

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN  
MULTITERMINALES Y DERIVADAS**

TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**JORGE LUIS QUEMÉ PAC**

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, OCTUBRE DE 1,999



## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

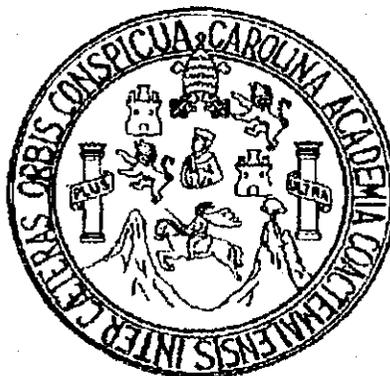
Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

### **PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MULTITERMINALES Y DERIVADAS**

Tema que me fuera asignado por la dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 26 de noviembre de 1998.

Jorge Luis Quemé Pac

# UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



## FACULTAD DE INGENIERÍA

### NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO: Ing. Herbert René Miranda Barrios  
VOCAL 1º: Ing. José Francisco Gómez Rivera  
VOCAL 2º: Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez  
VOCAL 3º: Ing. Jorge Benjamín Gutiérrez Quintana  
VOCAL 4º: Br. Oscar Stuardo Chinchilla Guzmán  
VOCAL 5º: Br. Mauricio Alberto Grajeda Mariscal  
SECRETARIA: Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

### TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO: Ing. Herbert René Miranda Barrios  
EXAMINADOR: Ing. Julio Roberto Urdiales Contreras  
EXAMINADOR: Ing. Francisco Javier González López  
EXAMINADOR: Ing. Angel Eduardo Polanco Anzueto  
SECRETARIA: Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

Guatemala 6 de julio de 1999

Ingeniero  
Angel Jesús García Martínez  
Coordinador del Area de Potencia  
Escuela de Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

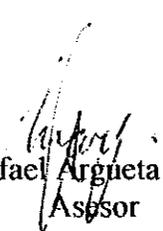
Señor coordinador:

Por este medio hago de su conocimiento que he revisado el trabajo de tesis titulado: **“Protección de líneas de transmisión multiterminales y derivadas”** asignado al estudiante Jorge Luis Quemé Pac.

Luego de efectuar las correcciones del caso y encontrándolo satisfactorio procedo a dar mi aprobación al mismo.

Asimismo le manifiesto que el autor de la tesis y yo como asesor, somos responsables del contenido de este trabajo.

Atentamente,

  
Ing. José Rafael Argueta Monterroso  
Asesor



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 26 de agosto de 1,999

Señor Director  
Ing. Roberto Urdiales Contreras  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis titulado: Protección de líneas de transmisión multiterminales y derivadas, desarrollado por el señor Jorge Luis Quemé Pac, por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Angel J. Garcia Martínez  
Coordinador Area de Potencia

AJGM/sdem.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA

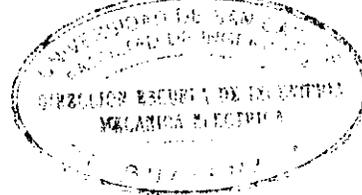


FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante Jorge Luis Quemé Pac, titulado: Protección de líneas de transmisión multiterminales y derivadas, procede a la autorización del mismo.

Ing. Roberto Urdiales Contreras

Director



Guatemala, 6 de septiembre de 1,999.

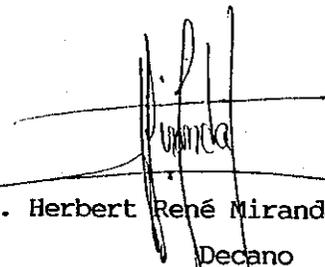
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



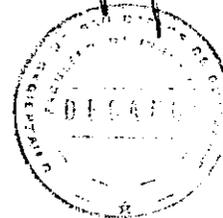
FACULTAD DE INGENIERIA

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: Protección de líneas de transmisión multiterminales y derivadas, del estudiante Jorge Luis Quemé Pac, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:

  
Ing. Herbert René Miranda Barrios  
Decano

Guatemala, octubre de 1,999.



## DEDICATORIA

- A DIOS: Ser supremo que me ha dado vida, inteligencia y valor para culminar mi carrera.
- A LA MEMORIA DE MI PADRE: José Conrado Quemé Sac, quien me heredó la capacidad de soñar.
- A MI MADRE: Liliam Pac Vda. de Quemé. Por ser quien me ha dado a manos llenas su cariño y abnegación. Por enseñarme a luchar y a tener esperanza.
- A MIS HERMANOS: Brenda Yamileth, Marco Vinicio, Sergio Conrado, Juan Carlos y Ana Geraldine. Por ser el apoyo ideal y un ejemplo a seguir.
- A: Quetzaltenango
- A: La Universidad de San Carlos de Guatemala

## AGRADECIMIENTO

A mi asesor:

Ing. Rafael Argueta Monterroso. Por la orientación y el apoyo que amablemente me brindó.

A:

Ing. Rafael Larios e Ing. Vicente Espinoza. Por su valiosa colaboración.

A:

Todas las personas que de una u otra forma contribuyeron en la realización de este trabajo de tesis.

# ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	v
GLOSARIO.....	viii
INTRODUCCIÓN.....	ix
1. PRINCIPIOS DE LA PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Función de la protección.....	1
1.3 Relevadores de protección.....	2
1.4 Selección de un sistema de protección.....	3
1.5 Protección de sobrecorriente no direccional.....	3
1.6 Protección direccional de sobrecorriente.....	4
1.6.1 Polarización de relevadores de sobrecorriente direccionales.....	5
1.7 Protección primaria y de respaldo.....	5
1.8 Protección de distancia.....	7
1.8.1 Principio de operación.....	7
1.8.2 Zonas de operación.....	8
1.8.3 Tipos de relevadores de distancia.....	9
2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MULTITERMINALES Y DERIVADAS.....	10
2.1 Introducción.....	10
2.2 Línea multiterminal.....	10
2.3 Línea derivada.....	10
2.4 Terminal con alimentación débil.....	13
2.5 Problemas en la protección de líneas multiterminales.....	13
2.5.1 El efecto “infeed”.....	13
2.5.2 El efecto “outfeed”.....	15

2.6	Problemas en la protección de líneas derivadas.....	16
2.6.1	Problemas de protección en derivaciones con interruptor.....	17
2.6.2	Problemas de protección en derivaciones sin interruptor.....	18
2.6.3	Derivaciones con alimentación débil.....	19
3.	APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN EN LÍNEAS MULTITERMINALES Y DERIVADAS.....	21
3.1	Introducción.....	21
3.2	Ajustes de relevadores de distancia en líneas multiterminales.....	21
3.2.1	Primera zona.....	21
3.2.1.1	Análisis del efecto “infeed” en el ajuste de primera zona.....	24
3.2.2	Segunda zona.....	27
3.2.2.1	El método “fórmula del factor dos”.....	28
3.2.3	Tercera zona.....	30
3.3	Ajuste de relevadores de distancia en líneas derivadas.....	32
3.3.1	Ajuste de relevadores de tierra en líneas derivadas.....	35
3.4	Esquemas de protección en líneas multiterminales y derivadas.....	40
3.4.1	Protección basada en principios no unitarios.....	40
3.4.1.1	Protección de distancia sin canal de comunicación en líneas multiterminales.....	40
3.4.1.2	Protección de distancia sin canal de comunicación en líneas derivadas.....	41
3.4.1.3	Protección de distancia con canal de comunicación en líneas multiterminales.....	42
3.4.1.3.1	Esquema de bloqueo.....	43
3.4.1.3.2	Esquemas de disparo transferido.....	45
3.4.1.3.3	Esquema de desbloqueo.....	49

3.4.1.4	Protección de distancia con canal de comunicación en líneas derivadas.....	51
3.4.1.4.1	Bloqueo de terminales derivadas.....	53
3.4.2	Protección basada en principios unitarios.....	55
3.4.2.1	Protección por comparación de fase.....	55
3.4.2.1.1	Protección por comparación de fase en... líneas multiterminales	56
3.4.2.1.2	Protección por comparación de fase en... líneas derivadas	57
3.4.2.2	Protección diferencial longitudinal.....	58
3.4.2.2.1	Protección diferencial longitudinal en ... líneas multiterminales	58
3.4.2.2.2	Protección diferencial longitudinal en... líneas derivadas	61
3.5	Consideraciones de recierre automático.....	62
3.6	Protección adaptiva.....	62
4.	EJEMPLOS DE PROTECCIÓN EN LÍNEAS MULTITERMINALES Y DERIVADAS.....	66
4.1	Introducción.....	66
4.2	Ejemplos de protección en líneas multiterminales.....	66
4.3	Ejemplos de protección en líneas derivadas.....	69
4.4	Caso real: Línea Enron-Sidegua-Alborada.....	71
4.4.1	Esquema de protección utilizado.....	72
4.4.1.1	Análisis de la falla de abril de 1,998.....	73
4.4.2	Propuesta de protección.....	75
4.4.2.1	Disparo transferido de sobrealcance permisivo.....	76
4.4.2.2	Esquema de bloqueo.....	85

CONCLUSIONES.....	89
RECOMENDACIONES.....	91
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	92
BIBLIOGRAFÍA.....	93

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

No.	Título	Pág.
1	Ejemplo de la protección de un sistema de potencia.....	6
2	Zonas de protección de relevadores de distancia.....	8
3	Características de relevadores de distancia.....	9
4	Configuraciones típicas de línea multiterminal.....	11
5	Configuraciones típicas de línea derivada.....	12
6	Efecto “infeed” en la impedancia medida por los relevadores de distancia.....	14
7	Efecto “outfeed” en la impedancia medida por los relevadores de distancia.....	15
8	Protección de una línea derivada con interruptor para la derivación.....	17
9	Protección de una línea derivada sin interruptor para la derivación.....	19
10	Protección de línea derivada con alimentación débil.....	20
11	Cobertura de la primera zona del relevador en la terminal G, para una línea multiterminal.....	22
12	Línea de tres terminales, con una falla trifásica en F.....	24
13	Línea de tres terminales, con una falla trifásica cercana a la terminal H.....	28
14	Línea de tres terminales con una falla de fase a tierra en el punto F.....	31
15	Conexión de las redes de secuencia para la falla mostrada en la figura 14.....	31
16	Derivación en la línea GH para servir a la barra R.....	33
17	Línea derivada con falla a tierra en el punto F.....	36
18	Diagrama de componentes simétricas de la línea derivada de la figura 17.....	36
19	Diagrama unifilar mostrando las impedancias de secuencia.....	38
20	Ajustes de zona de un esquema de subalcance no permisivo y esquema lógico de disparo para la terminal G. Equipo similar se requiere para las terminales H y R.	46

21	Ajustes de zona de un esquema de subalcance permisivo y esquema lógico de disparo para la terminal G. Equipo similar se requiere para las terminales H y R.	47
22	Ajustes de zona de un esquema de sobrealcance y esquema lógico de disparo para la terminal G. Equipo similar se requiere para las terminales H y R.....	48
23	Ajustes de zona de un esquema de desbloqueo y esquema lógico de disparo para la terminal G. Equipo similar se requiere para las terminales H y R.....	50
24	Sistema de bloqueo en la terminal R, aplicado junto con un esquema de distancia en las terminales de línea G y H.....	54
25	Protección diferencial de corriente para línea multiterminal, utilizando un canal de fibra óptica.....	59
26	Características de porcentaje de inclinación de la protección diferencial.....	60
27	Ejemplo de un esquema de protección adaptiva.....	65
28	Línea de transmisión multiterminal del ejemplo 1.....	67
29	Línea de tres terminales del ejemplo 2.....	68
30	Línea de transmisión derivada del ejemplo 1.....	69
31	Línea de transmisión derivada del ejemplo 2.....	70
32	Línea Enron-Sidegua-Alborada.....	71
33	Características en el plano R/X del relevador GEC OPTIMHO.....	77
34	Características en el plano R/X del relevador SEL-321.....	78
35	Ubicación de los relevadores en la línea Enron-Sidegua-Alborada.....	79
36	Esquema de bloqueo en la línea Enron-Sidegua-Alborada. Se muestra únicamente el ajuste y esquema lógico de disparo en Alborada. Equipo similar se requiere en Sidegua y Enron.....	88

## TABLAS

No	Título	Pag.
I	Ajustes e impedancias aparentes medidas por la primera zona de los relevadores, en la línea mostrada en la figura 12.....	26
II	Corrientes trifásicas de falla en la línea de tres terminales de la figura 12.....	26
III	Resultados de la simulación de falla trifásica en Sidegua (barra de 22 kV).....	74
IV	Resultados del estudio de fallas en la línea Enron-Sidegua-Alborada (falla trifásica).....	81
V	Resultados del estudio de fallas en la línea Enron-Sidegua-Alborada (falla monofásica).....	81
VI	Ajustes de las unidades de fase, de los relevadores en la línea Enron-Sidegua-Alborada.....	83
VII	Ajustes de las unidades de tierra, de los relevadores en la línea Enron-Sidegua-Alborada.....	83
VIII	Ajustes de las unidades de tercera zona (fase), de los relevadores de la línea Enron-Sidegua-Alborada.....	86
IX	Ajustes de las unidades de tercera zona (tierra), de los relevadores de la línea Enron-Sidegua-Alborada.....	86

## GLOSARIO

- Ajuste de un relevador** Valor límite de una característica o cantidad energizante, para la cual el relevador es diseñado para operar, bajo condiciones específicas.
- Protección no unitaria** Un sistema de protección que no tiene una zona de operación estrechamente definida y logra una operación selectiva solamente por un escalonamiento de tiempo.
- Protección unitaria** Un sistema de protección diseñado para operar solamente bajo condiciones anormales, dentro de una zona estrechamente definida de un sistema de potencia.
- Selectividad** La habilidad de un sistema de protección de distinguir entre la condición de un sistema de potencia para la cual debe operar, de aquella para la cual no debe hacerlo.
- Tiempo de deionización** Tiempo que sigue a la extinción del arco de falla en una línea aérea, necesario para asegurar la dispersión del aire ionizado y evitar que el arco reencienda al energizar nuevamente la línea.
- Tiempo muerto** Tiempo que transcurre entre la extinción del arco de falla y el recierre de los contactos de un interruptor.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia crecen rápidamente. Por ello, cada vez se utiliza con mayor frecuencia cierto tipo de configuraciones complejas de línea de transmisión. Dentro de estas configuraciones se encuentran las líneas multiterminales y derivadas.

Las configuraciones multiterminales surgen muchas veces, como una solución provisional para transportar la energía de una o más plantas generadoras nuevas, que se conectan al sistema. También pueden ser planificadas para ahorrar costos y aprovechar un derecho de vía ya establecido.

Las configuraciones derivadas se aplican para distribuir la energía que transporta una línea de transmisión, en uno o más puntos a lo largo de su extensión, ahorrándose regularmente la construcción de subestaciones adicionales.

Las líneas de transmisión en general, presentan una alta exposición a fallas. Por ello es necesario proporcionarles un sistema de protección, lo más confiable y seguro posible. Las líneas multiterminales y derivadas, sin embargo, presentan ciertos problemas que afectan directamente el desempeño de la protección. Estos problemas deben resolverse si se quiere aplicar este tipo de configuraciones de línea en un sistema de potencia.

Este trabajo tiene como objetivo principal proponer soluciones a los problemas que se dan en la protección de líneas multiterminales y derivadas. Para ello, en el primer capítulo se realiza un repaso de los principios de la protección de líneas de transmisión.

Luego en el segundo capítulo, se describen las configuraciones típicas de líneas multiterminales y derivadas, así como los problemas de protección que presentan.

En el tercer capítulo se realiza un análisis del ajuste de relevadores de distancia y se presentan los esquemas de protección aplicables a este tipo de líneas. Al final, en el capítulo cuatro se describen algunos ejemplos de la aplicación de la protección. Además, se presenta un análisis de la protección existente en la línea Enron-Sidegua-Alborada y se hace una propuesta de protección nueva para la misma línea, de acuerdo a lo investigado.

Las conclusiones y recomendaciones expresadas al final del trabajo van encaminadas hacia la aplicación de ciertos esquemas de protección, que resuelven en su mayoría, los problemas que se discuten en el contenido del trabajo.

El conocimiento existente en el medio nacional, acerca del tema de la protección de líneas multiterminales y derivadas, es en la actualidad; exclusivo de los ingenieros que trabajan en protecciones. Además, este conocimiento es por lo general empírico. Por otra parte, la mayoría de publicaciones que abordan el tema, están escritas en un idioma extranjero. Por ello se espera que este trabajo constituya una fuente de información más accesible para el ingeniero o estudiante que deseen ampliar sus conocimientos sobre la protección de este tipo de líneas de transmisión.

# **1. PRINCIPIOS DE LA PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

## **1.1 Introducción**

Las líneas de transmisión son una parte medular de los sistemas de potencia. Generalmente manejan voltajes superiores a 69 kV y transportan energía de los puntos de generación a subestaciones mayores o sistemas interconectados.

En Guatemala las líneas de transmisión manejan voltajes de 69, 138 y 230 kV. Debido a que las líneas de transmisión se encuentran dispersas por todo el país, presentan una alta exposición a fallas en comparación con equipos localizados puntualmente tales como generadores, transformadores y barras colectoras. En este sentido, dado que estas líneas presentan fallas con relativa frecuencia, requieren de un sistema de protección que garantice la continuidad en el suministro de energía y la operación más rentable del sistema.

## **1.2 Función de la protección**

La principal función de la protección es provocar la desconexión automática del elemento del sistema de potencia, que experimenta una falla o régimen anormal de operación. Esto con el objetivo de reducir el daño que el elemento pueda sufrir y evitar que el resto del sistema se vea afectado en su operación.

Para un adecuado funcionamiento, la protección debe cumplir con dos aspectos fundamentales: la seguridad y la confiabilidad. La seguridad es la habilidad que tiene el sistema de protección para evitar malas operaciones ya sea en presencia o en ausencia

de fallas. La confiabilidad es la certeza de la operación correcta de la protección, en respuesta a una falla en el sistema.

Lamentablemente la seguridad y la confiabilidad están en oposición, ya que aumentando la seguridad se reduce la confiabilidad y viceversa. Es necesario por lo tanto, hallar un punto de equilibrio entre estos dos aspectos, para que la protección desempeñe bien su función.

Otra función importante de los sistemas de protección es dar información sobre la localización y tipo de falla que ocurra, con el objetivo de facilitar su rápida localización y eliminación. Esta función la realizan los relevadores de protección.

### **1.3 Relevadores de protección**

Los relevadores, también denominados relés, son dispositivos compactos, análogos, digitales o numéricos que se conectan a través del sistema de potencia para detectar fallas o condiciones intolerables o inesperadas dentro de un área asignada. Ellos son una forma de aseguramiento activo, para mantener la continuidad en el servicio y limitar el daño al equipo.

En particular, un relé de protección provoca un cambio brusco en la parte del sistema por el controlado, y actúa por lo general en circuitos de disparo y señalización, para valores dados de las señales de entrada que caracterizan ciertos fenómenos externos. Por lo tanto, los relés de protección generalmente disparan uno o más interruptores provocando la desconexión del elemento del sistema protegido.

#### **1.4 Selección de un sistema de protección**

Existen factores que influyen en la elección de la protección que debe aplicarse a una línea de transmisión, los más importantes son los siguientes:

- a) Tipo de circuito: línea simple, línea paralela, multiterminal, etc.
- b) Función de la línea e importancia: efecto en la continuidad del servicio, requerimientos de tiempo prácticos para aislar la falla del resto del sistema.
- c) Requerimientos de coordinación y combinación: compatibilidad con equipo en otras líneas y sistemas asociados.

A estas consideraciones se suman el factor económico y las preferencias del ingeniero en protección, basadas en sus conocimientos y experiencia.

#### **1.5 Protección de sobrecorriente no direccional**

La protección de líneas utilizando relevadores de sobrecorriente no direccionales, es el tipo más elemental de protección de líneas y su principal ventaja es utilizar relevadores simples y económicos. Estos relevadores tienen un tiempo de operación que es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente, por lo que pueden clasificarse como "inversos", "muy inversos" y "extremadamente inversos", dependiendo de la velocidad a la cual el tiempo de operación decrece con el incremento en corriente.

Los relevadores de corriente no direccionales encuentran su aplicación principalmente en alimentadores radiales simples, donde la corriente de falla fluye siempre en un mismo sentido. Su aplicación en configuraciones de línea más complejas es muy limitada, debido a la necesidad de coordinarlos con relevadores de líneas adyacentes. La forma adecuada de coordinar estos relevadores es utilizando el llamado método de discriminación tiempo-corriente, que hace uso de las curvas del relevador.

Los relevadores de sobrecorriente pueden utilizarse para proteger la línea contra fallas de fase y de tierra, sin que existan diferencias sustanciales en su aplicación y coordinación. La diferencia fundamental es que los relevadores de tierra reciben solamente corrientes de secuencia cero, no son afectados por corrientes de carga, por lo cual pueden ajustarse para operar con corrientes de falla de fase a tierra, considerablemente menores que las corrientes de plena carga.

En resumen, la protección con relevadores de sobrecorriente no direccionales de fase a tierra, tiene la ventaja de ser comparativamente económica, pero tiene la desventaja de ser extremadamente limitada en su campo de aplicación, ya que los relevadores no pueden distinguir entre fallas en diferentes direcciones.

#### **1.6 Protección direccional de sobrecorriente**

Cuando existen fuentes de generación en más de una de las terminales de línea, las corrientes de carga y de falla pueden fluir en ambas direcciones, a través de la localización de los relevadores. Si se usan relevadores no direccionales para proteger la línea, éstos deben coordinarse no solamente con los relevadores de enfrente en el final remoto de la línea sino también con los relevadores detrás de ellos. Lo anterior justifica el empleo de relés direccionales, ya que éstos operan solamente cuando la corriente de falla fluye en una dirección de disparo especificada, lo que permite la coordinación completa y la posibilidad de proteger adecuadamente la línea.

Con pocas diferencias significativas, las reglas generales de aplicación para relevadores de sobrecorriente direccionales de fase, se aplican también para relevadores de tierra.

### **1.6.1 Polarización de relevadores de sobrecorriente direccionales**

Para determinar la dirección de operación, un relevador direccional necesita una referencia, contra la cual la corriente de línea es comparada. Esta referencia es conocida como la cantidad de polarización. Generalmente es el voltaje del sistema el que se utiliza como referencia.

### **1.7 Protección primaria y de respaldo**

La protección de los diversos elementos del sistema de potencia puede dividirse en dos tipos: primaria y de respaldo.

La protección primaria es la que debe operar en caso de fallas en el elemento protegido, de forma instantánea. En cada elemento se establece una zona de protección primaria y las distintas zonas se traslapan, a fin de que no quede sin protección primaria ninguna parte del sistema.

Cuando ocurre una falla en una zona, la protección correspondiente dispara los interruptores de esa zona. Cuando la falla se sitúa en el traslape de dos zonas, puede disparar un número mayor de interruptores del que es necesario; sin embargo este problema es menor del que pudiera darse si las zonas no se traslaparan y se quedara alguna parte del sistema sin protección primaria. Es conveniente realizar el traslape de las zonas alrededor de los interruptores.

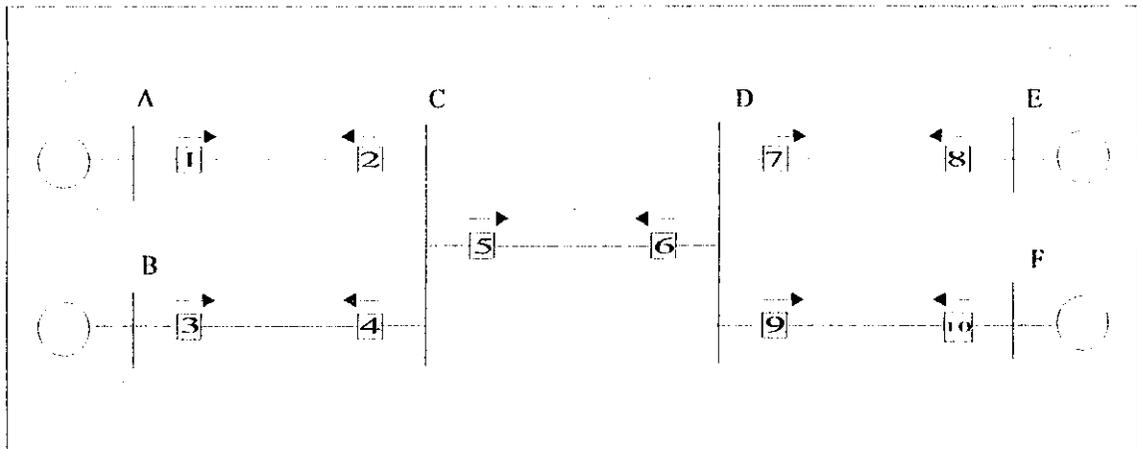
La protección de respaldo debe operar si la protección primaria falla o está fuera de servicio. La protección de respaldo puede ser de tipo remoto, es decir, brindarse desde una planta o subestación diferente de aquella en que está la protección primaria o de tipo local, que está situada en la propia subestación de la protección primaria.

En la figura 1 se muestra un área de un sistema eléctrico, que puede servir de base para introducir el concepto de protección de respaldo, en líneas de transmisión.

En caso de cortocircuito en la línea CD, su protección primaria debe provocar la apertura de los interruptores 5 y 6; si no se abre el interruptor 5, perteneciente a la subestación C, deben operar las protecciones de respaldo situadas en las subestaciones A y B y abrirse los interruptores 1 y 3. Asimismo, en caso de fallo del interruptor 6 deben abrirse como respaldo los interruptores 8 y 10. La protección de respaldo debe tener retardo de tiempo en su operación, para dar la posibilidad de operar la protección primaria, y sólo operar en caso de fallo de ésta.

Nótese que en este esquema se utilizan relevadores direccionales para simplificar la coordinación.

Figura 1. Ejemplo de la protección de un sistema de potencia



## 1.8 Protección de distancia

La protección de distancia es aquella que utiliza relevadores que miden la distancia eléctrica del circuito entre la localización del relevador y el punto de falla. Estos relevadores operan cuando la distancia medida es menor al alcance al que son ajustados.

Generalmente esta protección se utiliza en líneas de transmisión de alto voltaje (69 a 230 kV), las cuales tienen niveles de falla muy altos y requieren que las fallas se liberen con rapidez. Esto con el fin de evitar inestabilidad en el sistema y aumento del riesgo de daño al circuito fallado.

La protección de distancia utiliza zonas de protección establecidas, relativamente independientes de cambios en el sistema y por su naturaleza direccional puede suministrar protección primaria y de respaldo.

### 1.8.1 Principio de operación

Partiendo del hecho de que la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud, un relevador de distancia mide la impedancia de una línea hasta un punto determinado. El relevador compara la corriente y el voltaje del sistema y determina si la falla existe dentro o fuera de su zona de protección, establecida por un ajuste en ohms, suministrando así la discriminación necesaria.

Si se da una falla en la sección de línea protegida, el voltaje en el punto de ubicación del relevador es la corriente de falla multiplicada por la impedancia de la línea entre el relevador y la falla.

$$V = I_f * Z_l \quad (1.1)$$

o bien,

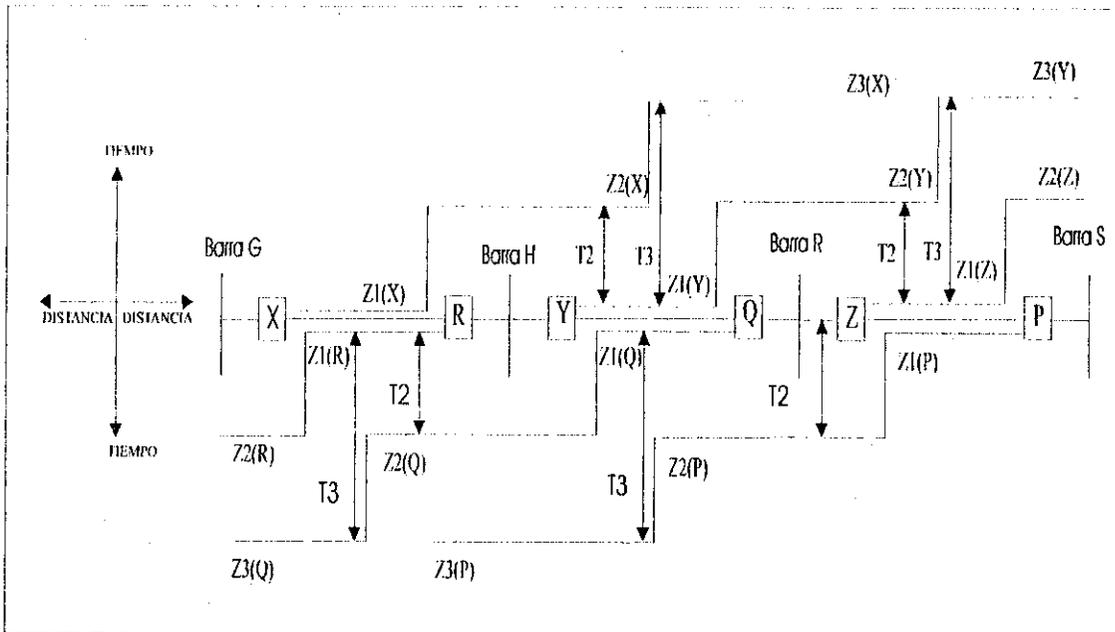
$$Z_1 = V/I_f \tag{1.2}$$

De esta forma, la impedancia hasta la falla es la relación entre el voltaje y la corriente suministrada al relevador.

### 1.8.2 Zonas de protección

Tradicionalmente la protección de distancia incluye tres zonas de protección, con el objetivo de proteger una sección de línea y proveer respaldo para las secciones de línea remotas, como puede verse en la figura 2. La primera zona por lo regular es de operación instantánea, mientras las demás tienen un retardo de tiempo.

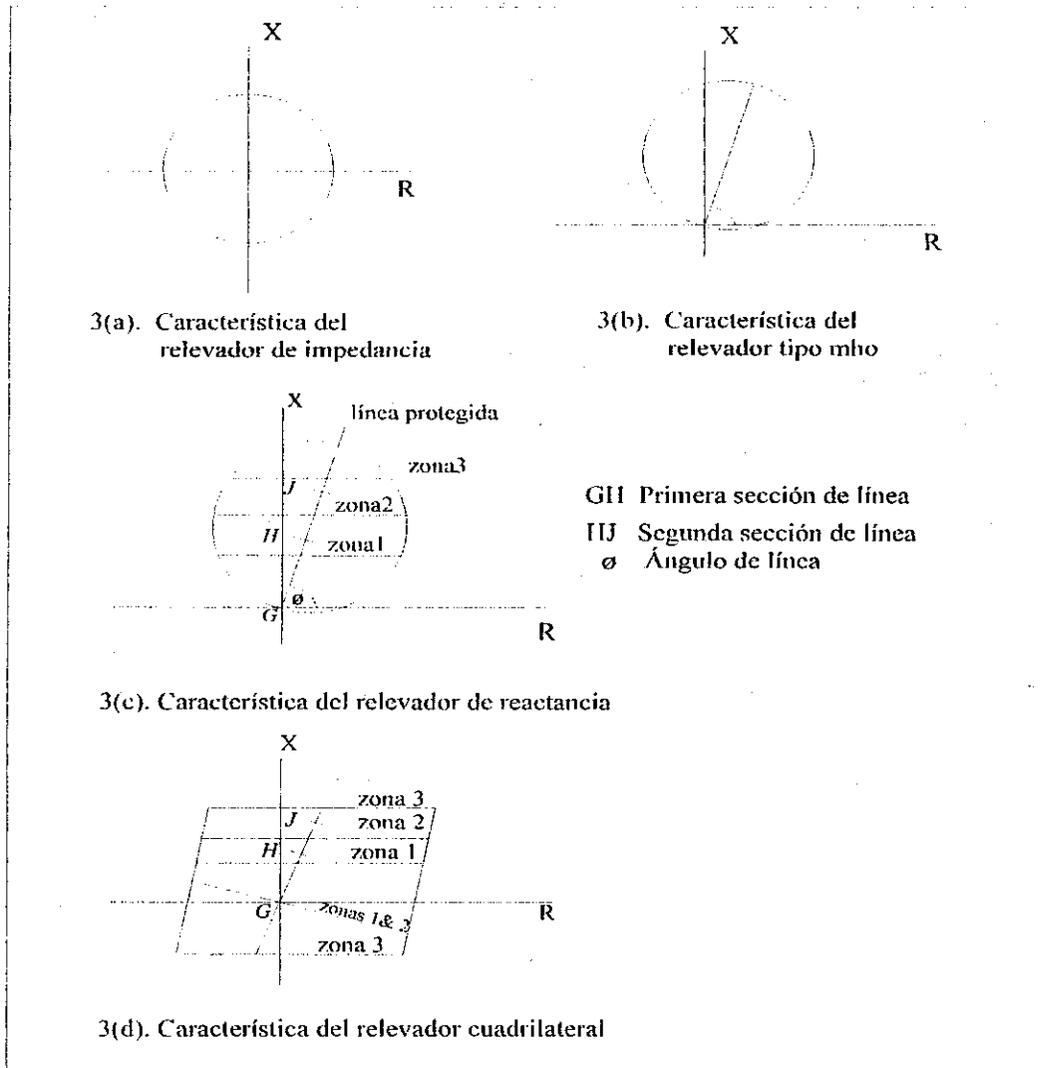
Figura 2. Zonas de protección de relevadores de distancia



### 1.8.3 Tipos de relevadores de distancia

Los relevadores de distancia se clasifican de acuerdo a sus características polares, el número de entradas que tienen y el método por el cual realizan la comparación. Los tipos comunes comparan dos cantidades de entrada en magnitud y fase, para obtener sus características, las cuales son líneas rectas o círculos, cuando se dibujan en un diagrama R/X.

Figura 3. Características de relevadores de distancia



## **2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MULTITERMINALES Y DERIVADAS**

### **2.1 Introducción**

La razón principal para utilizar líneas multiterminales o derivadas en un sistema de potencia es el ahorro en costos, al minimizar los requerimientos de interruptores o subestaciones adicionales. Sin embargo, este ahorro debe pesarse contra los problemas de protección que como se verá más adelante, surgen al aplicar estas configuraciones de línea en el sistema.

### **2.2 Línea multiterminal**

Una línea de transmisión multiterminal es aquella que tiene tres o más terminales, cada una conectada a una fuente de potencia mayor (planta generadora). La fuente de potencia en cada terminal, al producirse una falla en la línea, contribuye a la misma con una corriente substancial. En la figura 4 se muestran las configuraciones típicas de línea multiterminal.

### **2.3 Línea derivada**

Es una línea de transmisión que tiene una o más terminales conectadas a una fuente de potencia mayor y derivaciones que alimentan solamente cargas.

Las derivaciones no tienen la suficiente corriente inversa al producirse una falla en la línea, para producir la operación de relevadores de protección.

La corriente inversa para una derivación solamente puede aparecer en el sistema de secuencia cero, cuando un transformador aterrizado es conectado en ella. En la figura 5 se muestran las configuraciones típicas de línea derivada.

Figura 4. Configuraciones típicas de línea multiterminal

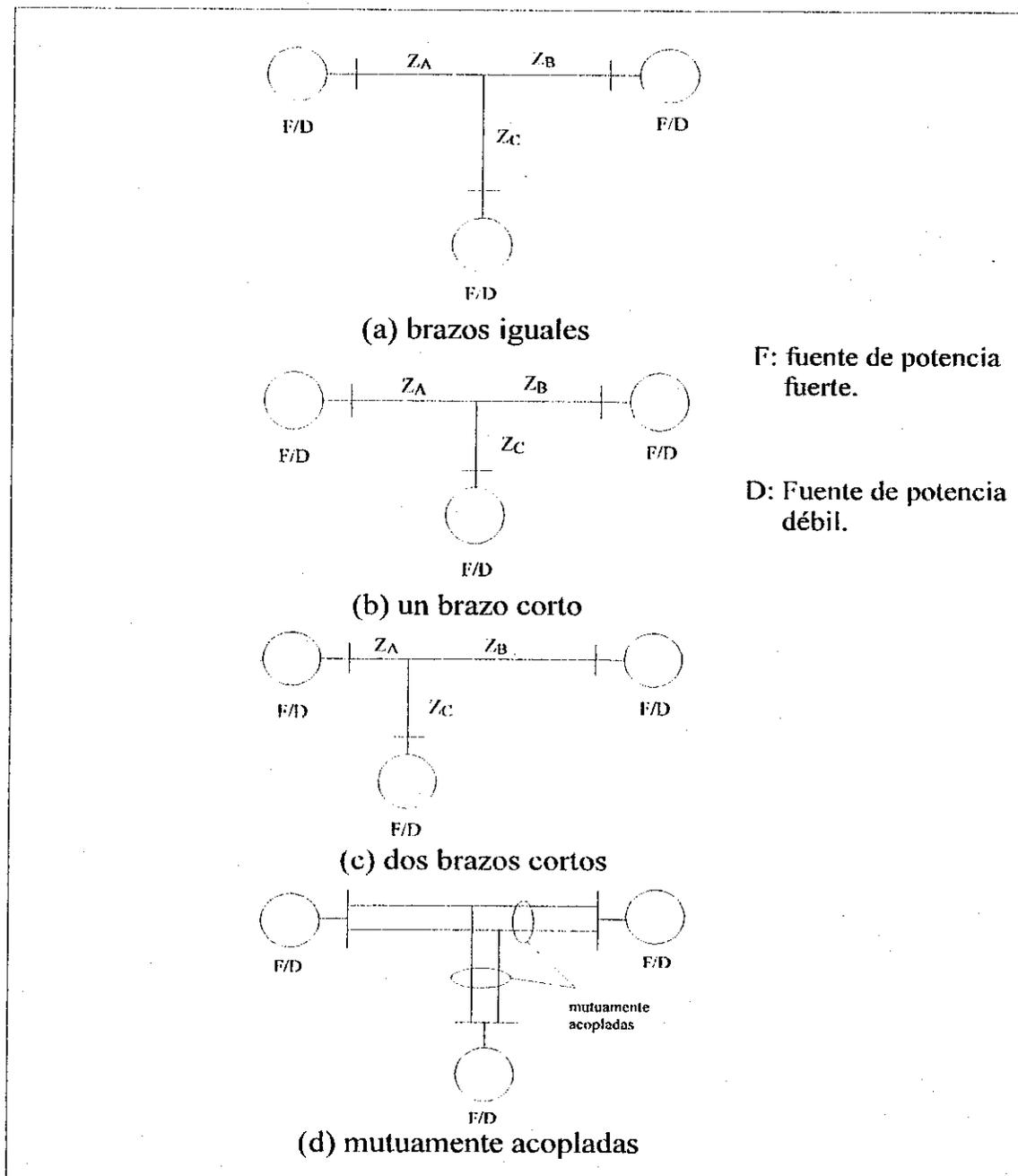
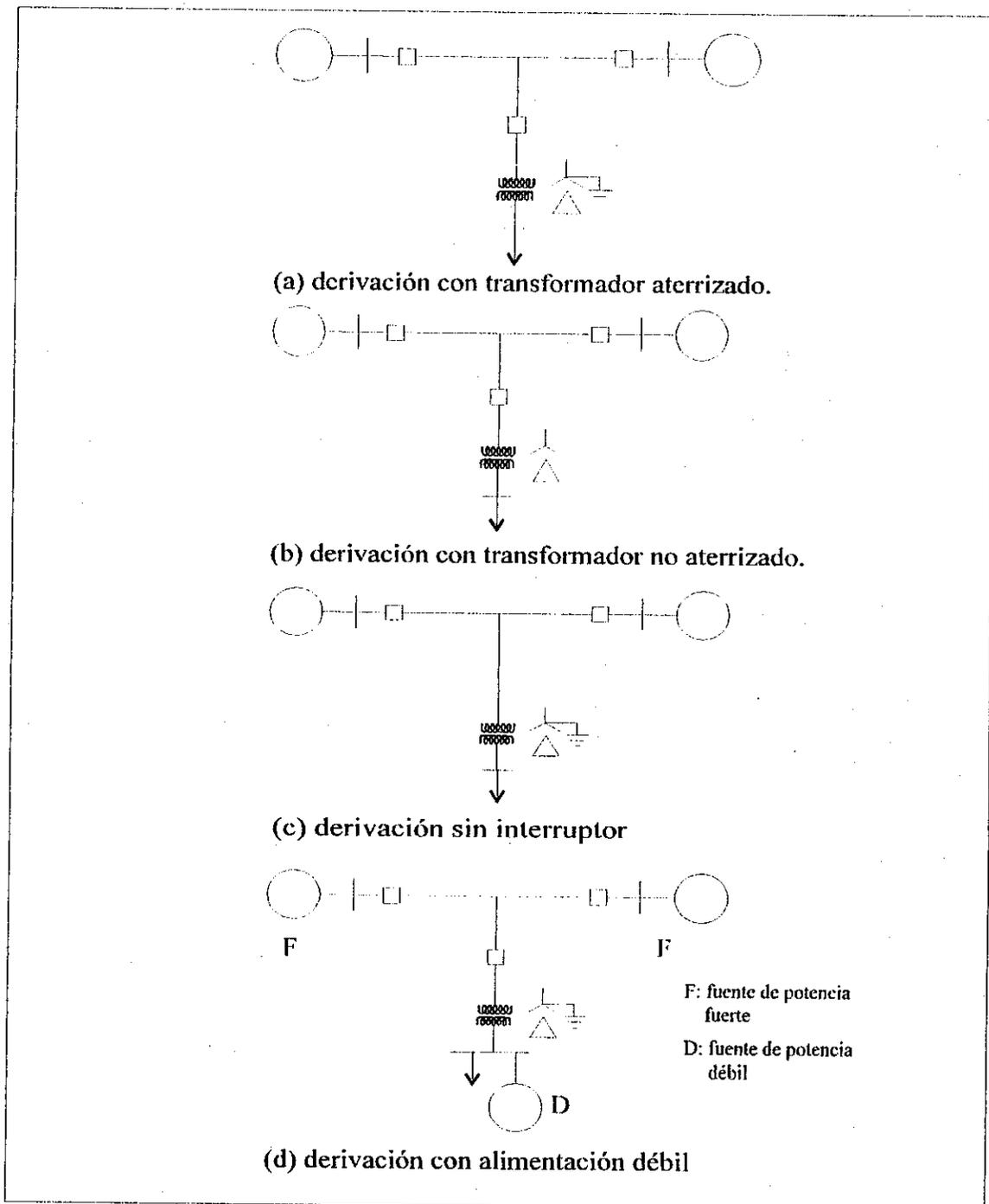


Figura 5. Configuraciones típicas de línea derivada



## 2.4 Terminal con alimentación débil

Es una terminal cuya fuente no suministra suficiente corriente al producirse una falla en la línea, para operar los relevadores de protección en la misma. Esta situación puede ocurrir para fase (secuencia positiva), tierra (secuencia cero), o ambas.

Una derivación puede tener también una alimentación débil, si la carga derivada tiene una generación local limitada, motores síncronos y/o muchos motores de inducción (ver figura 5(d)).

## 2.5 Problemas en la protección de líneas multiterminales

Como se explicó en el capítulo 1, los relevadores de distancia son los más utilizados en la protección de líneas de transmisión, por lo que los problemas encontrados en la protección de líneas multiterminales se relacionan en su mayoría con el ajuste de estos relevadores. Las principales dificultades con los relés de distancia son las diferentes longitudes de línea al punto de derivación y las diferentes impedancias fuente detrás de las terminales. Además el efecto "infeed" hace casi imposible cubrir la mayor parte de línea en primera zona, sin perder la selectividad con respecto a fallas en líneas adyacentes.

### 2.5.1 El efecto "infeed"

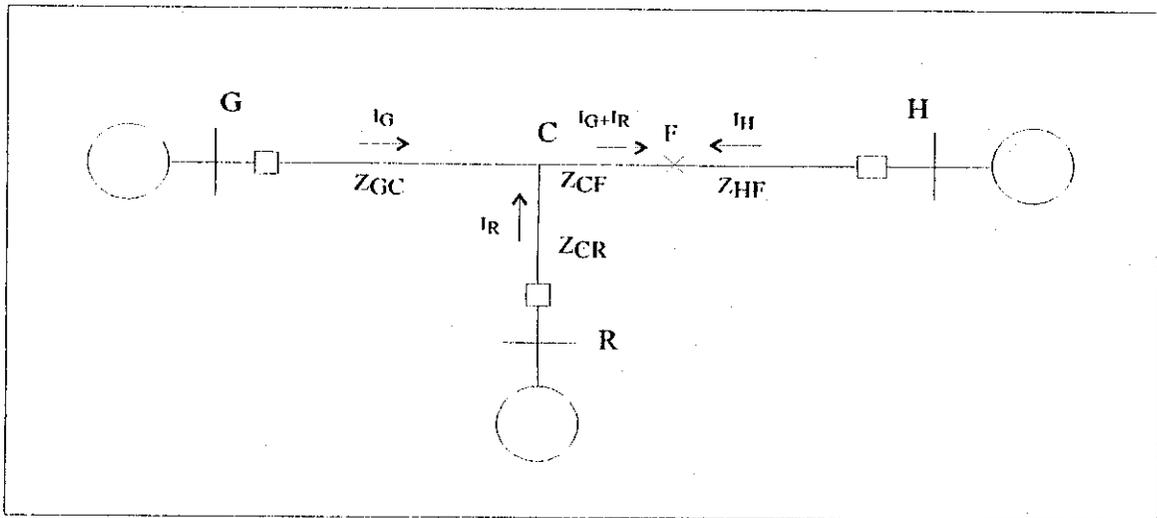
El efecto "infeed" se manifiesta en líneas multiterminales, produciendo una reducción en el alcance de los relevadores de distancia. Si tomamos como ejemplo, la línea de tres terminales de la figura 6; en el caso de que un cortocircuito trifásico ocurra en f, el relevador de distancia en G mide una impedancia aparente  $Z_{ap}$  que depende de la razón de corrientes  $I_R/I_G$ .

El voltaje visto por los relevadores en la terminal G es:

$$V_G = Z_{GC} \cdot I_G + Z_{CF} \cdot (I_G + I_R) \quad (2.1)$$

$$Z_{AP} = V_G / I_G = Z_{GC} + Z_{CF} + Z_{CF} \cdot I_R / I_G \quad (2.2)$$

Figura 6. Efecto "infeed" en la impedancia medida por los relevadores de distancia



La verdadera impedancia entre la terminal G y la falla es  $Z_{GC} + Z_{CF}$ , pero debido a la contribución de la corriente intermedia de la terminal R, el relevador de distancia para la terminal G "ve" una impedancia aparente  $Z_{AP}$  la cual es más grande. La falla parece ser más lejana de lo que realmente es.

Pueden existir diferentes distribuciones de corriente para el efecto "infeed" en líneas multiterminales, dependiendo de las diferentes condiciones de operación del sistema de potencia. Por otra parte, las secciones (o brazos) de línea, pueden tener diferentes longitudes. Estos factores adicionales complican aún más la aplicación exitosa de la protección de distancia.

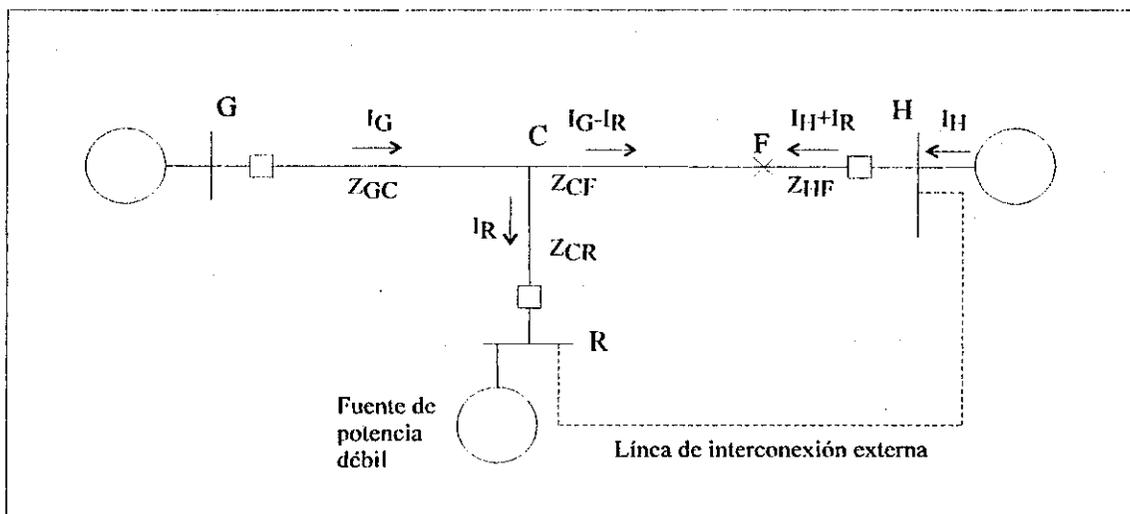
## 2.5.2 El efecto "outfeed"

Cuando una terminal no posee una fuente de potencia o bien es una terminal con alimentación débil y además tiene una línea de interconexión externa, hacia una terminal remota la corriente de cortocircuito puede fluir fuera de dicha terminal. Esto, en caso de que se produzca una falla interna, la cual esté localizada cerca de la terminal remota a la que esta interconectada. Esta condición es conocida como efecto "outfeed".

En la figura 7, por ejemplo, se muestra como la corriente fluye fuera de la terminal R al existir una falla interna cercana a la barra H contribuyendo al cortocircuito en dicha terminal.

El efecto "outfeed" reduce la impedancia vista por los relevadores en G, provocando que los mismos sobrealcancen. Asimismo, los relevadores direccionales para la terminal R no operan, porque la falla es vista en la dirección inversa.

Figura 7. Efecto "outfeed" en la impedancia medida por los relevadores de distancia



Las siguientes ecuaciones dan el valor de la impedancia aparente vista por los relevadores de la terminal G para una falla trifásica en F.

$$V_G = I_G * Z_{GC} + (I_G - I_R) * Z_{CF} \quad (2.3)$$

$$Z_{AP} = V_G / I_G = Z_{GC} + (1 - I_R / I_G) * Z_{CF} \quad (2.4)$$

El subalcance que se produce en el efecto "infeed" cambia a sobrealcance debido al signo menos en la ecuación 2.4; el relevador en R asume una falla en la dirección inversa; el relevador para la terminal H mide la distancia correcta. Bajo estas circunstancias, si no existe un esquema de protección con canal de comunicación, los relevadores en G y H disparan primero. Luego, debido a la inversión de la corriente, dispara el relevador en R (esta acción es conocida como disparo secuencial).

## 2.6 Problemas en la protección de líneas derivadas

Los principales problemas en la protección de líneas de transmisión derivadas son:

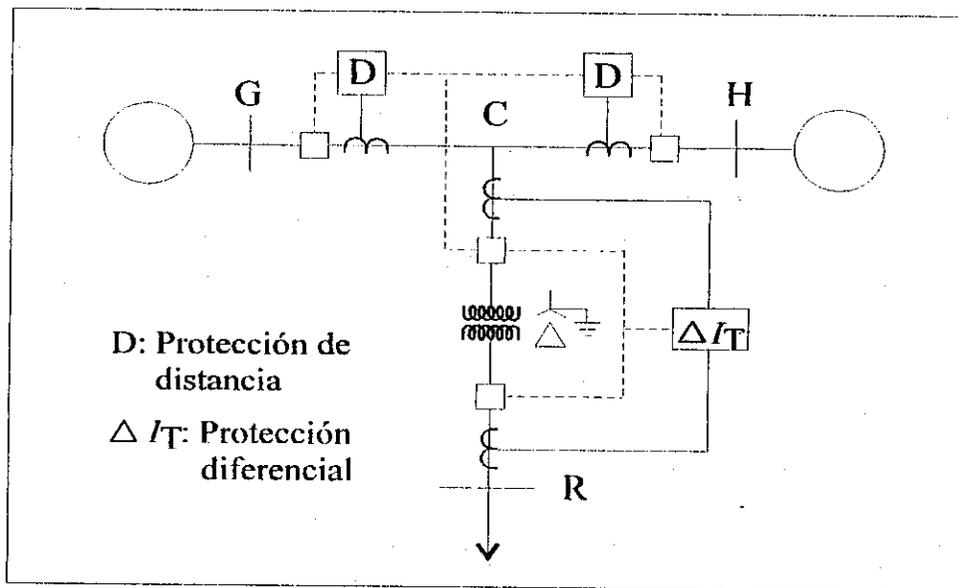
- Discriminación entre fallas de línea y de transformador.
- Control del recierre de la derivación
- Efecto "infeed" de secuencia cero, de transformadores aterrizados.

Para la solución de estos problemas, un transformador de corriente y un interruptor del lado de alto voltaje del transformador derivado (interruptor de línea) son una decisiva ventaja. Las estadísticas exhiben que este equipo existe en la mayoría de líneas derivadas. Sin embargo, existen excepciones para las cuales deben hallarse soluciones. Generalmente se asume que transformadores de corriente (CTs) se instalan en ambos lados del transformador derivado, lo que hace posible el uso de protección diferencial de transformador.

### 2.6.1 Problemas de protección en derivaciones con interruptor

Las líneas derivadas que poseen un interruptor de línea en la derivación, como se ve en la figura 8 presentan los siguientes problemas en su protección:

Figura 8. Protección de una línea derivada con interruptor para la derivación



- Cuando ocurren fallas en el transformador derivado, existe el riesgo de que las secciones de línea GC y HC (ver figura 8) también sean desconectadas del sistema. Esto se debe a que los ajustes de las zonas de los relevadores de distancia en G y H permiten en ocasiones ver más allá de la localización del transformador, especialmente si las secciones de línea tienen longitudes diferentes. Lo anterior provoca que estos relevadores vean la falla en el transformador y disparen sus interruptores, perdiéndose así la selectividad de la protección.

- Si un recierre automático monofásico es aplicado en las terminales G y H, una contribución de corriente de la terminal C para la falla línea a tierra puede ser mantenida por las fases sanas a través del transformador derivado durante el tiempo muerto del recierre. Por lo tanto, el interruptor para C también debe ser disparado, a manera de deionizar el arco posible. Independientemente del esquema de recierre aplicado, es deseable siempre disparar el interruptor para C, a fin de evitar el recierre en fallas de transformador. Este disparo de la derivación puede llevarse a cabo a través de un esquema de disparo directo o bien por criterios locales como bajo voltaje.
- Debido a la corriente de efecto "infeed" a tierra, de la derivación (en el caso de un neutral aterrizado en el lado de alta), el problema de la alta impedancia aparente que miden los relevadores de distancia para las terminales G y H puede causar problemas en la protección de fallas a tierra en la línea GH.
- Un transformador derivado, sólidamente aterrizado, presenta una fuente de corriente de secuencia cero, por ejemplo: una corriente de tierra fluye de la derivación al punto de falla y no es vista (medida) por la terminal de línea opuesta, lo que puede causar problemas de detección de fallas para los relevadores de fallas a tierra.

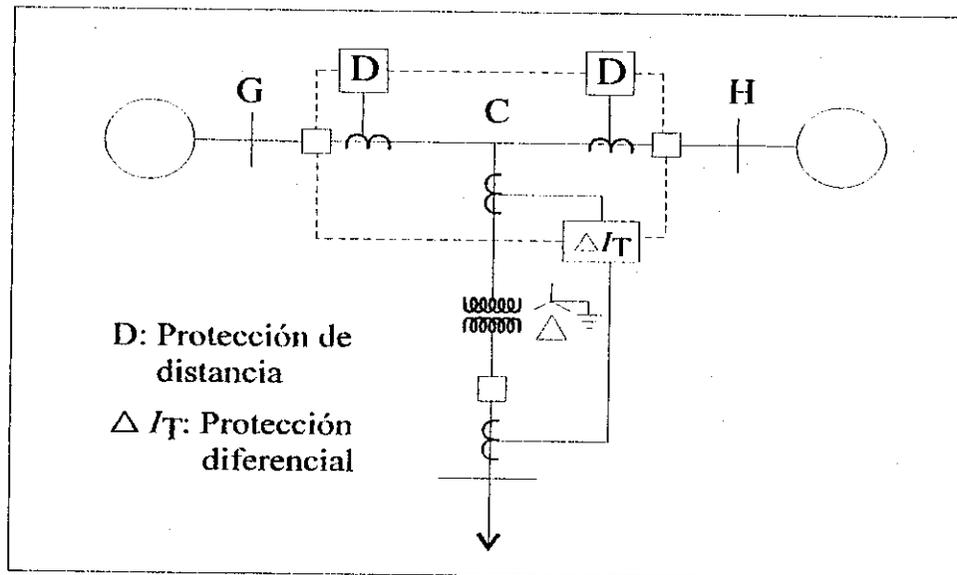
### **2.6.2 Problemas de protección en derivaciones sin interruptor**

La principal desventaja de esta configuración (ver figura 9), es que la línea y el transformador no pueden ser disparados separadamente y por lo tanto:

- El recierre automático monofásico no es posible: El arco de la falla línea a tierra es mantenido por la terminal C, vía el efecto "infeed" provocado por las fases sanas a través de los arrollamientos del transformador.

- En caso de recierre automático trifásico, siempre es posible que se dé el recierre para una falla en el transformador. Este riesgo tiene que ser comparado con el ahorro en costos del interruptor.

Figura 9. Protección de una línea derivada, sin interruptor para la derivación

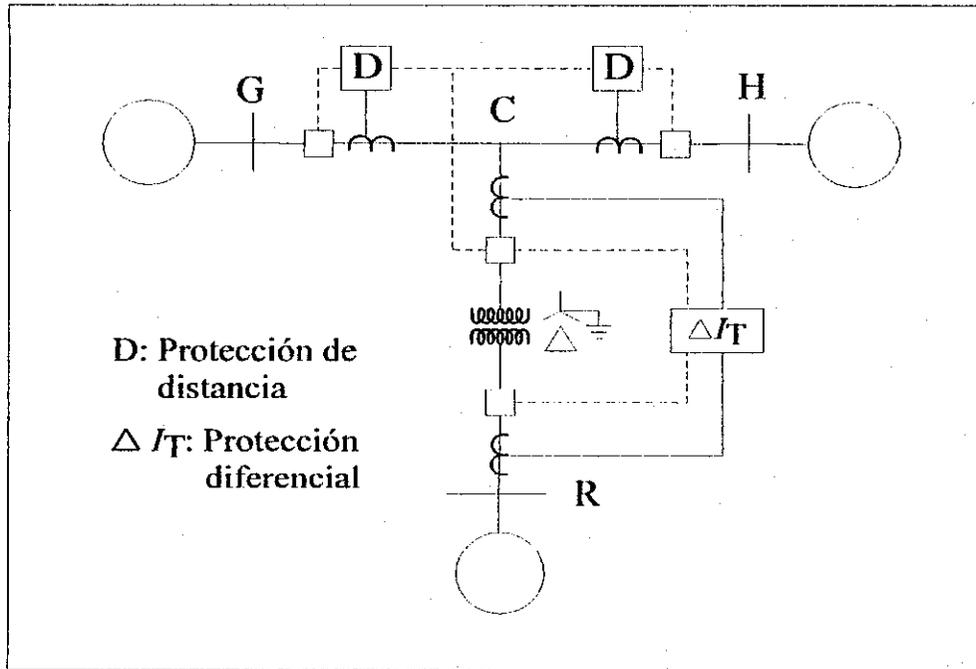


### 2.6.3 Derivaciones con alimentación débil

Normalmente existe un interruptor de línea para este tipo de derivaciones (ver figura 10). Las siguientes dificultades se pueden encontrar en la protección:

- Problemas de efecto "infeed".
- Los problemas de detección y selectividad de fallas con alimentación débil pueden hacer difícil el disparo de la derivación, en caso de fallas en línea.
- Las mismas dificultades de las derivaciones con interruptor.

Figura 10. Protección de línea derivada con alimentación débil



### **3. APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN EN LÍNEAS MULTITERMINALES Y DERIVADAS**

#### **3.1 Introducción**

Como se vio en el capítulo anterior, una configuración de línea multiterminal o derivada presenta ciertos problemas en su protección. En este capítulo se describen aspectos importantes para la aplicación de la protección en este tipo de líneas.

Primero se hacen algunas consideraciones referentes a los ajustes de los relevadores de distancia, luego se analiza la aplicación de los esquemas que se utilizan regularmente en líneas de dos terminales a líneas del tipo estudiado. Finalmente, se describen algunos conceptos que pueden ser de utilidad para este trabajo, referentes a la aplicación de una protección adaptiva.

#### **3.2 Ajuste de relevadores de distancia en líneas multiterminales**

##### **3.2.1 Primera zona**

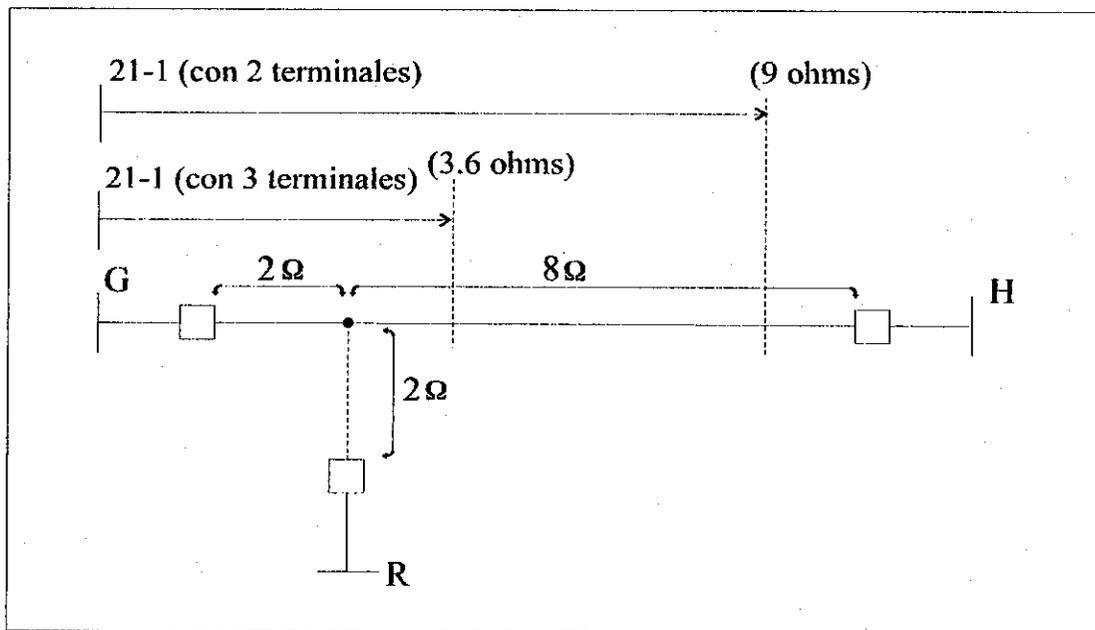
Generalmente la primera zona de un relevador de distancia se ajusta para subalcantar la terminal remota, en una línea de dos terminales. El alcance es generalmente un 85 o 90 % de la longitud de la línea.

En líneas de tres o más terminales, la primera zona debe subalcantar todas las terminales remotas. Esta condición, sin embargo, trae consigo un problema. La localización del punto de derivación de una o más terminales permite que las longitudes

de las secciones o brazos de línea sean por lo general diferentes, lo que complica el ajuste de la primera zona.

El efecto de la localización de la derivación se exhibe en la figura 11. Si la terminal R no existiera, la primera zona del relevador en G podría ajustarse para alcanzar el 85 ó 90 % de la línea de 10 ohms (9 ohms usando 90 %). Sin embargo, estando presente la terminal R, un ajuste de 9 ohms provoca que la primera zona en G vea fallas más allá de dicha terminal, ya que la impedancia desde G hasta R es sólo de 4 ohms. De esta forma, la localización de la derivación y la impedancia hasta la estación R condicionan que el alcance de la primera zona en G sea reducido a 85 ó 90 % de 4 ohms, (3.6 ohms si el ajuste es del 90 %).

Figura 11. Cobertura de la primera zona del relevador en la terminal G, para una línea multiterminal



Este ajuste ofrece muy poca protección de primera zona para la sección de línea del punto de derivación a la barra H. Una situación similar se verifica para la primera zona del relevador de la subestación R. Sin embargo, para el relevador en H la derivación no involucra ninguna limitación.

La primera zona del relevador en H puede ajustarse al 90 % de la línea (9 ohms). Sin embargo, el relevador en H puede tener problemas de ajuste, si las secciones del punto de derivación a R o a G son desiguales en longitud, lo cual es usualmente el caso.

Esta dificultad de coordinación de las unidades de primera zona es lo que lleva muchas veces a la aplicación de esquemas de protección con canal de comunicación (ver sección 3.4.1.3).

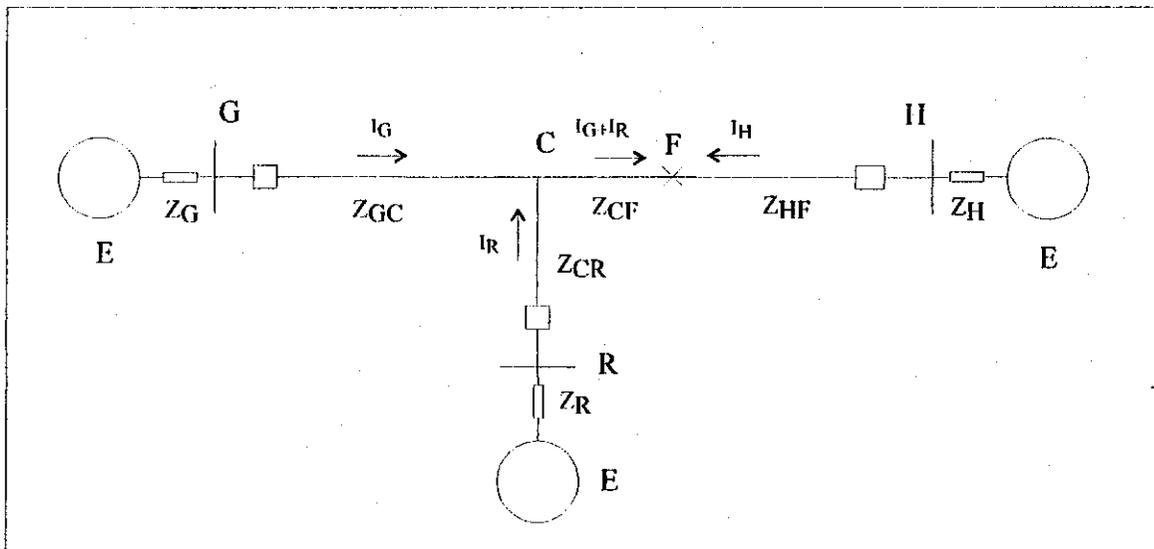
El ajuste de primera zona se ve afectado también por el efecto "infeed" provocado por la terminal o terminales intermedias. Un análisis de las impedancias aparentes medidas por los relevadores de cada terminal, permite conocer la magnitud del subalcance producido por el efecto "infeed".

Los relevadores en cada terminal pueden medir diferentes impedancias aparentes, según las condiciones de operación del sistema. En consecuencia, el subalcance de las zonas de distancia debido al efecto "infeed" puede ser mayor o menor en un momento dado. Por ello, las unidades de primera zona deben ajustarse siempre de acuerdo a la impedancia real de la línea. Si se hiciera un ajuste basado en las impedancias aparentes, la primera zona podría sobrealcanzar y operar para fallas externas mucho más allá de las terminales remotas si se da algún cambio en el sistema. Por ejemplo, si el interruptor de la derivación se abriera o la fuente de potencia de la terminal R se desconectara (ver figura 11), entonces desaparece el efecto "infeed".

### 3.2.1.1 Análisis del efecto "infeed" en el ajuste de primera zona

En la figura 12 se presenta una línea de transmisión de tres terminales, que experimenta una falla trifásica en el punto F. Se puede determinar la magnitud de las impedancias aparentes medidas por los relevadores, debido al efecto "infeed". En la práctica este análisis es realizado en programas de computadora; sin embargo, se presenta aquí para dar una idea general del procedimiento a seguir.

Figura 12. Línea de tres terminales, con una falla trifásica en F



Se asume que las fuentes de potencia tienen el mismo voltaje E y el mismo ángulo de fase. La carga prefalla es despreciada. Con estas simplificaciones, las siguientes ecuaciones son válidas.

$$V_G = I_G * Z_{GC} + (I_G + I_R) * Z_{CF} = E - Z_G * I_G \quad (3.1)$$

$$V_H = I_H * Z_{HF} = E - I_H * Z_H \quad (3.2)$$

$$V_R = I_R * Z_{CR} + (I_G + I_R) * Z_{CF} = E - Z_R * I_R \quad (3.3)$$

De la expresión (3.1), la siguiente impedancia aparente medida por el relevador en G puede ser derivada.

$$Z_{APG} = V_G / I_G = Z_{GC} + (1 + I_R / I_G) * Z_{CF} \quad (3.4)$$

Sustrayendo (3.3) de (3.1) desarrollamos:

$$\begin{aligned} I_G * Z_{GC} + (I_G + I_R) * Z_{CF} &= E - Z_G * I_G \\ -I_R * Z_{CR} - (I_G + I_R) * Z_{CF} &= -E + Z_R * I_R \end{aligned}$$

de donde:

$$I_G * Z_{GC} - I_R * Z_{CR} = Z_R * I_R - Z_G * I_G$$

entonces:

$$\begin{aligned} I_G * (Z_G + Z_{GC}) &= I_R * (Z_R + Z_{CR}) \\ I_R / I_G &= (Z_G + Z_{GC}) / (Z_R + Z_{CR}) \end{aligned} \quad (3.5)$$

Introduciendo (3.4.) en (3.5) se obtiene:

$$V_G / I_G = Z_{APG} = Z_{GC} + (1 + (Z_G + Z_{GC}) / (Z_R + Z_{CR})) * Z_{CF} \quad (3.6)$$

(Observe que para dos terminales  $V_G / I_G = Z_{GC} + Z_{CF}$ )

De la misma forma se pueden hallar expresiones para  $V_H / I_H$  y  $V_R / I_R$ .

Estas impedancias aparentes medidas, deben ser comparadas con el ajuste de los relevadores, para comprobar si el problema de alcance puede ocurrir debido al efecto "infeed". En la tabla I se muestran las expresiones completas del alcance de los relevadores de primera zona, para cada terminal.

Tabla I. Ajustes e impedancias aparentes medidas por la primera zona de los relevadores, en la línea mostrada en la figura 12

Terminal	Ajuste (primera zona)	Impedancia aparente medida	No. ec.
G	$0.85*(Z_{GC} + Z_{CR})$	$Z_{APG} = Z_{GC} + (1 + (Z_G + Z_{GC})/(Z_R + Z_{CR}))*Z_{CF}$	(3.6)
H	$0.85*(Z_{HC} + Z_{CR})$	$Z_{APH} = Z_{HF}$	(3.7)
R	$0.85*(Z_{GC} + Z_{CR})$	$Z_{APR} = Z_{CR} + (1 + (Z_R + Z_{CR})/(Z_G + Z_{GC}))*Z_{CF}$	(3.8)

Los ajustes anteriores son escogidos para el caso en que  $Z_{CR} < Z_{GC} < Z_{HC}$ .

De las expresiones anteriores, sustituyendo (3.5) en (3.1) podemos encontrar una fórmula para la corriente en G, ( $I_G$ ). En la misma forma,  $I_H$  e  $I_R$  pueden ser derivadas. Las fórmulas se muestran en la tabla II.

Tabla II. Corrientes trifásicas de falla en la línea de tres terminales de la figura 12

Terminal	Corriente de falla	No. ecuación
G	$I_G = E/(Z_G + Z_{GC} + (1 + (Z_G + Z_{GC})/(Z_R + Z_{CR}))*Z_{CF})$	(3.9)
H	$I_H = E/(Z_H + Z_{HF})$	(3.10)
R	$I_R = E/(Z_R + Z_{CR} + (1 + (Z_R + Z_{CR})/(Z_G + Z_{GC}))*Z_{CF})$	(3.11)

Puede verse de las expresiones (3.6), (3.8), (3.9) y (3.11) que el peor caso con respecto a los problemas de alcance puede ocurrir si:

- El brazo HC es demasiado grande comparado con los brazos GC Y CR.
- La impedancia fuente  $Z_G$  Y  $Z_R$  es muy alta.
- Una falla ocurre en las vecindades de la terminal H.

Si se asume por ejemplo que  $Z_G + Z_{GC} \approx Z_R + Z_{CR}$  y que  $Z_{CF} = 3*Z_{GC} = 3*Z_{CR}$ , los relevadores en G y R pueden ver una impedancia aparente de  $3.5*(Z_{GC} + Z_{CF})$ . Esto corresponde a cerca de cuatro veces el ajuste de primera zona, por lo que el subalcance en este caso es dramático.

### 3.2.2 Segunda zona

La segunda zona de los relevadores de distancia, (regularmente ajustada para sobrealcanzar), debe cubrir la totalidad de la sección de línea entre cualquier par de terminales e incluso parte de la línea adyacente. Para lograr esto, el ajuste debe establecerse por encima de la máxima impedancia aparente que pueda medir, en caso de falla en una terminal remota.

Para evitar la operación de la segunda zona, en sistemas de alta carga o en sistemas que experimenten gran oscilación de potencia, puede ajustarse el alcance de la misma utilizando ciertas características de impedancia del relevador. Las características tipo mho-desplazado o cuadrilateral son las más recomendadas (ver sección 1.8.3).

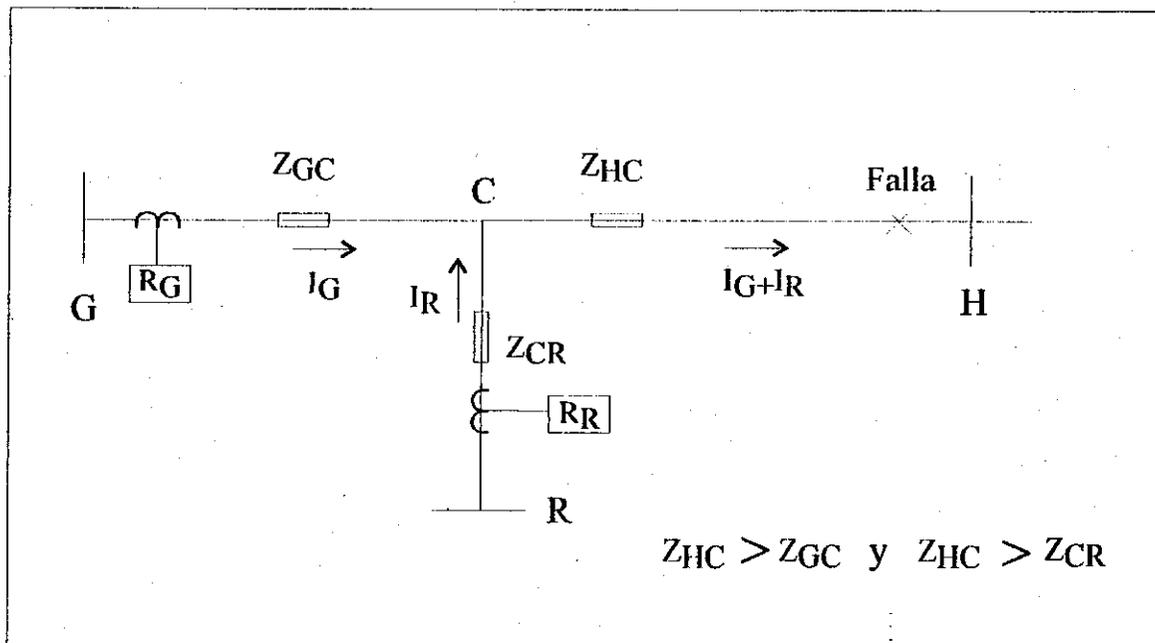
Es importante señalar que los relevadores de segunda zona deben ser coordinados con las protecciones primarias (instantáneas), de la línea adyacente que sobrealcancen. Esto para garantizar que actúen siempre como protección de respaldo en dicha línea.

### 3.2.2.1 El método "fórmula del factor dos"

Existe un método llamado "fórmula del factor dos"<sup>1</sup>, que sirve para determinar el ajuste mínimo de la segunda zona de los relevadores de distancia. Para el desarrollo del mismo, se parte del hecho de que las unidades de segunda zona deben ver por lo menos una falla cercana a la terminal más lejana, en una línea multiterminal.

Por ejemplo, una falla producida en la barra H (ver figura 13) debe ser vista por la segunda zona de los relevadores  $R_G$  o  $R_R$ . Si uno de los relevadores dispara, el otro relevador puede ver la falla y disparar también, ya que el efecto "infeed" intermedio es removido.

Figura 13. Línea de tres terminales, con una falla trifásica cercana a la terminal H



Los relevadores  $R_R$  y  $R_G$  miden las siguientes impedancias:

$$Z_{APG} = Z_{GC} + ((I_G + I_R)/I_G)*Z_{HC} = Z_{GC} + Z_{HC} + (I_R/I_G)*Z_{HC} \quad (3.12)$$

-----  
Error G

$$Z_{APR} = Z_{CR} + ((I_G + I_R)/I_R)*Z_{HC} = Z_{CR} + Z_{HC} + (I_G/I_R)*Z_{HC} \quad (3.13)$$

-----  
Error R

Los errores G y R no pueden ser más grandes que  $Z_{HC}$  al mismo tiempo, debido a que uno de los dos factores  $I_R/I_G$  o  $I_G/I_R$  es más pequeño que uno. El peor caso se da cuando  $I_G$  e  $I_R$  son iguales. En este caso el error es  $Z_{HC}$  para ambos relevadores.

A fin de permitir que al menos un relevador vea la falla cercana a H, el siguiente ajuste mínimo puede ser deducido, (20 % de margen de seguridad):

$$Z_{RG} = (Z_{GC} + 2*Z_{HC})*1.2 \quad (3.14)$$

$$Z_{RR} = (Z_{CR} + 2*Z_{HC})*1.2 \quad (3.15)$$

En general, se obtiene la siguiente fórmula para el ajuste de los relevadores de segunda zona.

$$Z_{OR} = (Z_X + 2*Z_Y)*1.2 \quad (3.16)$$

Donde:  $Z_X$  = impedancia del relevador al punto de derivación.

$Z_Y$  = impedancia del punto de derivación a la terminal remota.

Esta fórmula aproximada es conocida como "formula del factor dos".

### 3.2.3 Tercera zona

Las consideraciones hechas en el ajuste de la segunda zona, pueden aplicarse también a la tercera zona de los relevadores de distancia. Sin embargo, el ajuste de tercera zona, que debe proteger la totalidad de la línea adyacente, puede no ser posible o provocar un sobrealcance excesivo en algunas condiciones de operación. Así, en muchas aplicaciones en líneas multiterminales, el respaldo remoto de tercera zona es imposible e impráctico.

### 3.2.4 Ajuste de las zonas de relevadores de tierra

En el caso de las zonas de los relevadores para fallas a tierra, pueden también desarrollarse fórmulas para la verificación de los ajustes y las impedancias aparentes medidas. En este caso, la impedancia de secuencia cero y el "infeed" de secuencia cero tienen una influencia muy grande. Además un problema de alcance adicional puede originarse en caso de acoplamiento mutuo entre circuitos.

Para fallas de fase a tierra, la impedancia aparente es determinada no sólo por la longitud relativa de los brazos de la línea, sino también por el "infeed" de secuencia cero y la relación  $Z_0/Z_1$  de las fuentes de potencia y los brazos de la línea. Además los factores  $k_0$  (factores de compensación de secuencia cero<sup>2</sup>) son muy sensitivos al estado de los circuitos paralelos.

Supóngase que existe una falla de fase a tierra en el punto F de la figura 14. La impedancia medida por los relevadores en G, R y H puede ser determinada analizando las redes de secuencia conectadas en serie, que se exhiben en la figura 15.

Considere por ejemplo el relevador en G. Se tiene que calcular en esta red el voltage  $V_G$ , la corriente de fase  $I_G$  y la corriente a tierra  $I_{GE}$ :

Figura 14. Línea de tres terminales con una falla de fase a tierra en el punto F

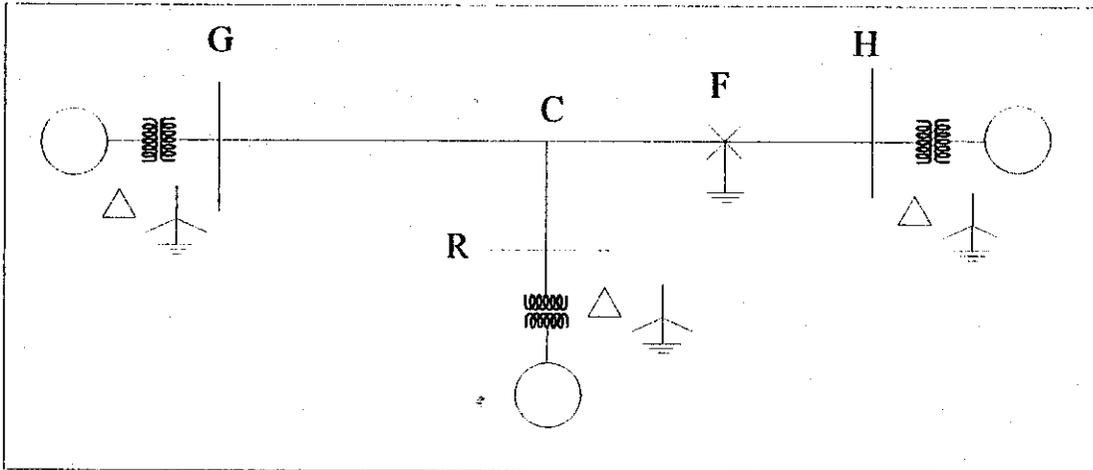
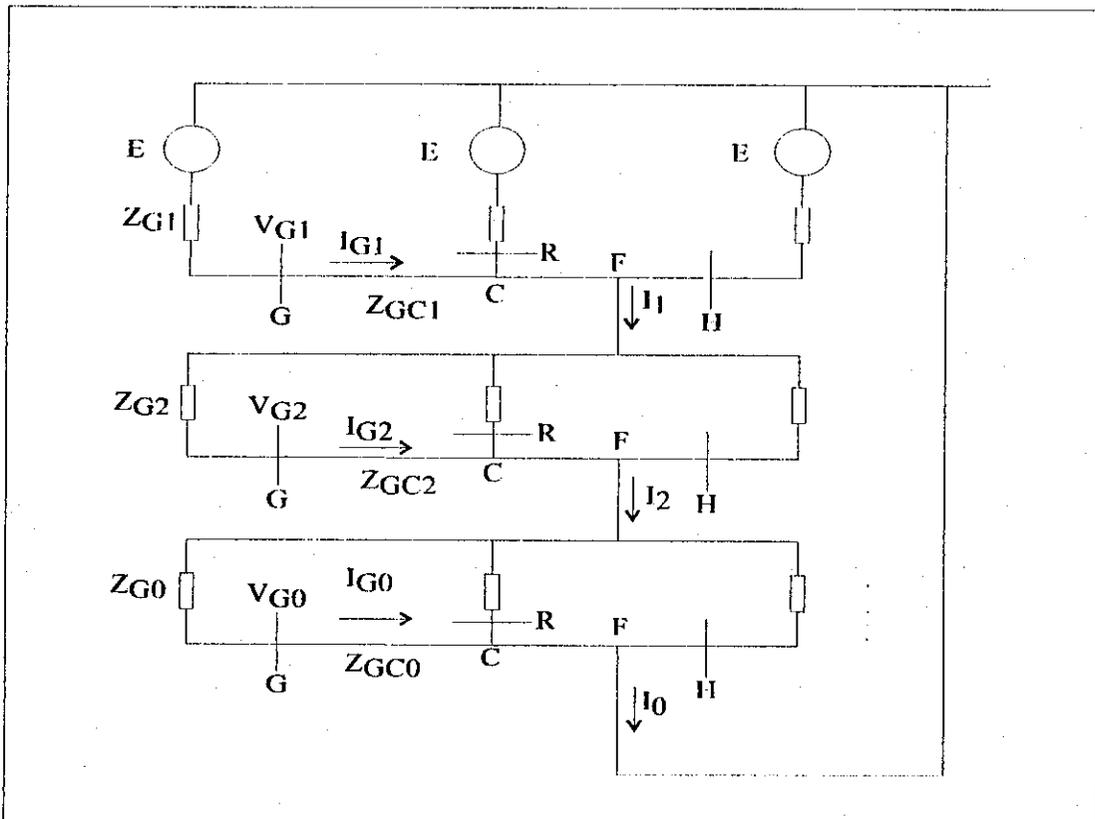


Figura 15. Conexión de las redes de secuencia para la falla mostrada en la figura 14



$$V_G = V_{G0} + V_{G1} + V_{G2}$$

$$I_G = I_{G0} + I_{G1} + I_{G2}$$

$$I_{GE} = 3 * I_{G0}$$

La impedancia medida es:  $Z_{APG} = V_G / (I_G + k_0 * I_{GE})$  (3.17)

Donde  $k_0 = (Z_0 - Z_1) / 3 * Z_1^3$  (3.18)

( $Z_0$  Y  $Z_1$  son datos de la línea GH).

### 3.3 Ajuste de relevadores de distancia en líneas derivadas

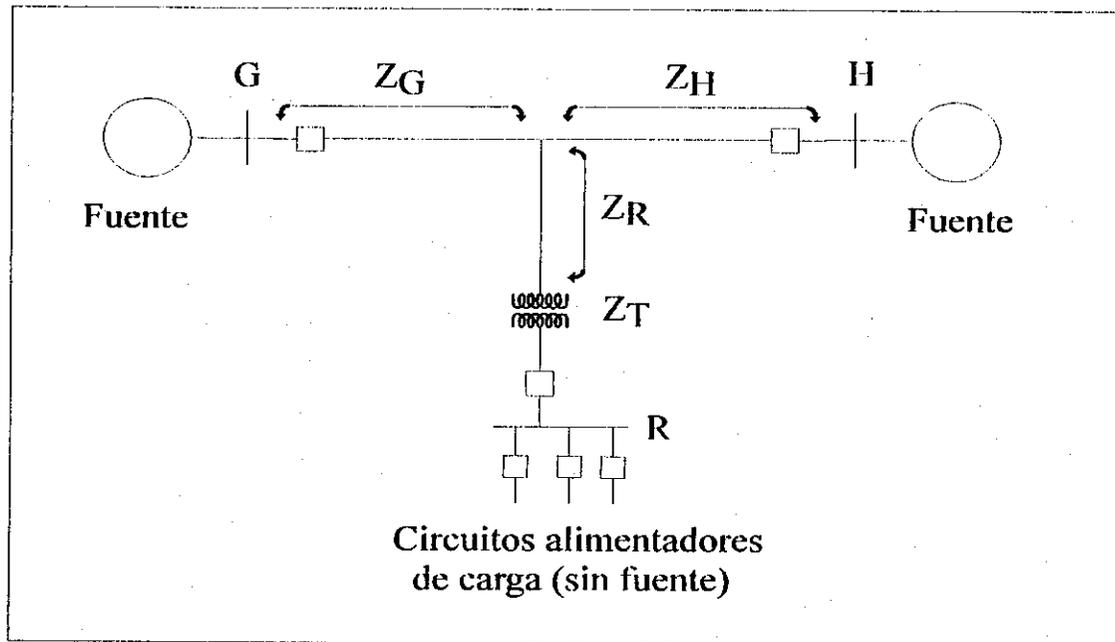
Las derivaciones ofrecen una forma económica de utilizar una línea de transmisión como línea de distribución. Para ello es necesario utilizar un banco de transformadores en el punto de carga, que reduzca el voltaje de niveles de transmisión a distribución. Tal banco, como se vio ya en el capítulo 2, puede conectarse directamente o con un interruptor de línea en el lado de alta tensión.

Los relevadores de distancia en este tipo de líneas pueden ajustarse fácilmente, si la derivación alimenta solamente cargas. En el caso de existir terminales con alimentación débil, es preferible utilizar un esquema de protección con canal de comunicación, para garantizar la adecuada operación de los relevadores.

Considérese la línea derivada exhibida en la figura 16. Siendo el transformador parte de la línea, los relevadores en las terminales G y H deben operar para fallas en la línea y en la derivación. Además, deben coordinarse con los relevadores de protección de la barra R y de los circuitos de distribución que salen de la misma, tanto como con los relevadores de líneas de transmisión adyacentes a G o H.

La primera zona de los relevadores en G es ajustada para el 80 o 90 % de la impedancia ( $Z_G + Z_H$ ) o ( $Z_G + Z_R + Z_T$ ), la que sea más pequeña. Puede hacerse así ya que no existe ninguna fuente de potencia detrás de la barra R (no existe problema de efecto "infeed").

Figura 16. Derivación en la línea GH para servir a la barra R



Una buena cobertura de la línea puede lograrse si  $(Z_R + Z_T)$  es aproximadamente igual o ligeramente más grande que  $Z_G$  o  $Z_H$ .

Si se utiliza un interruptor del lado de alta del transformador (interruptor de línea), entonces la primera zona de protección en G debe ajustarse al 80 ó 90 % de la impedancia más pequeña entre  $(Z_G + Z_H)$  ó  $(Z_G + Z_R)$ . Similarmente, la primera zona de protección en H debe ajustarse para la impedancia más pequeña entre  $(Z_H + Z_G)$  ó  $(Z_H + Z_R)$ .

Con  $Z_R$  frecuentemente igual a cero (banco de transformadores conectado directamente a la línea), el alcance de la primera zona puede limitarse para una u otra terminal. Para G cuando  $Z_G$  es pequeña comparada con  $Z_H$  ó para H cuando  $Z_H$  es pequeña comparada con  $Z_G$ . Esto con la finalidad de proteger únicamente la línea y no ver fallas de transformador. Alternativamente, la primera zona puede ser ajustada como si el interruptor de línea no existiera, si se sabe que muy pocas fallas de transformador pueden ocurrir.

La segunda zona de los relevadores de distancia (sobrealcance) para G, debe ajustarse arriba del máximo de una de las impedancias  $(Z_G + Z_H)$  ó  $(Z_G + Z_R)$ , dependiendo cual sea más grande. Incluso en ocasiones deben ajustarse arriba de  $(Z_G + Z_R + Z_T)$ . De la misma forma, la segunda zona de distancia para H debe ajustarse arriba del valor mayor entre  $(Z_H + Z_G)$  ó  $(Z_H + Z_R)$  y en ocasiones arriba del valor  $(Z_H + Z_R + Z_T)$ .

La segunda zona de los relevadores en cada terminal, debe coordinarse en tiempo y distancia con la protección en líneas adyacentes y barras remotas. Como resultado, el alcance de los relevadores más allá el transformador  $Z_T$  puede ser limitado, para eliminar los problemas de coordinación con los circuitos de distribución que salen de la barra R. Si la segunda zona, por razones de alcance, se ajusta más allá del transformador, deben coordinarse con los relevadores de los circuitos de distribución antes mencionados.

Una coordinación similar es necesaria para la tercera zona de los relevadores en G y H, la cual es ajustada para alcanzar una distancia más grande (100% de la línea adyacente).

### 3.3.1 Ajuste de relevadores de tierra en líneas derivadas

Los fundamentos del ajuste de los relevadores de distancia se aplican indistintamente a las zonas de fase y de tierra.

Sin embargo, existe una dificultad en la protección de fallas a tierra en líneas derivadas, como se mencionó en el capítulo dos. El efecto "infeed" de secuencia cero, si el neutral del lado de alto voltaje del transformador, está aterrizado.

A manera de ejemplo, en la figura 17 se muestra una línea derivada cuyo transformador tiene una conexión estrella aterrizada en su lado de alto voltaje y una falla a tierra ocurre en F. Se puede calcular el efecto de la corriente de secuencia cero proveniente de la derivación, en el ajuste de los relevadores en G como se muestra a continuación.

$$V_{G0} = V_{F0} + Z_{OCF}*(I_{G0} + I_{0T}) + Z_{OGC}*I_{G0} \quad (3.19)$$

$$V_{G1} = V_{F1} + Z_{IGF}*I_{G1} \quad (3.20)$$

$$V_{G2} = V_{F2} + Z_{IGF} *I_{G2} \quad (3.21)$$

Con  $V_{F0} + V_{F1} + V_{F2} = 0$  y  $Z_{OGC} + Z_{OCF} = Z_{OGF}$  obtenemos:

$$V_G = Z_{OGF}*I_{G0} + Z_{OCF}*I_{0T} + Z_{IGF}*(I_{G1} + I_{G2}) \quad (3.22)$$

$$I_G = I_{G0} + I_{G1} + I_{G2} \quad (3.23)$$

Figura 17. Línea derivada con falla a tierra en el punto F

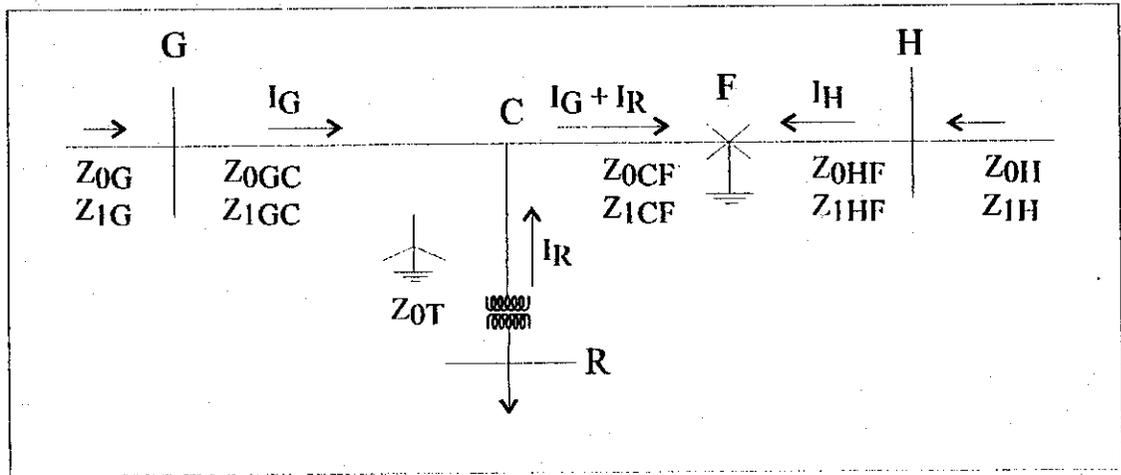
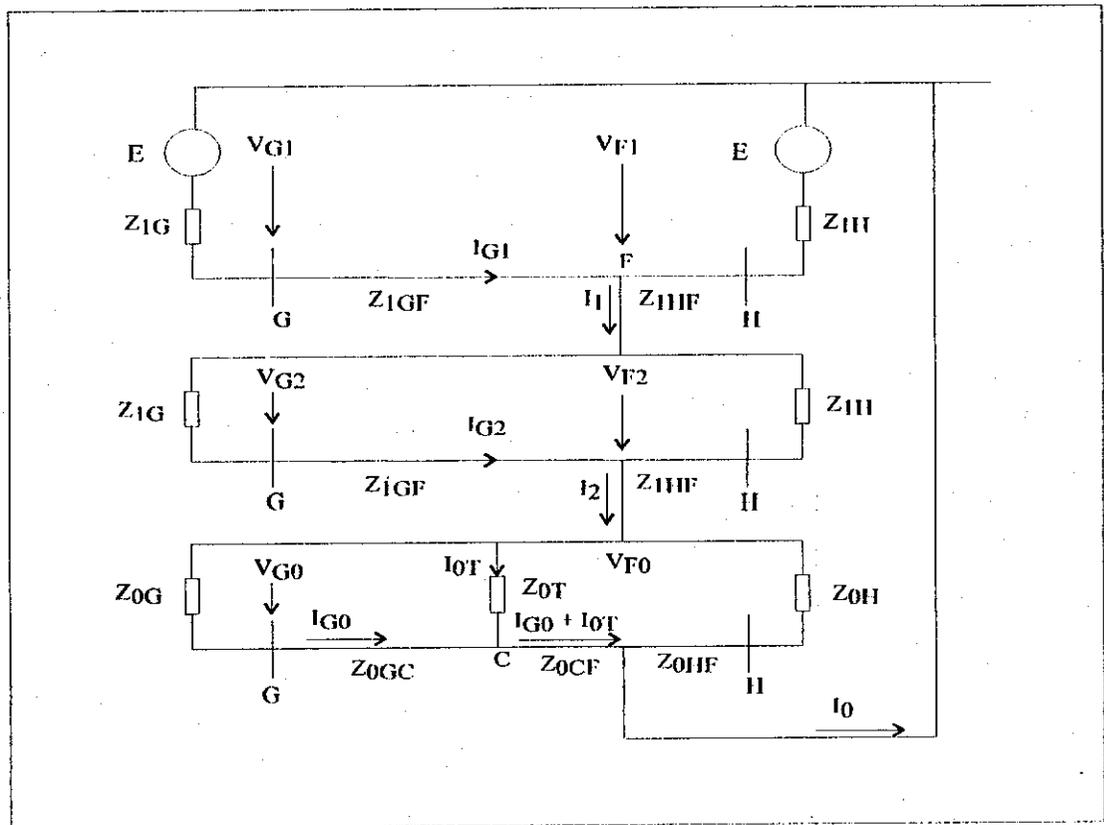


Figura 18. Diagrama de componentes simétricas de la línea derivada de la figura 17



Para hallar las componentes de corriente, del diagrama de componentes simétricas y del uso del divisor de corriente obtenemos:

$$I_{G0} = ((Z_{0H} + Z_{0HF}) / (Z_{0H} + Z_{0HF} + Z_{0CF} + (Z_{0T} * (Z_{0G} + Z_{0GC}) / (Z_{0T} + Z_{0G} + Z_{0GC})))) * (Z_{0T} / (Z_{0T} + Z_{0G} + Z_{0GC})) * I_0 \quad (3.24)$$

$$I_{G1} = I_{G2} = ((Z_{1HF} + Z_{1H}) / (Z_{1H} + Z_{1HF} + Z_{1G} + Z_{1GF})) * I_0 \quad (3.25)$$

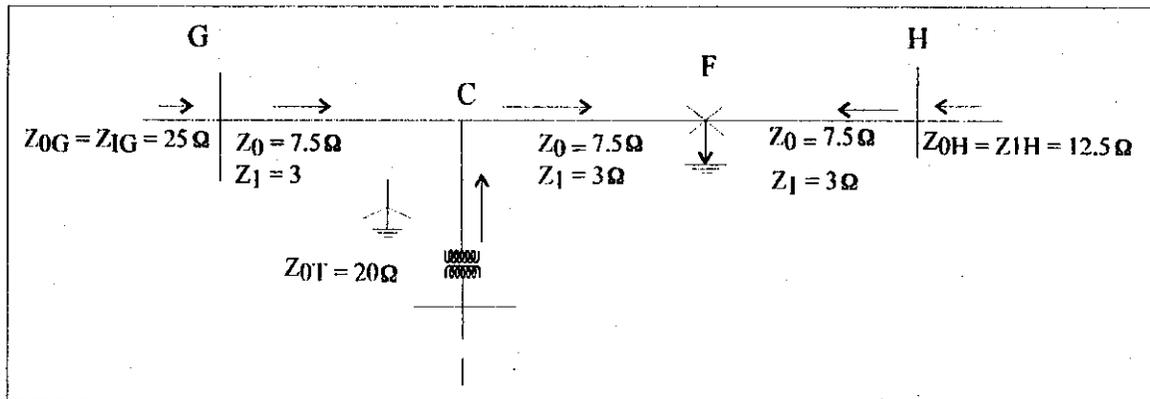
Las corrientes  $I_0 = I_1 = I_2$  para la localización de la falla pueden ser calculadas por la solución de la red de secuencia (ver figura 18).

Tomando por ejemplo una línea derivada como sigue:

- Línea de 110 kV,  $Z_1 = Z_2 = 0.3 \Omega/\text{km}$ ;  $Z_0 = 0.75 \Omega/\text{km}$ ;  $k_0 = 0.5$ . Longitud de línea, 30 km.
- Transformador 60 MVA,  $Z_{0T} = Z_{1T} = Z_{2T} = 20 \Omega$
- Derivación a 10 km de G
- Fuentes de 500 y 1000 MVA:  $Z_{0G} = Z_{1G} = Z_{2G} = 25 \Omega$ ;  $Z_{0H} = Z_{1H} = Z_{2H} = 12.5 \Omega$
- Una falla monofásica a tierra para la línea GH, a 20 km de G y 10 km de H.

En la figura 19 pueden verse los valores de impedancia citados anteriormente.

Figura 19. Diagrama unifilar mostrando las impedancias de secuencia



$Z_{0F} = ((Z_{0G} + Z_{0GC}) * Z_{0T}) / (Z_{0G} + Z_{0GC} + Z_{0T}) + Z_{0CF}$  en paralelo con  $Z_{0HF} + Z_{0H}$ ,  
(ver figura 18.)

$$Z_{0F} = (25 + 7.5) * 20 / (25 + 7.5 + 20) + 7.5 \text{ en paralelo con } 12.5 + 7.5$$

$$Z_{0F} = 12.38 + 7.5 \text{ en paralelo con } 20 = 10 \Omega$$

$$Z_{1F} = Z_{2F} = (Z_{1G} + Z_{1GF}) * (Z_{1H} + Z_{1HF}) / (Z_{1G} + Z_{1H} + Z_{1GF} + Z_{1HF}) =$$

$$(25 + 6) * (12.5 + 3) / (25 + 12.5 + 6 + 3) = 480 / 46.5 = 10.3 \Omega$$

$$I_0 = I_1 = I_2 = (110 / \sqrt{3}) / (10 + 2 * 10.3) = 2.1 \text{ kA.}$$

$$I_{CC} = I_0 + I_1 + I_2 = 6.3 \text{ kA}$$

Asumiendo que  $(Z_{0G} + Z_{0GC}) * Z_{0T} / ((Z_{0G} + Z_{0GC} + Z_{0T}) + Z_{0CF})$  es igual a  $Z_{0PR}$  podemos calcular:

$$I_{G0} + I_{0T} = I_0 * (Z_{0HF} + Z_{0H}) / (Z_{0HF} + Z_{0H} + Z_{0PR}) \text{ de donde:}$$

$$I_{G0} + I_{0T} = (7.5 + 12.5) / (7.5 + 12.5 + 19.88) * I_0 = 0.5 * I_0 = 0.5 * 2.1 = 1.05 \text{ kA.}$$

$$I_{G0} = (I_{G0} + I_{0T}) * Z_{0T} / (Z_{0G} + Z_{0GC}) = (20) / (25 + 7.5 + 20) = 0.38 * (I_{G0} + I_{0T}) =$$

$$0.38 * 1.05 = 0.4 \text{ kA.}$$

$$I_{0T} = 1.05 - 0.4 = 0.65 \text{ kA}; \quad I_{GE} = 3 * I_{G0} = 1.2 \text{ kA.}$$

$$I_{G1} = I_{G2} = I_0 * (Z_{1H} + Z_{1HF}) / (Z_{1H} + Z_{1HF} + Z_{1GF} + Z_{1G}) =$$

$$(12.5 + 3) / (12.5 + 3 + 6 + 25) * I_0 = 0.33 * I_0 = 0.70 \text{ kA.}$$

$$V_G = 15 * 0.4 \text{ kA} + 7.5 * 0.65 \text{ kA} + 6 * 1.4 \text{ kA} = 19.3 \text{ Kv}$$

$$I_G = 0.4 \text{ kA} + 2 * 0.7 \text{ kA} = 1.8 \text{ kA}$$

$$Z_{APG} = V_G / (I_G + k_0 * I_{GE}) = 19.3 \text{ kV} / (1.8 \text{ kA} + 0.5 * 1.2 \text{ kA}) = 8 \Omega$$

La impedancia de falla de secuencia positiva es igual a  $6\Omega$  (ver figura 19). El error debido al efecto "infeed" es de  $2\Omega$ , relacionando impedancias con longitudes podemos ver que la localización de la falla es 6.7 km más lejana que la localización real. El subalcance en este ejemplo es cerca del 33 %.

Repitiendo los cálculos con diferentes localizaciones de falla y variando los niveles de potencia de las fuentes, se puede hallar un ajuste óptimo para los relevadores en G y H, para fallas monofásicas a tierra.

### **3.4 Esquemas de protección en líneas multiterminales y derivadas**

La selección de un esquema de protección adecuado en líneas multiterminales o derivadas, depende en su mayoría del tiempo de limpieza de falla crítico. Se pueden distinguir dos casos fundamentales:

- Limpieza de falla retardada (ejemplo  $< 1\text{seg}$ ) y disparo secuencial aceptable: En este caso la protección de distancia y direccional de sobrecorriente es adecuada, la selectividad es suministrada por el ajuste de zona o de tiempo según el tipo de protección.
- Limpieza de falla instantánea (ejemplo  $< 100... 150\text{ ms}$ ): Este requerimiento puede cubrirse generalmente, aplicando canales de comunicación. Estos canales son usados en esquemas de protección que utilizan relés de distancia o direccionales de tierra. Alternativamente pueden utilizarse esquemas de protección unitaria, como comparación de fase o protección diferencial.

#### **3.4.1 Protección basada en principios no unitarios**

Esta clase de protección comprende relevadores de distancia y relevadores direccionales de sobrecorriente y los diferentes esquemas de protección con canal de comunicación del tipo permisivo, no permisivo y de bloqueo. Criterios locales de bajo voltaje o de dirección de potencia son en ciertos casos, adicionalmente necesarios para incrementar la selectividad o asegurar el completo aislamiento de la sección del sistema con falla.

##### **3.4.1.1 Protección de distancia sin canal de comunicación en líneas multiterminales**

Las zonas instantáneas de protección (primeras zonas) se ajustan para subalcanzar cualquier terminal remota (como se mencionó en la sección 3.2.1).

Si una falla ocurre cerca de la terminal más remota, ésta puede no ser vista por las otras terminales, especialmente si la impedancia fuente para estas terminales es muy grande y las distancias al punto de derivación muy cortas. Lo anterior resulta en un disparo secuencial y una limpieza de falla retardada.

Si las condiciones de operación del sistema lo permiten, la protección de distancia sin canal de comunicación puede aplicarse. Sin embargo, esta protección no puede ser aplicada en las vecindades de estaciones de potencia, ya que existe riesgo de inestabilidad si el tiempo de limpieza de falla es muy prolongado.

El efecto "outfeed" es difícil de manejar solamente con protección de distancia sin canal de comunicación. En la práctica, las terminales con corriente inversa pueden dispararse solamente después de que al menos una de las demás terminales ha abierto (disparo secuencial).

#### **3.4.1.2 Protección de distancia sin canal de comunicación en líneas derivadas**

El problema de distinguir entre fallas de línea y de transformador se hace difícil de resolver sin un canal de comunicación. Sin embargo, este problema puede en la mayoría de casos tolerarse, si la probabilidad de falla del transformador comparada con fallas de línea es mucho menor (por ejemplo: en el sistema nacional únicamente se ha registrado una falla de transformador derivado en los últimos 5 años). El disparo del interruptor de la derivación puede llevarse a cabo por relevadores locales de bajo voltaje, retardados para permitir que la protección de distancia en la línea, opere primero.

En el caso de derivaciones sin interruptor, las fallas del transformador deben cubrirse con los relevadores de segunda y tercera zona de las terminales de línea principales. En este caso, los tiempos de limpieza de falla pueden ser muy grandes, y

existe el riesgo de que los relevadores no operen para todas las fallas debido a la alta impedancia del transformador.

Las derivaciones que tengan alimentación débil (ver figura 10), pueden ser separadas de la línea durante una falla, por medio de relevadores locales de bajo voltaje y/o relevadores direccionales.

### **3.4.1.3 Protección de distancia con canal de comunicación en líneas multiterminales**

El desempeño de los relevadores de distancia puede mejorarse considerablemente si existe un canal de comunicación disponible entre terminales. Así, el criterio local junto con las señales recibidas de las otras terminales, se combina para dar un disparo correcto y de alta velocidad (ejemplo: protección permisiva de subalcance y sobrealcance, bloqueo de sobrealcance).

La segunda o tercera zona provee protección de respaldo en caso de falla en el canal de comunicación y en fallas de líneas adyacentes.

En caso de altas impedancias fuente para las terminales, debe considerarse la coordinación de la sensibilidad de detección de falla, con la máxima capacidad de transmisión de carga. Si esta coordinación es crítica, pueden aplicarse relevadores de distancia de ciertas características de impedancia

Los relevadores de primera zona se ajustan para subalcanzar la distancia a la terminal remota más cercana. Los ajustes de relevadores de segunda zona pueden ser 1.2 veces la impedancia máxima aparente a la terminal más lejana o bien el ajuste mencionado en la sección 3.2.2.1, con un retardo de tiempo de 0.6 a 0.7 segundos.

La coordinación de los tiempos de operación de los relevadores de segunda zona, con la protección del resto de la red, es importante para asegurar la selectividad.

Si una terminal en la línea se abre durante cierto tiempo (interruptor abierto), por ejemplo durante mantenimiento los relevadores de las otras terminales deben reajustarse, de forma que siempre subalcancen la distancia a las terminales remotas restantes. Por ejemplo, en la figura 13, si la terminal R está abierta, el alcance de primera zona se reajusta para G y H al valor  $0.8*(Z_{GC} + Z_{HC})$ .

#### 3.4.1.3.1 Esquema de bloqueo

Este tipo de esquema utiliza un canal de "power line carrier", con una sola frecuencia común, ya que la función de la señal es evitar el disparo en lugar de causarlo.

En una falla externa, todas las terminales, excepto la cercana a la falla pueden ordenar el disparo, pero deben ser bloqueadas por la transmisión de la señal desde la terminal cercana a la falla.

Debido a que bajo condiciones de flujo saliente, se puede originar la transmisión de dos señales de bloqueo, la frecuencia común es compensada en aproximadamente 100 Hz, para (N-1) terminales, esto para evitar la posible cancelación de la señal recibida. En una línea de tres terminales, por ejemplo un transmisor es sintonizado para  $f_c$ , otro para  $f_c$  más 100 Hz y el tercero para  $f_c$  menos 100 Hz. Sin embargo, todos los receptores se sintonizan para la frecuencia central del canal  $f_c$ .<sup>4</sup>

Debe tomarse en cuenta, la atenuación de la señal transmitida, causada por la reflexión en el punto de derivación. Es una ventaja el hecho de que la transmisión de señal es siempre sobre una línea sana y la atenuación debido a una falla interna no tiene que ser considerada.

Los relevadores de distancia direccionales son usados para fallas de fase. Para fallas de tierra se usan relevadores de sobrecorriente direccional, pero también pueden usarse de distancia.

Cada terminal protegida con un esquema de bloqueo tiene dos unidades básicas:

- a) Detector de falla 1 (FD1): Las funciones básicas de esta unidad son detectar fallas detrás de la localización del relevador (fallas externas) y arrancar una señal de bloqueo de la protección para las terminales remotas. Esta unidad debe ser tan rápida como sea posible para evitar introducir un retardo en el tiempo de operación total del sistema. Los relevadores usados para este propósito tienen una característica tipo impedancia u offset mho inversa.
- b) Detector de falla 2 (FD2): Esta unidad permite disparar el interruptor local en la ausencia de una señal de bloqueo.

El ajuste y la sensibilidad de las dos unidades deben tener las siguientes condiciones:

- El detector de falla FD1 debe alcanzar más en la dirección inversa que los detectores de falla FD2 de las terminales remotas. Un 20% más es recomendable.
- Los detectores de falla FD2 deben operar para cualquier falla interna. Un ajuste de segunda zona (sobrealcance) es el indicado para este propósito.

Ajustes muy largos de las unidades de arranque (FD1) pueden ser requeridos para compensar un alto efecto "infeed" en ciertas condiciones de operación. La impedancia aparente medida por las unidades de disparo (FD2) puede ser más grande que la impedancia medida por las unidades de arranque, en una falla externa. Esto debido a que las unidades de disparo se ven afectadas por el efecto "infeed" interno y

externo, mientras las unidades de arranque sólo por el "infeed" externo. Por lo tanto los ajustes de las unidades de arranque deben coordinarse con todas las unidades de disparo de las terminales remotas.

Si en una o más de las terminales, los relevadores de disparo no responden a una falla interna particular, el sistema de bloqueo permite la apertura de las terminales restantes. Con esta apertura, una redistribución de la corriente de falla puede proveer un disparo secuencial de alta velocidad.

El esquema de bloqueo tiene un inconveniente. La corriente de falla puede fluir fuera de una terminal cuando se presenta una falla interna (efecto "outfeed"), provocando que se envíe una señal de bloqueo a las demás terminales. Debido a que las fallas que provocan "outfeed" se encuentran siempre cercanas a una terminal, un complemento de unidades instantáneas de primera zona puede ser aplicado a dicha terminal para proveer un disparo de alta velocidad. La subsecuente redistribución de la corriente de falla permite una operación secuencial de alta velocidad del esquema de bloqueo.

#### **3.4.1.3.2 Esquemas de disparo transferido**

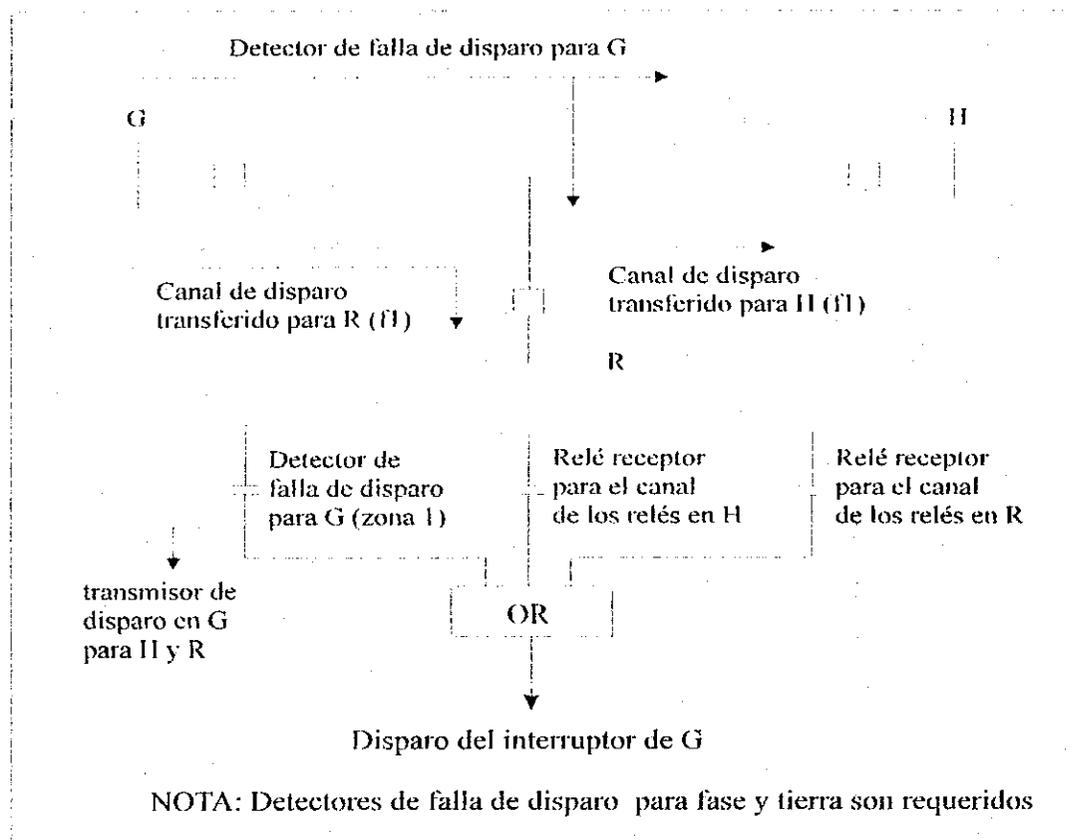
Los esquemas de disparo transferido requieren una señal de canal para disparar. Generalmente se usan canales de microondas o canales de radiofrecuencia para transmitir la señal. Estos canales separados de la línea protegida, se usan para eliminar la necesidad de enviar una señal de disparo a través de una falla (el caso si se usa un canal de "power line carrier").<sup>5</sup>

En líneas multiterminales, se requiere un canal para transmitir señal de una terminal a otra. En otras palabras, se requieren tres canales para una línea de tres terminales.

Este requerimiento de canales múltiples limita la aplicación de estos esquemas. Sin embargo, los esquemas de disparo transferido no requieren unidades de arranque de transmisión de señal y así eliminan la necesidad de coordinar unidades de arranque y de disparo, bajo las diferentes condiciones de "infeed" y "outfeed".

En un esquema de subalcance, los detectores de falla de todas las unidades deben traslaparse, al menos de dos en dos; pero no deben sobrealcanzar ninguna terminal remota, como se ve en la figura 20. Esto significa que la totalidad de la línea debe ser cubierta por uno o más detectores de falla.

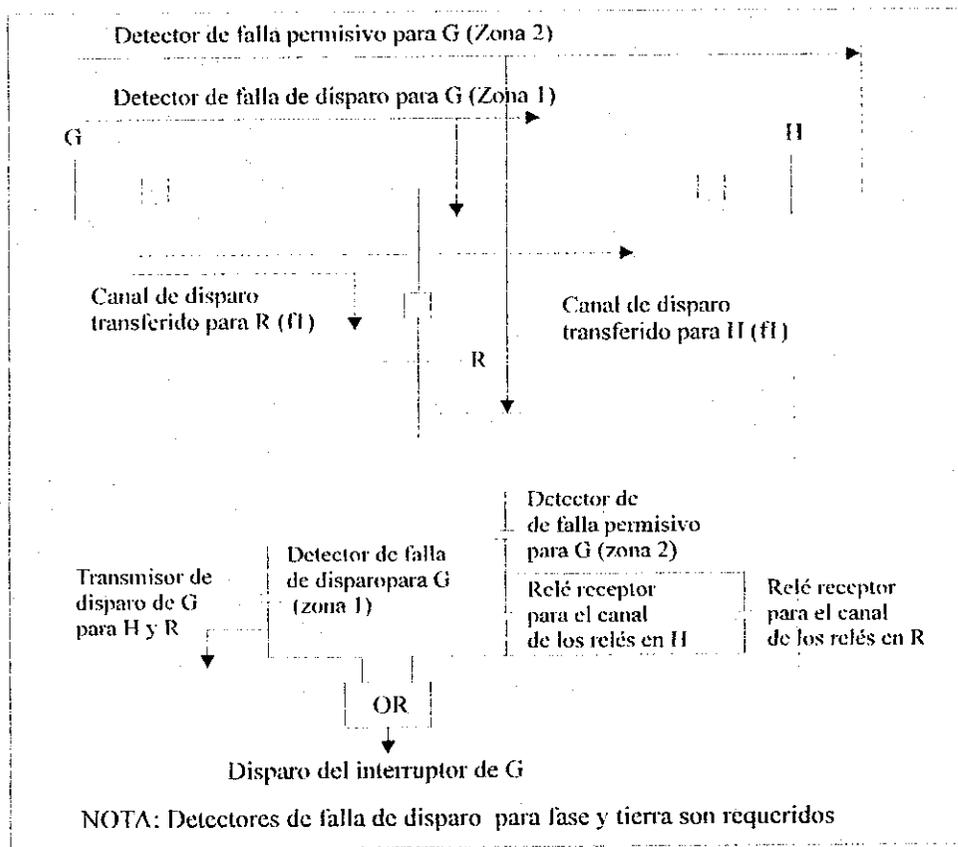
Figura 20. Ajustes de zona de un esquema de subalcance no permisivo y esquema lógico de disparo para la terminal G. Equipo similar se requiere para las terminales H y R



El sistema de subalcance no permisivo (directo), aunque simple, es relativamente inseguro, ya que el disparo puede ocurrir para señales de canal erróneas. Por ello detectores de sobrealcance de falla son usualmente aplicados en este esquema, para formar un sistema permisivo. Estos detectores se ajustan para sobrealcanzar todas las terminales remotas (ajustes de segunda zona).

Como se exhibe en la figura 21, el disparo en este sistema permisivo requiere la recepción de una señal de cualquiera de las terminales remotas y la operación del detector de sobrealcance de falla.

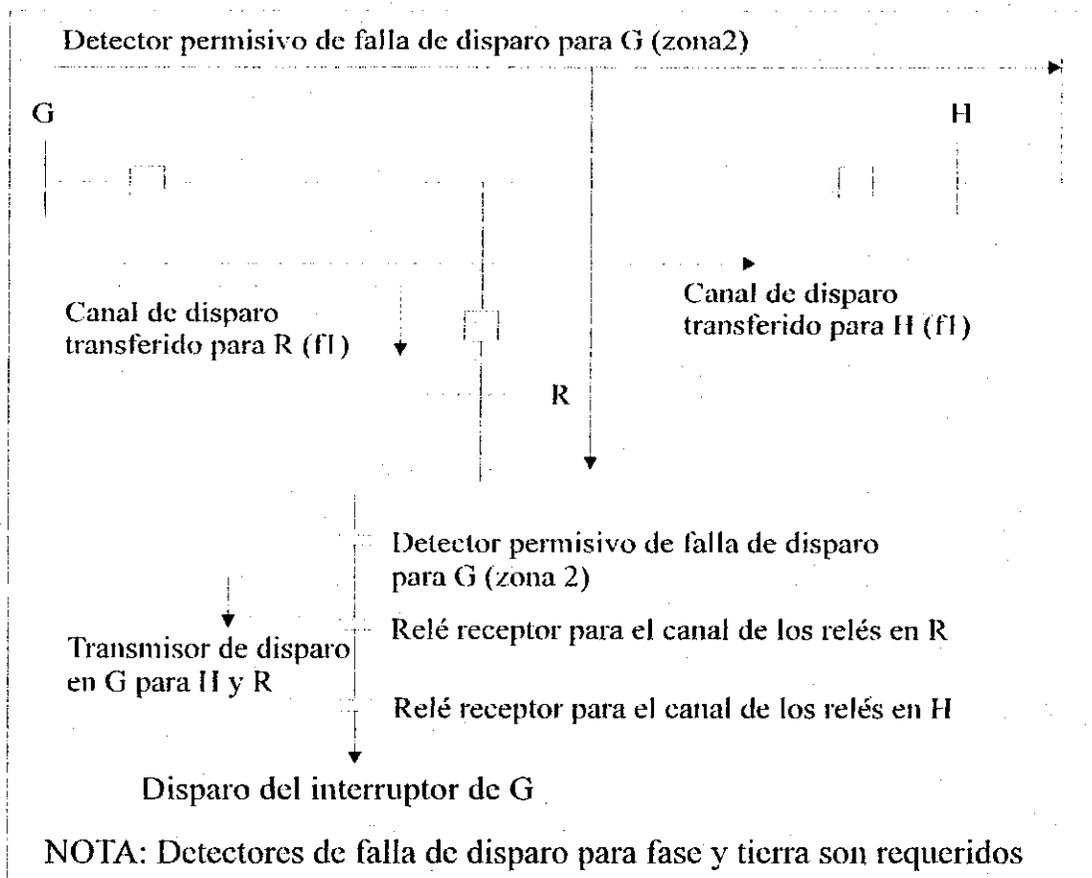
Figura 21. Ajustes de zona de un esquema de subalcance permisivo y esquema lógico de disparo para la terminal G. Equipo similar se requiere para las terminales H y R



Cuando se produce el efecto "outfeed" en una falla interna, la terminal cercana a la falla debe detectarla, disparar su propio interruptor y enviar una señal de disparo a las otras terminales remotas. En el esquema permisivo, los detectores de sobrealcance direccional para la terminal con "outfeed" suelen retardar el disparo hasta que los otros interruptores reviertan el flujo de la corriente de falla. El sistema permisivo no requiere equipo adicional para protección durante el efecto "outfeed".

Un esquema de disparo transferido de sobrealcance se muestra en la figura 22.

Figura 22. Ajustes de zona de un esquema de sobrealcance y esquema lógico de disparo para la terminal G. Equipo similar se requiere para las terminales H y R



En este tipo de esquema, el detector permisivo de falla en cada terminal debe operar para todas las fallas internas. Esto es, debe ajustarse a un valor mayor a la impedancia máxima aparente medida en una falla interna. Este sistema es siempre permisivo ya que el detector de disparo es siempre usado como un detector de falla permisivo.

Debido a que cada terminal debe detectar una falla interna, el disparo ocurre en todas las terminales, por lo que el disparo secuencial no es posible en este esquema.

Se puede, sin embargo, proporcionar unidades instantáneas o de primera zona para que disparen la terminal cercana a la falla, si se puede presentar el efecto "outfeed", lo cual permite el disparo secuencial de alta velocidad al revertirse la corriente en la terminal con "outfeed". Debe también proporcionarse una señal de disparo permanente cuando una terminal está fuera de servicio.

### **3.4.1.3.3 Esquemas de desbloqueo**

Los esquemas de desbloqueo combinan características de los esquemas de bloqueo y de disparo transferido. El esquema consiste en un sistema de bloqueo que transmite señal continuamente. La unidad de arranque de transmisión de señal no es necesaria.

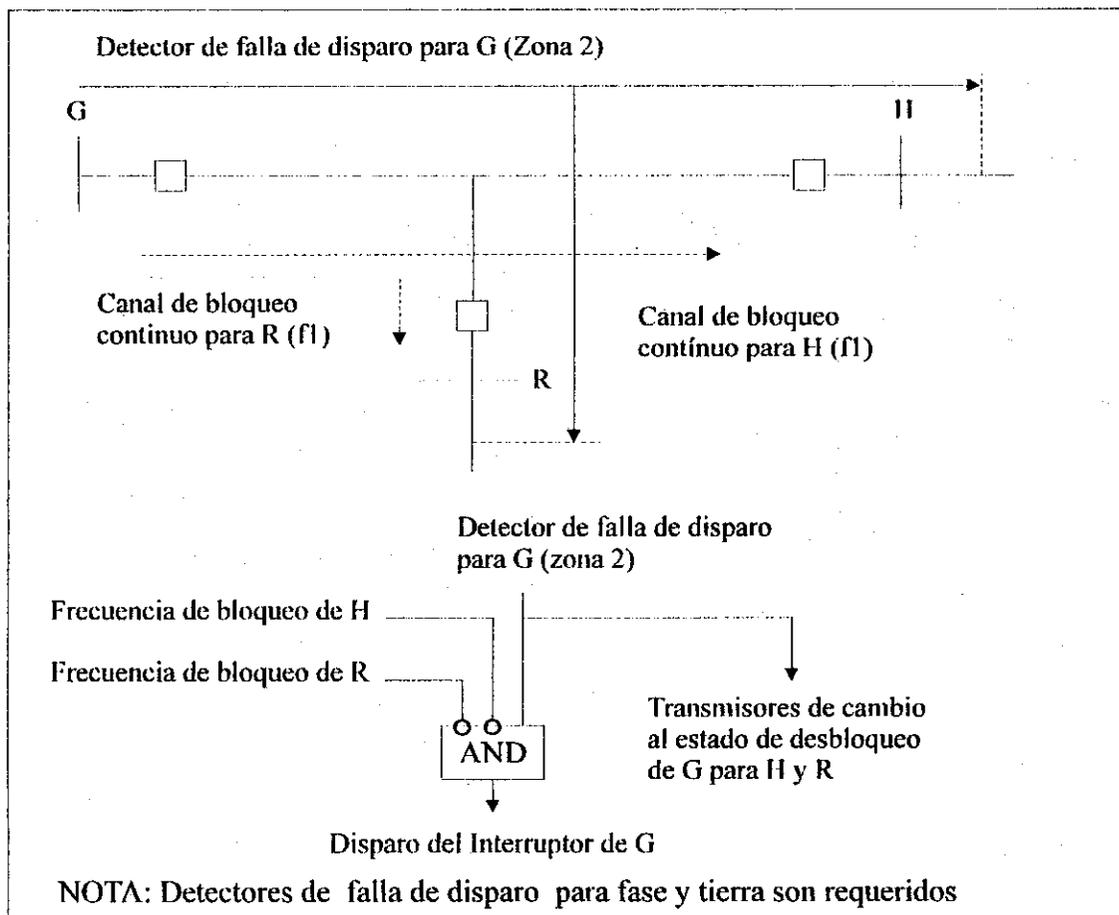
Los detectores de falla de sobrealcance de fase y tierra son aplicados y ajustados como un esquema de bloqueo o un esquema de disparo transferido de sobrealcance.

Para una falla interna, los detectores direccionales de falla para cada terminal deben remover el bloqueo. La ausencia del bloqueo para todas las terminales causa el disparo simultáneo de todas las terminales.

Para condiciones "outfeed" se requieren unidades adicionales de distancia de primera zona, que disparan la terminal cercana a la falla interna. La subsecuente corriente de falla revertida, permite el disparo secuencial de alta velocidad para las otras terminales.

Cuando cualquier terminal es removida de servicio, el bloqueo debe ser removido de esa terminal. En la figura 23 se muestra un esquema de desbloqueo.

Figura 23. Ajustes de zona de un esquema de desbloqueo y esquema lógico de disparo para la terminal G. Equipo similar es requerido para las terminales R y H



#### **3.4.1.4 Protección de distancia con canal de comunicación en líneas derivadas**

La protección de líneas derivadas mejora considerablemente en selectividad al disponer de un canal de comunicación, ya que es más sencillo distinguir entre fallas de línea y de transformador, si se tiene un interruptor en la derivación.

En caso de fallas en el transformador, una señal de bloqueo desde la protección del transformador se transmite a las terminales G y H (ver figura 8), para evitar el disparo de la línea. Esto requiere que los relevadores instantáneos de línea se retarden unos milisegundos, para permitir el arribo seguro de la señal de bloqueo.

Por otra parte, si existe un interruptor de línea en la derivación, éste puede dispararse directamente cuando existen fallas en la línea, lo que es aplicable también para el recierre. Pero en general, si no se toman medidas especiales para distinguir entre fallas de línea y de transformador, es mejor disparar siempre el interruptor de línea de la derivación. En este sentido, puede suministrarse un criterio permisivo local para disparar el interruptor de línea de la derivación tal como bajo voltaje, para mejorar la seguridad. El ajuste de las zonas de distancia para las terminales G y H corresponde a una línea de dos terminales.

Como se vio anteriormente, los problemas de alcance en líneas derivadas pueden provenir de fallas simples a tierra, debido a la fuente de corriente de secuencia cero del transformador derivado aterrizado ("infeed" a tierra). Un esquema de tipo permisivo se recomienda para cubrir este problema. Para el ajuste de los relevadores de sobrealcance en este tipo de esquemas, el método "fórmula del factor dos" es recomendado.

Relevadores de distancia con ciertas características de impedancia pueden ser necesarios para limitar el alcance en la dirección resistiva y evitar susceptibilidades a la carga y a oscilaciones de potencia.

En el caso de derivaciones sin interruptor de línea (ver figura 9), las fallas de transformador deben ser liberadas y al mismo tiempo, enviarse señales de bloqueo del disparo directo y del recierre, desde la protección del transformador hacia las terminales G y H. En general, el recierre automático es un riesgo en esta configuración de línea ya que existe la probabilidad de recerrar la línea en una falla de transformador, a menos que se tomen medidas especiales para bloquear el recierre por medio de señales de la protección del transformador o de un dispositivo de bloqueo direccional para la derivación. Este riesgo de perjudicar al transformador debe pesarse contra el ahorro en costos de equipo de protección y de comunicación.

En caso de que el transformador esté protegido con fusibles de potencia, (lo cual es poco factible en niveles de transmisión) debe realizarse una coordinación que permita que éstos actúen antes que los relevadores de distancia, de tal forma que sólo la derivación sea aislada. Esto es particularmente difícil de lograr, debido a la alta velocidad de operación de los relevadores de protección y recierre, por lo que es mejor que el transformador posea una protección diferencial y/o de sobrepresión súbita.

Si es posible que ocurra una falla a tierra de alta resistencia, la aplicación de relés de tierra separados es recomendable (relevadores de sobrecorriente direccional). Estos relés pueden ser usados alternativamente o en paralelo con las zonas de sobrealcance de los relevadores de distancia.

Para líneas derivadas con alimentación débil (ver figura 10), es conveniente disparar directamente el interruptor del transformador (interruptor de línea en la derivación), desde la protección de ambas terminales de línea, durante una falla de

línea. Esto se lleva a cabo para evitar el efecto "infeed" de la derivación. Relevadores de protección de bajo voltaje y direccionales de potencia pueden aplicarse como respaldo en caso de fallas en el canal de comunicación. El ajuste de tiempo y de voltaje del relevador de bajo voltaje debe ser cuidadosamente escogido para que sea selectivo en caso de fallas externas.

El disparo de alta velocidad de las derivaciones durante fallas de línea es importante donde se requiera un recierre automático exitoso. Su función es asegurar que el arco de falla se extinga y el camino del arco deionice.

Los problemas de "infeed" de derivaciones con alimentación débil (ver figura 10) pueden ser resueltos en forma similar que en una línea multiterminal, por la aplicación de esquemas de bloqueo o permisivos para las terminales G y H con señales de disparo directo para la terminal C.

#### **3.4.1.4.1 Bloqueo desde terminales derivadas**

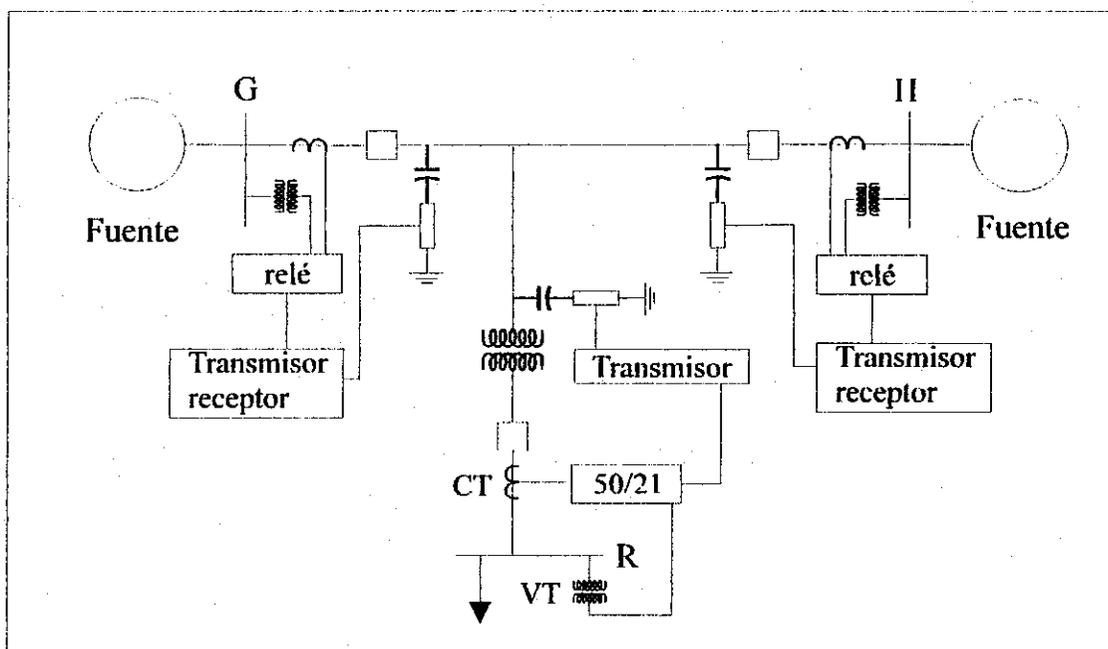
En muchos casos, las zonas de los relevadores de fase y tierra para G o H son ajustadas para sobrealcanzar la terminal de línea remota (terminal con generación), pero no la barra en la derivación R (ver figura 24). En este caso, la protección de distancia con canal de comunicación puede ser usada sin la utilización de equipo de protección para la barra R. Sin embargo, si los relevadores de las terminales de línea (G o H) alcanzan más allá del transformador derivado para sobrealcanzar la terminal remota, se requiere que una señal de bloqueo se transmita desde R.

Esta señal de bloqueo es necesaria, para evitar que los relevadores de las terminales de línea disparen para fallas en o más allá de la barra R. La figura 24 ilustra la aplicación fundamental de este sistema de bloqueo.

Los relevadores en la barra de la derivación deben coordinarse con los relevadores de disparo en G y H. Si la corriente de secuencia cero no puede fluir a través del banco, solamente se requieren relevadores de fase.

Los relevadores (50 ó 21) operan para fallas en la barra R y en los circuitos externos a la línea GH, enviando una señal de bloqueo para G y H. Estos relevadores no operan para fallas internas, ya que no hay una fuente conectada a la barra R. Sin embargo, los relevadores deben ser lo suficientemente altos en su ajuste, para evitar la operación en contribuciones momentáneas de motores en fallas de línea.

Figura 24. Sistema de bloqueo en la terminal R, aplicado junto con un esquema de distancia en las terminales de línea G y H



### **3.4.2 Protección basada en principios unitarios**

Los principios de protección que comparan valores análogos, medidos en todas las terminales de una configuración de línea, posibilitan la aplicación de esquemas de protección selectivos y menos sensibles al efecto "infeed". En un caso normal, las cantidades medidas se transmiten de cada terminal a las demás.

La protección diferencial de hilo piloto se ha limitado a distancias del orden de 20 Km. Sin embargo, con la aplicación de telecomunicación de banda ancha como microondas o líneas de fibra óptica, ahora es posible proteger líneas de alto voltaje con longitudes arriba de 100 Km. usando protección unitaria.

#### **3.4.2.1 Protección por comparación de fase**

Este principio de protección se basa en la medición de la diferencia de ángulo de fase entre las corrientes de línea de las diferentes terminales. Si la diferencia de ángulo de fase excede un cierto ángulo de estabilización, se presenta el disparo.

Dos tipos de protección están usualmente disponibles: comparación de fase segregada y no segregada.

La diferencia entre estos dos tipos de protección radica en que un sistema no segregado posee una red de corrientes de secuencia compuesta, que provee un voltaje de salida monofásico proporcional a las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero, en cada terminal. El voltaje monofásico sirve para realizar la comparación y determinar si existe una falla en la línea protegida.

Por otra parte, un sistema de comparación de fase segregada, opera en esquemas de dos o tres subsistemas. Un esquema de dos subsistemas opera la diferencia de

corrientes de fase ( $I_A - I_B$  por ejemplo), para todas las fallas multifase, y un subsistema de tierra ( $3I_0$ ) opera para todas las fallas de tierra. Un esquema de tres subsistemas tiene un subsistema para cada fase ( $I_A$ ,  $I_B$  e  $I_C$ ).

Si se quiere aplicar un recierre automático monofásico, un sistema segregado (de tres subsistemas) que proteja cada fase separadamente, es lo más recomendado. Tal sistema provee selectividad absoluta de fase y de zona.

La protección por comparación de fase tiene requerimientos moderados del ancho de banda del canal de transmisión, ya que solamente las posiciones de la corriente (ondas cuadradas), tienen que ser transmitidas. Una banda de 1KHz de un canal de voz es suficiente para una protección no segregada. La protección segregada necesita 4 KHz.

#### **3.4.2.1.1 Protección por comparación de fase en líneas multiterminales**

La protección por comparación de fase es en principio apropiada para líneas multiterminales. Necesita sin embargo que exista corriente de todas las terminales en una falla interna. En caso de una terminal con débil corriente de "infeed", esta condición debe simularse por la generación de una señal de liberación si los elementos de arranque del esquema no operan.

Básicamente este tipo de protección se diseña para comparar dos cantidades. Existe por lo tanto, un problema para mezclar la información de fase de tres o más terminales. Por otra parte, debe asegurarse que no puedan ocurrir condiciones "outfeed" para ninguna terminal, que puedan bloquear el relevador. En una condición "outfeed", el ángulo de la corriente puede cambiar en  $180^\circ$ , no importa cuan pequeña la corriente sea, simulando una falla externa. Por esta razón la protección por comparación de fase no es muy usada en líneas multiterminales.

Una medida adecuada para corregir este problema es el aplicar relevadores de distancia de primera zona. Estas unidades proveen disparo instantáneo del interruptor cercano a la falla. La subsecuente inversión de la corriente de falla puede permitir un disparo secuencial, el cual debe ser de alta velocidad, para las terminales restantes.

#### **3.4.2.1.2 Protección por comparación de fase en líneas derivadas**

En el caso de derivaciones con interruptor de línea (ver figura 8), las terminales G, H y C pueden equiparse con relevadores de comparación de fase. Junto con la protección del transformador, un esquema de protección unitaria selectivo puede entonces lograrse. Un sistema de protección segregado es preferido si se aplica un recierre automático monofásico.

Las líneas derivadas sin interruptor de línea para la derivación (ver figura 9) pueden ser equipadas con relevadores de comparación de fase, solamente en las terminales G y H. Tiene que garantizarse, sin embargo, que bajo carga o condiciones de falla externa, la corriente de carga de la derivación no cause un cambio de fase entre  $I_G$  e  $I_H$  que exceda el ajuste de ángulo de bloqueo del esquema. Para fallas en el transformador derivado o en el lado de bajo voltaje, el esquema, no obstante, puede operar. Señales de un dispositivo de bloqueo en la derivación o de la protección del transformador pueden evitar disparos no deseados o recierres en este caso.

El recierre automático en derivaciones sin interruptor de línea debe ser trifásico, ya que de ser monofásico, el voltaje en la fase fallada puede mantenerse durante fallas a tierra. Esto retarda la extinción del arco de la falla e imposibilita un recierre de alta velocidad.

La protección por comparación de fase puede también ser aplicable para derivaciones con alimentación débil (ver figura 10). Los relevadores deben localizarse en las terminales G, H y C. El sistema de protección debe ser preferiblemente del tipo de fase segregada si un recierre automático monofásico debe aplicarse.

Por la misma razón que para líneas multiterminales (efecto "outfeed") la protección por comparación de fase es muy raras veces usada en líneas con derivaciones de alta carga.

### **3.4.2.2 Protección diferencial longitudinal**

Este principio de protección se basa en la suma vectorial de las corrientes de todas las terminales. Para llevar a cabo esto, cantidades fasoriales instantáneas de las corrientes medidas se transmiten a través del canal de comunicación. Para condiciones de carga o de falla externa, la suma de las corrientes es cercana a cero. El relevador opera cuando la suma excede el ajuste del nivel de umbral. En este tipo de protección también existen esquemas segregados y no segregados.

El recierre automático monofásico es posible para cada fase, si cada fase es separadamente protegida por su propio sistema de protección diferencial. El tipo de fase segregada puede preferirse para un recierre automático monofásico, ya que este proporciona igual selectividad de fase y zona.

#### **3.4.2.2.1 Protección diferencial longitudinal en líneas multiterminales**

Desde el punto de vista de la protección (selectividad, velocidad), probablemente el mejor sistema de protección para líneas multiterminales es la protección diferencial longitudinal.

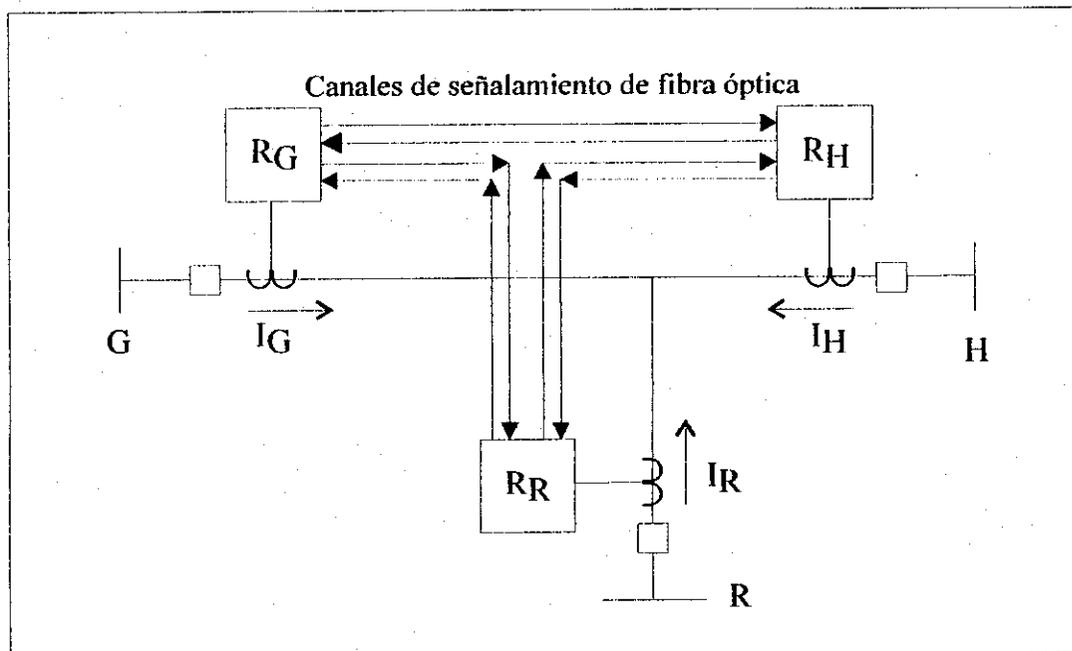
Este esquema cubre aún condiciones "outfeed", ya que no solamente la información del ángulo de fase, sino también la magnitud de la corriente, es muestreada y transmitida.

Los relevadores diferenciales de corriente convencionales requieren un canal piloto metálico continuo entre terminales de línea. Recientemente ha cobrado auge el uso de canales de fibra óptica para proveer señal entre relevadores de cada terminal, si un esquema de corriente diferencial basado en técnicas digitales, puede ser suministrado.

Una línea de tres terminales se exhibe en la figura 25, donde los relevadores para cada terminal son digitales y están interconectados por líneas de fibra óptica, para que cada terminal envíe información a las otras. Si  $I_G$ ,  $I_H$  e  $I_R$  son las señales de vector corriente para las terminales de línea G, H y R, luego, en un circuito sin falla:

$$I_G + I_H + I_R = 0$$

Figura 25. Protección diferencial de corriente para línea multiterminal, utilizando un canal de fibra óptica



El principio básico de la operación del sistema es que cada relevador mide corriente trifásica y envía estos valores a los otros relevadores. Cada relevador calcula luego para cada fase una corriente diferencial resultante y también una pendiente de corriente, la cual es usada para restringir la operación del relevador.

Las dos cantidades son:

$$|I_{diff}| = |I_G + I_H + I_R| \quad (3.26)$$

$$|I_{bias}| = 1/2 * (|I_G| + |I_H| + |I_R|) \quad (3.27)$$

La figura 26 exhibe la característica de porcentaje de inclinación diferencial usado, el criterio de disparo es:

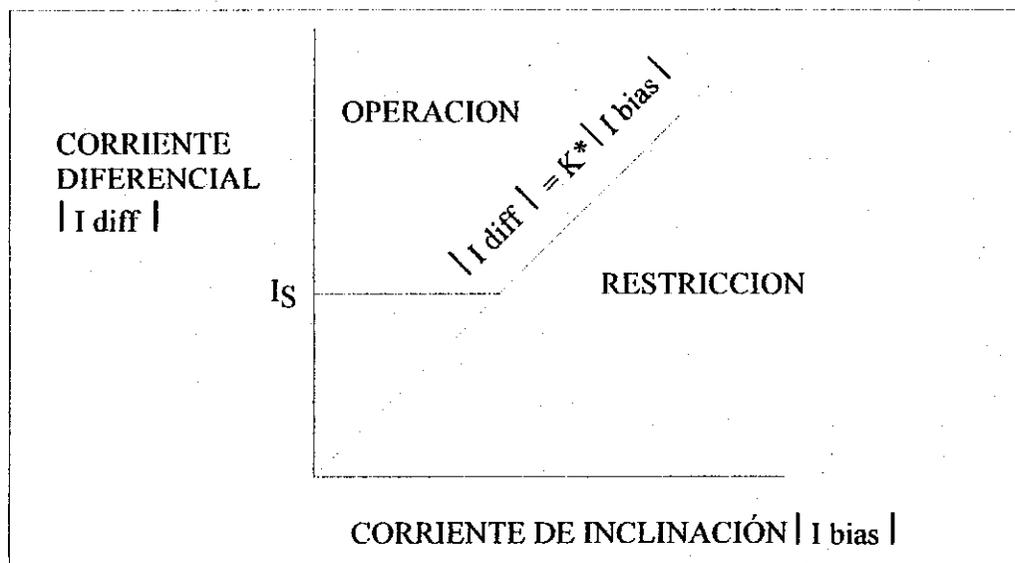
$$|I_{diff}| > K * |I_{bias}| \text{ y}$$

$$|I_{diff}| > I_s$$

donde  $K$  = % de ajuste de la pendiente

$I_s$  = ajuste de corriente diferencial mínimo

Figura 26. Característica de porcentaje de inclinación de la protección diferencial



### 3.4.2.2.2 Protección diferencial longitudinal en líneas derivadas

La protección diferencial longitudinal puede también ser aplicada en líneas derivadas, si la corriente de la derivación se incluye en la suma.

Para la configuración con interruptor de línea (ver figura 8), los relevadores deben ser instalados para las terminales G, H y C. En esta forma la línea y el transformador pueden ser protegidos separadamente.

Para la aplicación de un sistema de recierre automático monofásico se prefiere un sistema segregado. Este esquema tiene la ventaja de una estricta selectividad y los transformadores de voltaje para la selección de fase no son requeridos en la derivación.

Las líneas derivadas sin interruptor de línea (ver figura 9), deben protegerse para las terminales G, H y C, si una protección de transformador separada es instalada, con líneas de disparo directo para los interruptores en G y H. El recierre automático monofásico no es posible en este caso ya que la falla puede ser alimentada por las fases sanas a través del transformador derivado.

Otra forma de proteger esta configuración es por la instalación de relevadores diferenciales para las terminales G, H y R. El recierre automático debe ser bloqueado luego, si existe una falla en el transformador. Esto puede ser realizado por un dispositivo de bloqueo para la terminal C (corriente o potencia inversa). El esquema de protección debe estabilizarse, sin embargo, contra la corriente "inrush" (pico de corriente que se produce al energizar el transformador) del transformador derivado.

La protección diferencial longitudinal está también disponible para derivaciones con alimentación débil (ver figura 10). Los relevadores deben localizarse en las

terminales G, H y C. El sistema de protección debe ser preferiblemente del tipo segregado, si aplica un recierre automático.

### **3.5 Consideraciones de recierre automático**

En general el recierre automático puede ser aplicado en líneas multiterminales y derivadas sin mayores problemas. Existe sólo una limitación: Si el interruptor para las derivaciones no puede ser disparado por la protección o si no existe interruptor para la derivación, el recierre automático monofásico no puede ser aplicado, debido al acoplamiento de voltaje de las fases sanas a las fases con falla a través del transformador derivado.

Las líneas en las vecindades de las estaciones de potencia pueden ser excluidas del recierre trifásico en el lado del generador, para evitar muy altos torques de eje al recerrar fallas de dos o tres fases muy cercanas.

### **3.6 Protección adaptiva**

Una línea de transmisión multiterminal o derivada, puede experimentar cambios en su estructura durante la operación del sistema de potencia. Estos cambios obedecen principalmente a la entrada o salida de una o más terminales al sistema. Lo anterior involucra cambios en los ajustes de los relevadores de las terminales restantes, ya que tales ajustes generalmente se realizan considerando el efecto "infeed" de las terminales derivadas. Esto nos lleva a la necesidad de proveer un sistema de protección que pueda adecuarse a las diferentes condiciones de operación de la línea, garantizando la confiabilidad y seguridad requeridas. El tipo de protección adecuado se conoce como "protección adaptiva".

La protección adaptiva se define como "una actividad en la transmisión, que modifica la respuesta de la protección, en operación a un cambio de condiciones o requisitos del sistema, el cual puede realizarse automáticamente o también por intervención humana." <sup>7</sup>

De la definición anterior podemos ver que una protección adaptiva puede resolver los problemas a que se enfrenta un esquema de relevación, en líneas multiterminales o derivadas. Obviamente para implementar una protección adaptiva es necesario proveer a los sistemas de relevación, de equipos con capacidad adaptiva.

Un relevador adaptivo es definido como "aquel que puede variar sus instrucciones, características o funciones lógicas cuando está en operación, de una manera secuencial o por medio de señales generadas externamente o por acción de algún control interno" <sup>8</sup>. En la actualidad, la mayoría de relevadores microprocesados tienen capacidad adaptiva.

Para aplicar los conceptos adaptivos, en un esquema de relevación, es necesario, sin embargo, contar con una estructura de computadora maestra, para procesar la información del sistema de potencia y poder desarrollar cambios en las características o ajustes de los relevadores. Además es necesario tener un sistema de información adquirida (SCADA) y unidades terminales remotas (RTU) que recaben información y la transfieran a la computadora central.

Si se tienen todos estos requerimientos, un esquema adaptivo en líneas multiterminales o derivadas es viable, ya que permite la actualización de la información del sistema y de la operación de la línea.

La disponibilidad de un sistema de protección adaptiva en líneas multiterminales y derivadas permite organizar diferentes instrucciones que pueden ser enviadas a los relevadores de las terminales, para cada tipo de situación que pueda darse en la línea de transmisión.

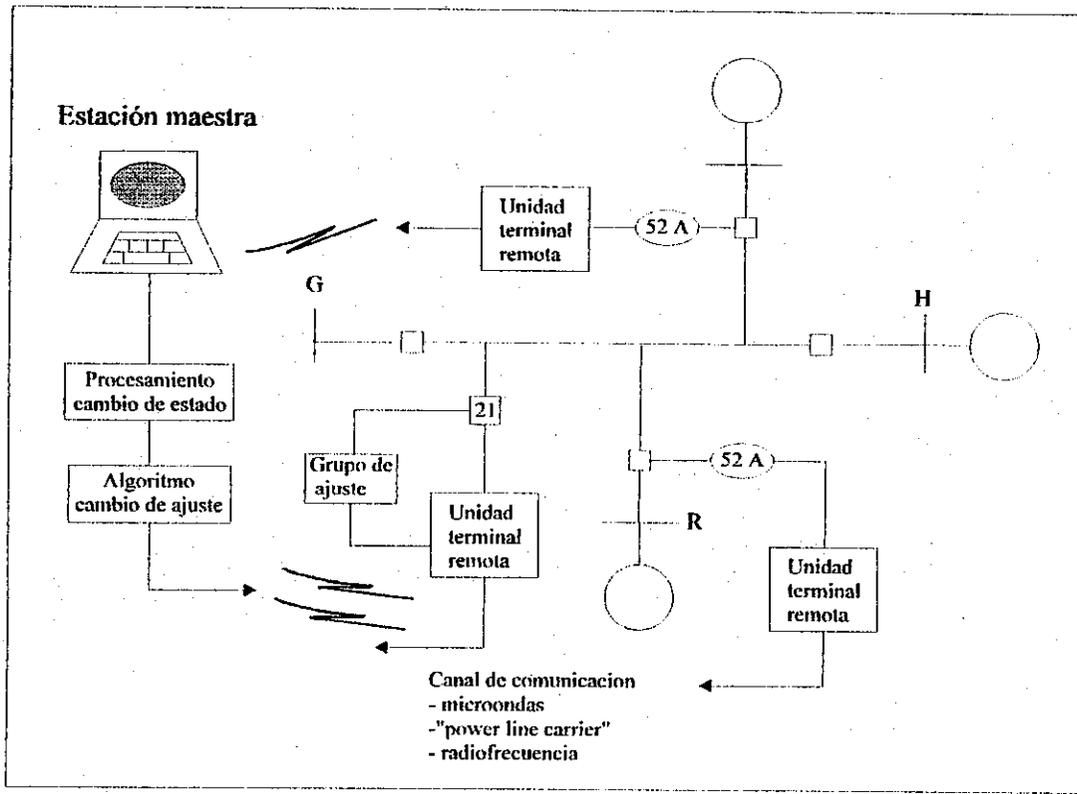
Si se logran adaptar estas instrucciones o ajustes a situaciones de tiempo real, observando aspectos como la potencia en las unidades generadoras de cada terminal, se podrá mantener la cobertura máxima y los márgenes de coordinación mínimos en los relevadores adaptivos.

Existen varios métodos posibles de protección adaptiva, que son aplicados con éxito en líneas del tipo que nos ocupa. Estos se basan en la adquisición de datos a través de las unidades terminales remotas, las cuales transfieren esta información a la computadora central, que se encarga de realizar los nuevos ajustes al esquema de relevación.

Los relevadores microprocesados utilizados en el sistema nacional interconectado y que tienen capacidad adaptiva son: el SEL, MDAR y GEC-OPTIMHO (estos relevadores tienen capacidad para adaptarse a diferentes condiciones de un sistema de potencia).

En la figura 27 se muestra un esquema simplificado de la protección adaptiva, el cual muestra el equipo adicional requerido en el esquema de relevación para poder realizar las funciones propias de este tipo de protección.

Figura 27. Ejemplo de un esquema de protección adaptativa



## 4. EJEMPLOS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS MULTITERMINALES Y DERIVADAS

### 4.1 Introducción

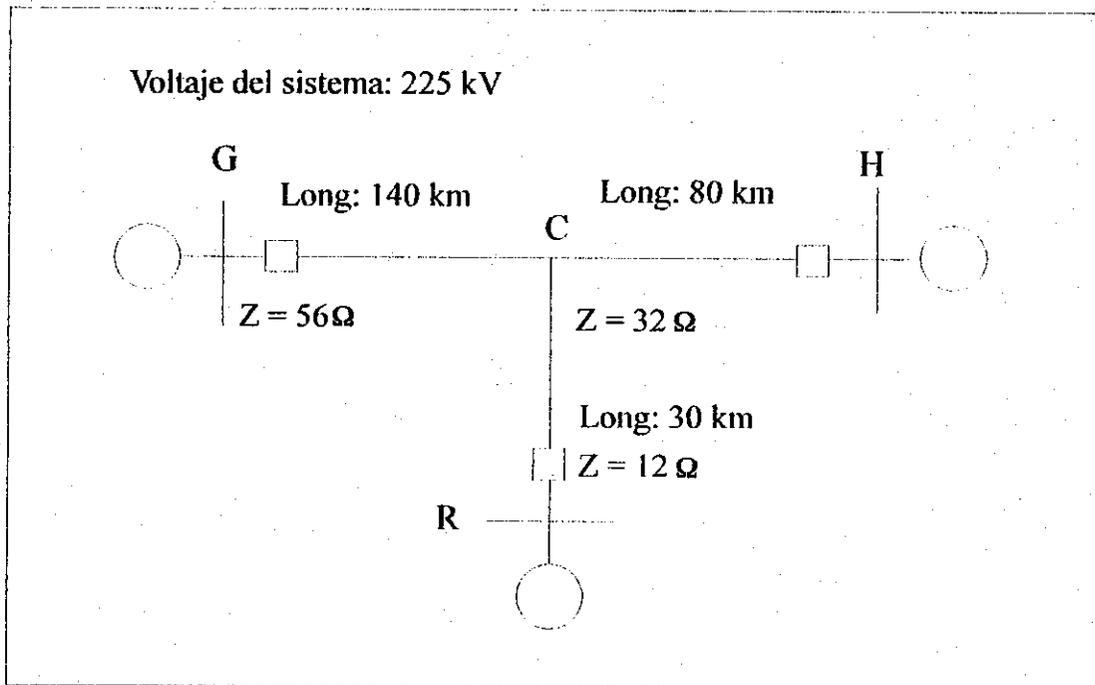
Las líneas multiterminales y derivadas, como se vio en el capítulo anterior, pueden ser protegidas por distintos esquemas. La selección de uno u otro esquema depende principalmente del tiempo de limpieza de falla. Sin embargo, existen otros factores a tomar en cuenta, como la disponibilidad de un canal de comunicación específico, la posibilidad del efecto "outfeed" o la existencia de un interruptor de línea para la derivación si se trata de líneas derivadas. A continuación se presentan algunos ejemplos de la protección en líneas multiterminales y derivadas, con el fin de exponer el criterio que se utilizó en ellas. Además, se analiza una línea del sistema nacional que tiene características multiterminales y/o derivadas y que actualmente posee una protección convencional de dos terminales.

### 4.2 Ejemplos de protección en líneas multiterminales

Ejemplo 1:

En la figura 28 se muestra una línea multiterminal de 225 kV, con una longitud entre las terminales G y H de 220 Km. El punto de derivación se localiza a 140 Km. de la terminal G y a 80 Km. de la terminal H. La derivación tiene una extensión de 30 Km. y una impedancia de 12 ohms. La generación detrás de la terminal derivada contribuye a la falla produciendo un efecto "infeed" en el alcance de los relevadores. El tipo de comunicación utilizado en el esquema de protección es "power line carrier".

Figura 28. Línea de transmisión multiterminal del ejemplo 1



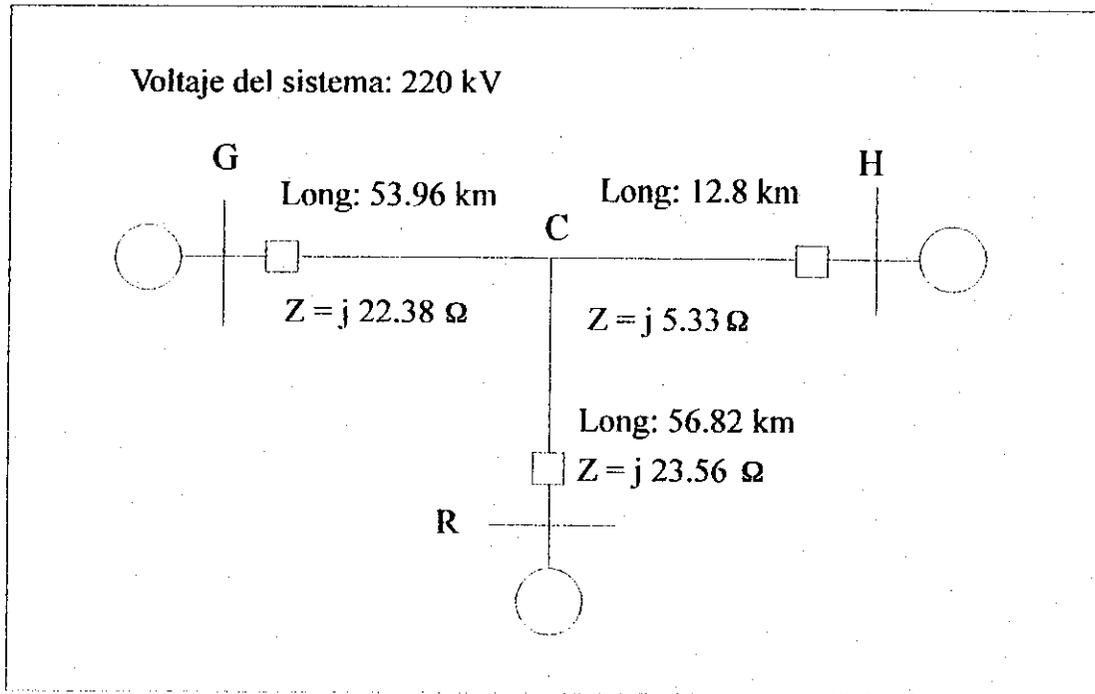
La protección primaria de esta línea de transmisión en la actualidad es un esquema de distancia con canal de comunicación. Sin embargo, se puede mejorar el desempeño de la protección si se utiliza un esquema de protección diferencial de corriente. La protección de respaldo actualmente es también de distancia, pero se utiliza un complemento de protección de bajo voltaje, como criterio permisivo para condiciones de efecto "infeed" débil.

#### Ejemplo 2:

En la figura 29 se muestra una línea de transmisión de 220 kV. Con una longitud entre las terminales G y H de 66.76 Km. El punto de derivación se encuentra a 53.96 Km. de la terminal G y a 12.8 Km. de la terminal H. La derivación tiene una longitud de

56.82 Km. La protección posee un recierre automático monofásico, con una primera zona que se prolonga a un valor de segunda zona y un tiempo muerto de un segundo.

Figura 29. Línea de tres terminales del ejemplo 2



Esta línea de transmisión utiliza una protección de distancia con canal de comunicación, en un esquema de extensión de zona (similar en funcionamiento al sobrealcance permisivo). En este tipo de esquema, si se produce una falla cercana a una de las terminales, la cual no puede ser vista por la primera zona de los relevadores de las terminales restantes, se envía una señal por parte de la protección de la terminal cercana a la falla, que prolonga la primera zona de los relevadores de las otras terminales a un valor de segunda zona, lo que permite a los mismos detectar la falla. Los ajustes de las zonas de protección se muestran a continuación:

Terminal G:  $Z_1 = 22.17 \text{ ohm}$ ;  $Z_2 = 1.2 \cdot (22.38 + 2 \cdot 23.56) \text{ ohm}$  (0.7s);

$$Z_3 = 1.3 \cdot Z_2 \text{ (1.1s)}$$

Terminal H:  $Z_1 = 22.17 \text{ ohm}$ ;  $Z_2 = 1.2 \cdot (5.33 + 2 \cdot 23.56) \text{ ohm}$  (0.7s);

$$Z_3 = 1.3 \cdot Z_2 \text{ (1.1S)}$$

Terminal R:  $Z_1 = 23.40 \text{ ohm}$ ;  $Z_2 = 1.2 \cdot (23.56 + 2 \cdot 22.38) \text{ ohm}$  (0.7s);

$$Z_3 = 1.3 \cdot Z_2 \text{ (1.1S)}$$

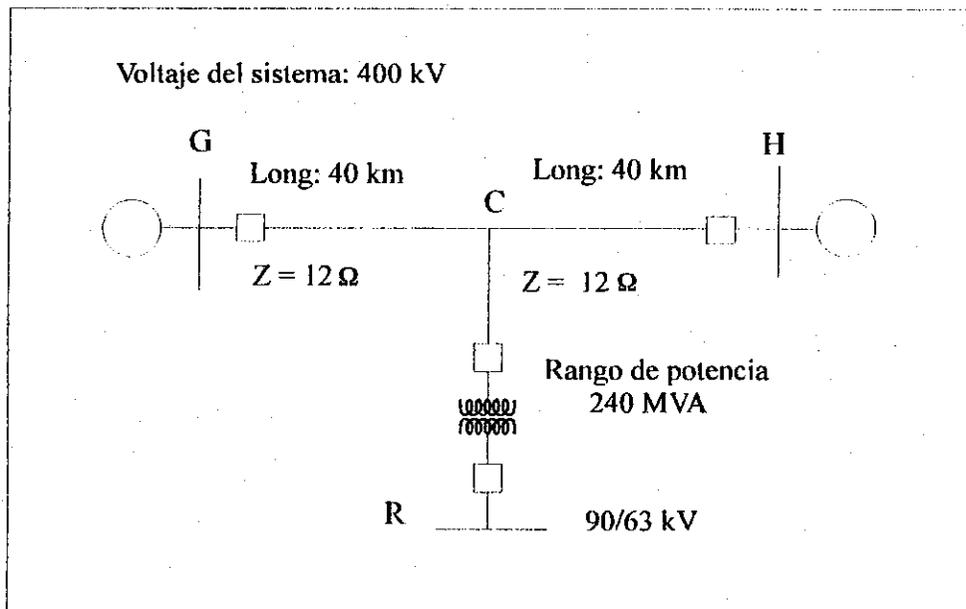
Los ajustes de segunda zona han sido calculados a través del método "fórmula del factor dos", explicado en la sección 3.2.2.1.

### 4.3 Ejemplo de protección en líneas derivadas

#### Ejemplo 1

En la figura 30 se muestra una línea de transmisión derivada de 400 kV, la cual tiene una longitud de 80 Km. En la derivación se encuentra un transformador de 240 MVA.

Figura 30. Línea de transmisión derivada del ejemplo 1

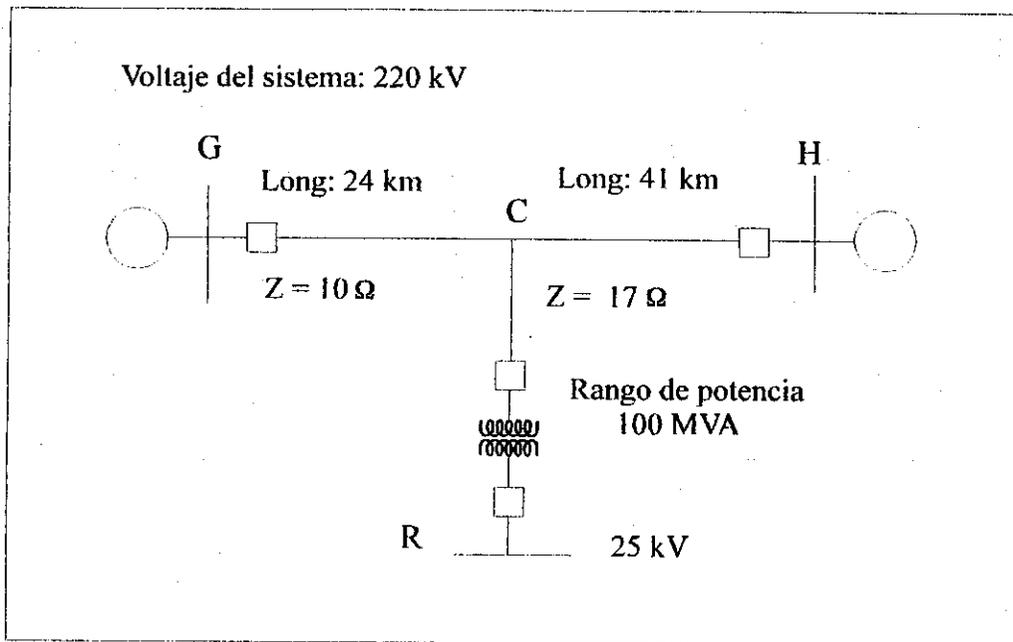


Esta línea de transmisión utiliza una protección unitaria del tipo diferencial, utilizando un canal de comunicación de fibra óptica, aunque puede utilizarse también un canal de microondas. Los relevadores diferenciales se sitúan en G, H y C. La protección de respaldo es de distancia sin canal de comunicación. La derivación tiene una protección de bajo voltaje como criterio permisivo. La ventaja de este esquema es que se pueden proteger separadamente línea y transformador.

### Ejemplo 2:

En la figura 31 se muestra una línea derivada de 220 kV, con una longitud de 65 Km. El transformador derivado tiene un rango de potencia de 100 MVA.

Figura 31. Línea de transmisión derivada del ejemplo 2



Esta línea utiliza una protección de distancia en un esquema de subalcance acelerado, con una señal de disparo directo para la derivación. El esquema de subalcance acelerado es similar en su funcionamiento al esquema de disparo transferido de

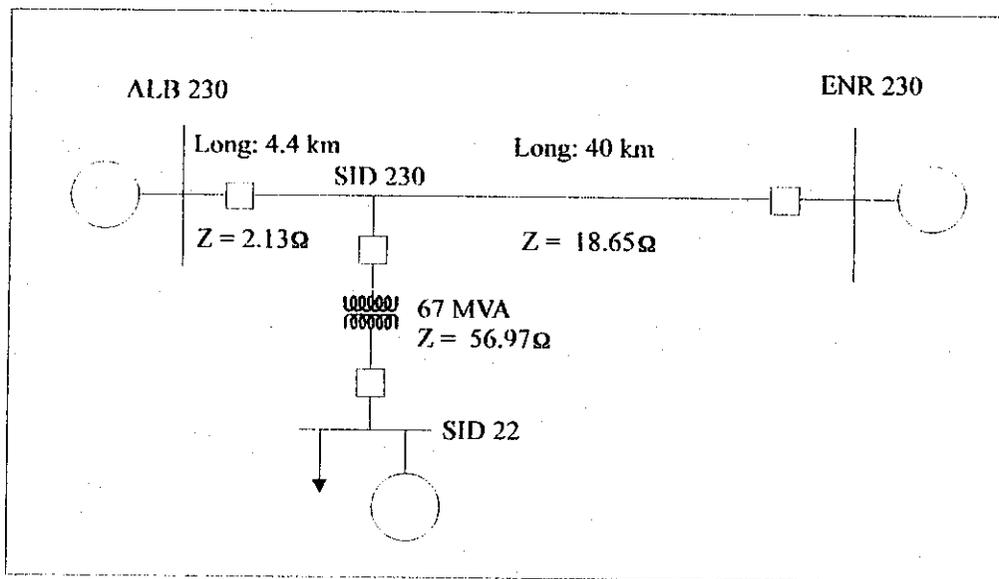
sobrealcance permisivo. La protección secundaria es una protección direccional de fallas a tierra de tiempo retardado, sin canal de comunicación.

#### 4.4 Caso real: Línea Enron-Sidegua-Alborada

Una de las líneas del sistema nacional con características de configuración multiterminal es la línea de 230 kV que conecta las subestaciones Alborada, Sidegua y Enron. Esta línea originalmente unía las subestaciones Alborada y Enron, sin embargo, su configuración fue modificada, al conectar la generación de Sidegua al sistema.

En la figura 32 se muestra un diagrama unifilar simplificado de la línea.

Figura 32. Línea Enron-Sidegua-Alborada



La línea se clasifica como multiterminal, debido a que posee una generación substancial en cada terminal. Sin embargo, como puede verse en la figura 32 se tiene un transformador en la derivación. Este transformador sirve para elevar el voltaje a 230 kV

desde la barra de la generación de Sidegua (22 kV). La barra de 22 kV de Sidegua alimenta una carga (actualmente desconectada), la cual es alimentada por la generación local. Al estar la generación de Sidegua fuera de línea, esta carga debe ser alimentada a través de la derivación. Lo anterior cambia la configuración de la línea a derivada. La existencia del transformador y de la carga en la barra de 22 kV de Sidegua, convierte a la línea en un caso especial de protección.

#### **4.4.1 Esquema de protección utilizado**

La línea actualmente se encuentra protegida por un esquema de disparo transferido de sobrealcance permisivo, que utiliza unidades de distancia y "power line carrier" como canal de comunicación. Este esquema funciona solamente entre las subestaciones Enron y Alborada. El ajuste de los relevadores es el normal de una línea de dos terminales, de lo que se advierte que el efecto "infeed" no se ha tomado en cuenta. Las zonas de los relevadores se encuentran ajustadas de la siguiente forma:

- Primera zona: 85 % de la impedancia entre Alborada y ENRON
- Segunda zona: 125 % de la impedancia entre Alborada y ENRON
- Tercera zona: 150 % de la impedancia entre Alborada y ENRON

Por su parte, en Sidegua se tiene una protección de distancia sin canal de comunicación. El relevador utiliza unidades de segunda zona para sobrealcanzar las terminales remotas, previendo el subalcance debido al efecto "infeed". Además se ha dado un retardo de tiempo a estas unidades, lo cual permite una apertura secuencial de falla de las terminales y la operación de la protección primaria en líneas adyacentes.

En las subestaciones Alborada y Enron se encuentran instalados relevadores del tipo GEC OPTIMHO, mientras en Sidegua se encuentra instalado un relevador tipo SEL 321. Ambos relevadores son microprocesados y tienen capacidad adaptiva.

#### 4.4.1.1 Análisis de la falla de abril de 1,998

Existe en el historial de fallas de la línea Enron-Sidegua-Alborada, una en particular que por su importancia debe analizarse.

En abril de 1,998 se produjo una falla en el transformador de Sidegua, la cual no fue liberada por su protección. Esto ocasionó que la falla permaneciera el tiempo suficiente para producir graves daños al transformador y por ende, grandes pérdidas económicas. La falla se originó en el lado de bajo voltaje del transformador (22 kV).

Los relevadores de distancia situados en Alborada y Enron no actuaron como protección de respaldo. Ello se debió principalmente al efecto “infeed” provocado por la configuración de la línea y a la alta impedancia del transformador. Como se dijo anteriormente, los relevadores de distancia están ajustados de manera convencional, ya que la línea originalmente era de dos terminales. El ajuste de las zonas de los relevadores es el siguiente:

$$Z_1 = 0.80 * Z_L = 0.80 * 20.78 = 16.6 \Omega$$

$$Z_2 = 1.25 * Z_L = 1.25 * 20.78 = 25.98 \Omega$$

$$Z_3 = 1.50 * Z_L = 1.50 * 20.78 = 31.17 \Omega$$

Puede demostrarse que el efecto “infeed” provocó que los relevadores vieran una impedancia aparente mucho más grande que la impedancia real de la falla, por lo que ninguna de las zonas pudo detectarla y ordenar el disparo de los interruptores.

Podemos ver la magnitud del efecto “infeed” en los relevadores de Alborada y Enron, simulando una falla en la barra de 22 kV de Sidegua. En la tabla III se muestran los valores de impedancia que se obtienen en este caso.

Tabla III. Resultados de la simulación de falla trifásica en Sidegua (barra de 22kV)

Localización del relevador	Voltaje (kV)	Corriente (A)	Impedancia ( $\Omega$ )
Alborada	122.94	1840	66.81
Enron	122.79	290	423.41

La falla más lejana que pueden detectar los relevadores en tercera zona, debe tener una impedancia de 31.17 ohms. Como puede verse en la tabla III, los valores de impedancia que se miden en caso de una falla en el lado de 22 kV del transformador derivado, (como lo ocurrido en abril del 98) son mucho más grandes que el ajuste de tercera zona. Esto nos aclara el porqué los relevadores de Alborada y Enron no vieron la falla en esa ocasión.

De acuerdo a lo analizado en los capítulos anteriores, al existir un interruptor de línea en la derivación, la protección del transformador debía dispararlo, aislando la derivación del resto de la línea. Sin embargo esto no ocurrió.

Si se hubiera realizado un análisis para determinar la magnitud del efecto “infeed” al producirse una falla en la barra de 22 kV de Sidegua, se habría determinado que los relevadores en Alborada y Enron no verían la falla. Ello hubiera llevado al fortalecimiento de la protección del transformador y a la realización de pruebas para garantizar su correcta operación. Además, se hubieran cambiado los ajustes de los relevadores de distancia, para que una tercera zona pudiera actuar como respaldo en el caso de que la protección primaria fallara.

Este suceso puede tomarse como ejemplo de la importancia que tiene realizar un análisis del efecto “infeed” en los relevadores de distancia, al cambiar la configuración de una línea de dos terminales a multiterminal y/o derivada.

#### 4.4.2 Propuesta de protección

La línea Enron-Sidegua-Alborada tiene ciertas características que deben tomarse en cuenta al seleccionar el esquema de protección:

- En la figura 32 puede observarse que los brazos o secciones de línea tienen longitudes diferentes, lo que provoca que sus impedancias también sean diferentes. Esta característica de brazos desiguales hace muy difícil el ajuste de los relevadores, si se aplica un esquema de subalcance a la línea, debido a que existe la condición de no sobrealcanzar ninguna terminal remota. Es mejor entonces, aplicar un esquema de sobrealcance, ya que en todo caso, los relevadores de cada terminal cubren el 100 % de la línea.
- El único canal de comunicación disponible en la línea es "power line carrier", por lo que el esquema a aplicar debe operar con este canal. Un esquema de protección unitaria encuentra dificultades para su aplicación, debido a sus requerimientos de equipo y canal de comunicación (redes de secuencia, canales de hilo piloto o fibra óptica).
- Actualmente los relevadores utilizados en la línea son del tipo microprocesado (GEC OPTIMHO Y SEL-321). Estos relevadores tienen capacidad adaptiva y requieren de pequeños ajustes para modificar su lógica y cambiar de un esquema a otro. Un esquema de sobrealcance que utilice unidades de distancia puede implementarse rápidamente.

Atendiendo a las características mencionadas, se propone la aplicación de uno de los siguientes esquemas:

- Disparo transferido de sobrealcance permisivo.
- Bloqueo.

Tales esquemas mejoran el desempeño de la protección en la línea y no involucran grandes modificaciones técnicas para su aplicación.

#### **4.4.2.1 Disparo transferido de sobrealcance permisivo**

Este esquema es el que se encuentra actualmente en la línea, pero se aplica solamente entre Alborada y Enron. Para poder modificarse a un esquema de tres terminales, es necesario proveer del equipo de comunicación adecuado a la terminal de Sidegua, ya que actualmente no se cuenta con él. De esta forma se hace posible la transmisión y recepción de señales de disparo en cada una de las tres terminales.

Los relevadores presentes actualmente en la línea, pueden ser utilizados para poner en operación el esquema. Sin embargo, es necesario revisar la compatibilidad entre los dos tipos de relevador (GEC OPTIMHO Y SEL-321). Es recomendable estandarizar el equipo de protección a un solo tipo de relevador, para evitar cualquier problema.

En las figuras 33 y 34 se muestran las características simplificadas en el plano R/X, que utilizan los relevadores presentes en la línea. Las zonas utilizadas para un esquema de sobrealcance son del tipo mho para fase y tierra y cuadrilaterales en caso de fallas a tierra de alta resistencia, lo que garantiza la direccionalidad y simplifica el ajuste.

Figura 33. Características en el plano R/X del relevador GEC OPTIMHO

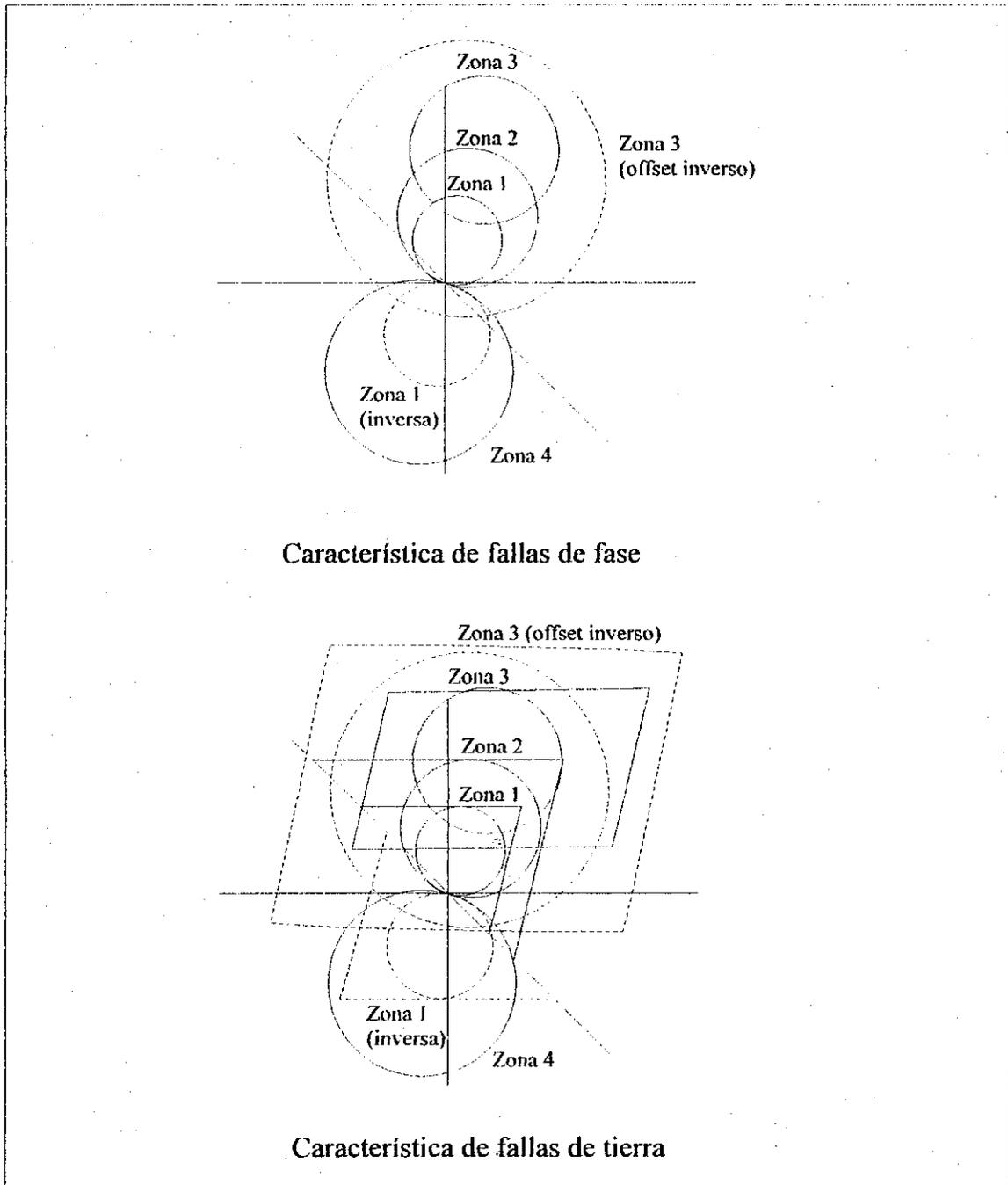
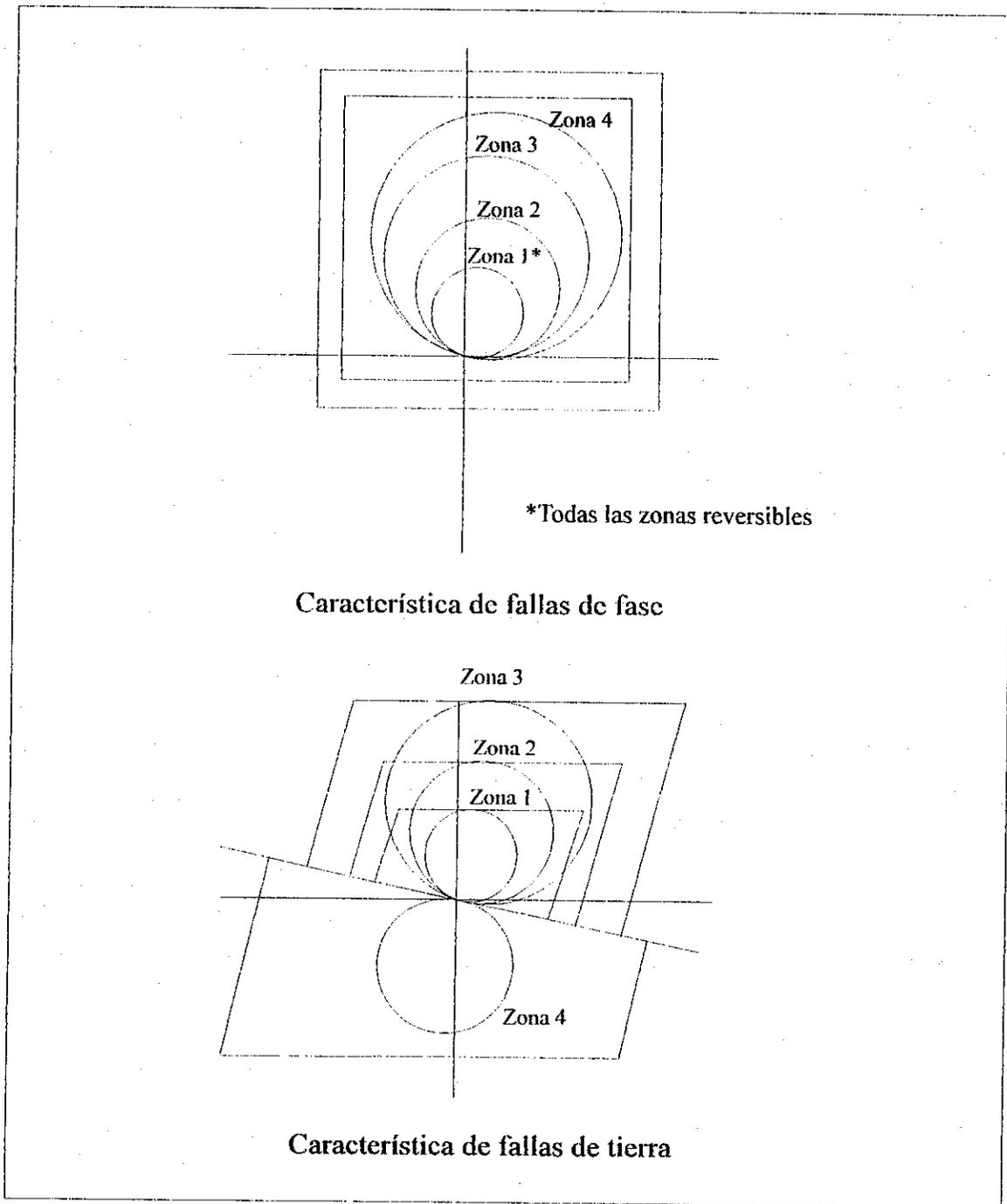
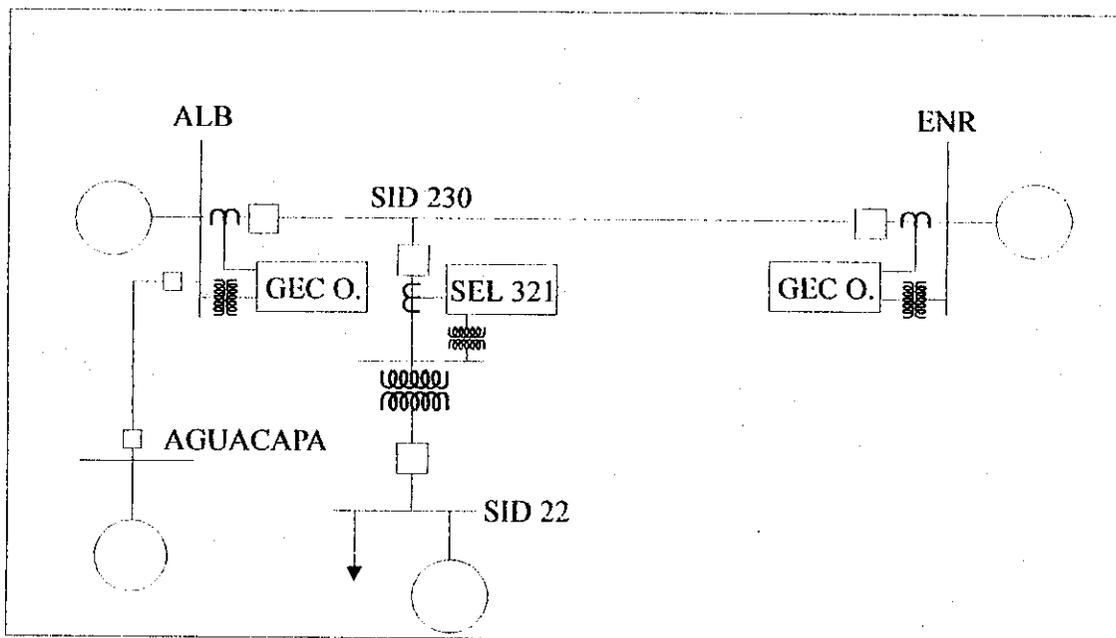


Figura 34. Características en el plano R/X del relevador SEL 321



En la figura 35 se muestra la ubicación de los relevadores en la línea. Puede verse que el relevador de Sidegua se sitúa adelante del transformador en la derivación. La razón para esto es evitar que el total de la línea se dispare al producirse una falla en el transformador. Como se mencionó anteriormente, esta línea no es una configuración multiterminal típica, debido a la presencia del transformador, por lo que presenta el problema de la distinción entre fallas de línea y de transformador. La protección diferencial del transformador se encarga de separar la terminal de Sidegua del resto de la línea, si se produce una falla en el mismo.

Figura 35. Ubicación de los relevadores en la línea Enron-Sidegua-Alborada



En este tipo de esquema, los relevadores de cada terminal utilizan unidades de segunda zona para sobrealcanzar las terminales remotas (ver figura 22). El ajuste de los relevadores, que en este caso cumplen funciones permisivas y de disparo, debe realizarse considerando el efecto "infeed" y así eliminar el posible subalcance.

Un estudio de fallas es necesario, para determinar el valor máximo de las impedancias aparentes vistas por los relevadores de cada terminal al producirse una falla interna. Estos valores nos permiten determinar la magnitud del efecto "infeed" en cada relevador y proporcionar el ajuste más adecuado.

El estudio se basa en el hecho de que las mayores impedancias medidas por los relevadores corresponden a fallas en las terminales de línea más lejanas a la localización del relevador. Los relevadores en cada terminal por lo tanto, deben ajustarse más allá de la mayor impedancia de falla interna que se produzca para garantizar el sobrealcance.

Para la línea Enron-Sidegua-Alborada, se analizaron los siguientes casos:

1. Falla trifásica y monofásica en Alborada.
2. Falla trifásica y monofásica en Enron.
3. Falla trifásica y monofásica en Sidegua (barra de 230 kV).
4. Falla trifásica y monofásica en Aguacapa (falla externa).

La falla externa se simula, para determinar si alguno de los relevadores de la línea puede detectarla al ser ajustado al máximo valor de impedancia aparente que puede medir en una falla interna.

En las tablas IV Y V se presentan los resultados del estudio, detallándose los valores de los voltajes, corrientes e impedancias medidas por los relevadores de las tres terminales, en cada uno de los casos antes mencionados.

Tabla IV. Resultados del estudio de fallas en la línea Enron-Sidegua-Alborada  
(falla trifásica)

Localización relevador	Falla en:	Voltaje (kV)	Corriente (A)	Impedancia ( $\Omega$ )
Alborada	Enron	101.57	4780	21.2490
	Sidegua	31.18	14600	2.1356
	Aguacapa	24.91	15900	1.5690
Enron	Alborada	18.85	880	21.4205
	Sidegua	16.62	890	18.6742
	Aguacapa	40.57	740	54.8243
Sidegua	Alborada	2.46	280	8.7857
	Enron	91.38	140	652.7143
	Aguacapa	26.95	240	112.2917

Tabla V Resultados del estudio de fallas en la línea Enron-Sidegua-Alborada  
(falla monofásica)

Localización relevador	Falla en:	Voltaje (kV)	Corriente (A)	Impedancia ( $\Omega$ )
Alborada	Enron	109.53	3540	30.9407
	Sidegua	51.40	10070	5.1043
	Aguacapa	55.55	10080	5.5109
Enron	Alborada	63.05	830	75.9639
	Sidegua	65.03	940	69.1809
	Aguacapa	93.87	550	170.6727
Sidegua	Alborada	17.14	990	17.3131
	Enron	99.82	200	499.1000
	Aguacapa	65.87	600	109.7833

De los resultados anteriores se pueden deducir algunas consideraciones que ayudan a determinar el ajuste adecuado de los relevadores.

El relevador en Alborada mide una impedancia de 21.2490 ohms, al producirse una falla trifásica en Enron. El valor real de esta impedancia es 20.78 ohms (ver figura 32), de lo que podemos observar que el efecto "infeed", debido a la contribución de Sidegua a la falla, es de una magnitud muy pequeña. Por otra parte el relevador en Enron mide una impedancia de 21.4205 ohms, al producirse una falla trifásica en Alborada; nuevamente encontramos que el "infeed" es muy leve. Esta situación se explica si consideramos el hecho de que la alta impedancia del transformador derivado limita la contribución de corriente desde Sidegua. Este hecho se verifica también para fallas monofásicas (fallas a tierra). De acuerdo a lo anterior, podemos decir que las unidades de fase y tierra de los relevadores en Alborada y Enron pueden ajustarse como si se tratara de una línea de dos terminales.

El efecto "infeed" sí se manifiesta fuertemente en los valores de impedancia aparente medidos por el relevador de Sidegua, al producirse una falla en Alborada y Enron. La impedancia aparente medida hasta Enron, sin embargo, es de una magnitud extremadamente alta: 652.71 ohms para fase y 499.10 ohms para tierra. Estos valores resultan mucho más altos que cualquier ajuste empírico que pudiera realizarse al relevador (por ejemplo aplicando el método "fórmula del factor dos"), por lo que el relevador debe ajustarse a tales valores.

En las tablas VI y VII se muestran los ajustes de la segunda zona, para los relevadores en la línea tanto para fallas de fase (trifásicas) como de tierra (monofásicas).

Tabla VI. Ajustes de las unidades de fase de los relevadores en la línea Enron-Sidegua-Alborada

Relevador	Ajuste	Valor (Ohms primarios)
Alborada	$(2.13+18.65)*1.2$	24.94
Enron	$(18.65+2.13)*1.2$	24.94
Sidegua	-----	652.71

Tabla VII. Ajustes de las unidades de tierra, de los relevadores en la línea Enron-Sidegua-Alborada

Relevador	Ajuste	Valor (Ohms primarios)
Alborada	$(5.10 + 69.18)*1.2$	89.14
Enron	$(69.18 + 5.10)*1.2$	89.14
Sidegua	-----	499.10

El ajuste del relevador de Sidegua es más alto que el valor de la impedancia medida para una falla externa en Aguacapa (112.29 ohms para fase y 109.78 para tierra). Esto demuestra que el relevador de Sidegua sobrealcanza exageradamente la terminal de Alborada, pudiendo ver fallas externas localizadas en las líneas adyacentes. Sin embargo, este ajuste puede realizarse gracias a las características del esquema de disparo transferido.

Como ya se explicó en el capítulo tres, en un esquema de disparo transferido de sobrealcance, la línea se dispara únicamente si todas sus terminales ven la falla; ya que se necesita de dos señales permisivas más la detección del relevador local para disparar una terminal. De esta manera se asegura que el esquema sólo opere para fallas internas.

En el caso de la línea Enron-Sidegua-Alborada, si el relevador de Sidegua detecta una falla externa en la línea Alborada-Aguacapa, por ejemplo, el disparo no se produce. Esto debido a que el relevador de Alborada, al tener una característica mho, no puede ver una falla detrás de su localización (ver figura 35), y por lo tanto no envía la señal permisiva a las demás terminales.

Este principio de selectividad del esquema de disparo transferido de sobrealcance, es la principal ventaja sobre el esquema que se encuentra actualmente en la línea.

El efecto "outfeed" no se presenta en la línea, ya que no existe condición de flujo inverso en una terminal al presentarse una falla interna. Esto contribuye a una mejor aplicación del esquema. Si el efecto "outfeed" existiera, no sería conveniente utilizar este esquema, ya que el disparo secuencial no es posible. Esto se debe a la condición de que todas las terminales deben abrir al mismo tiempo.

Existe la posibilidad de que la línea opere en una configuración derivada, si la generación de Sidegua es desconectada. En este caso, la terminal se convierte en una derivación que alimenta solamente carga.

Al darse este caso, el esquema de disparo transferido de sobrealcance tiene que modificarse para que funcione como una protección convencional de dos terminales. Para ello, una señal permanente debe ser enviada desde Sidegua a las demás terminales, para que éstas puedan disparar. El ajuste de los relevadores en Alborada y Enron sigue siendo el mismo, ya que corresponde a una línea de dos terminales.

La derivación en este caso debe ser disparada por la protección de Alborada y Enron, mediante un canal de disparo directo, en caso de fallas en la línea. En caso de fallas en el transformador, debido a que el alcance de los relevadores de Alborada y

Enron no es suficiente para ver una falla en el mismo (el transformador tiene alta impedancia), la protección diferencial puede funcionar sin mayores problemas. No es necesario enviar una señal de bloqueo del disparo a las terminales de línea.

#### 4.4.2.2 Esquema de bloqueo

La primera opción para la protección de la línea Enron-Sidegua-Alborada se ha escogido considerando que un esquema similar de dos terminales, ya se encuentra funcionando. Un esquema de bloqueo, sin embargo, es una opción igual de conveniente y no representa grandes modificaciones en cuanto a equipo o canal de comunicación.

La principal diferencia con el esquema de disparo transferido de sobrealcance, es que las señales, transmitidas desde cada terminal, bloquean el disparo en lugar de permitirlo. Esto trae la ventaja, si se usa "power line carrier", de transmitir la señal siempre sobre una línea sana.

El esquema de bloqueo, al igual que el de disparo transferido, utiliza unidades de segunda zona para la detección y disparo de fallas (FD2). Sin embargo, este esquema utiliza unidades de tercera zona (FD1), con un ajuste inverso (hacia atrás de la localización de los relevadores), cuya función es detectar cualquier falla externa a la línea y enviar una señal de bloqueo a las terminales que puedan ordenar el disparo (ver sección 3.4.1.3.1).

El ajuste de la tercera zona en cada terminal debe ser tal, que detecte fallas externas más allá del sobrealcance de las unidades de disparo de segunda zona, de las demás terminales. Las zonas de disparo de los relevadores en una línea multiterminal, se ajustan considerando el efecto "infeed" de fase y tierra. Para nuestro caso, el ajuste de las zonas de disparo es similar al del esquema de sobrealcance.

Un ajuste adecuado de las unidades de tercera zona es un 20 % más del valor del sobrealcance de las unidades de disparo. Por ejemplo, el mayor valor de sobrealcance que debe considerar la tercera zona de fase en Alborada, es el de la segunda zona de disparo de Sidegua. Dicho valor es de 652.71 ohms primarios. La sección de línea entre Alborada y Sidegua tiene una impedancia de 2.13. El menor alcance inverso que debe tener la tercera zona es de 650.58. Aplicando un 20 % de margen de seguridad obtenemos un ajuste de 780.71 ohms primarios.

En la tabla VIII y IX se muestran los ajustes para las terceras zonas de las tres terminales, tanto para las unidades de fase como de tierra.

Tabla VIII. Ajustes de las unidades de tercera zona (fase), de los relevadores de la línea Enron-Sidegua-Alborada

Relevador	Ajuste	Valor (Ohms primarios)
Alborada	$(652.71-2.13)*1.2$	780.71
Enron	$(652.71-18.65)*1.2$	760.87
Sidegua	$(25.98-2.13)*1.2$	28.62

Tabla IX. Ajustes de las unidades de tercera zona (tierra), de los relevadores de la línea Enron-Sidegua-Alborada

Relevador	Ajuste	Valor (Ohms primarios)
Alborada	$(499.10-5.10)*1.2$	592.80
Enron	$(499.10-69.18)*1.2$	515.90
Sidegua	$(92.85-5.10)*1.2$	105.30

Puede verse en las tablas VIII Y IX que las unidades de tercera zona en Alborada y Enron tienen ajustes muy elevados. Esto se debe al alto valor de sobrealcance de las unidades de disparo en Sidegua. Sin embargo, este ajuste es necesario para garantizar que ninguna falla externa provoque un disparo innecesario.

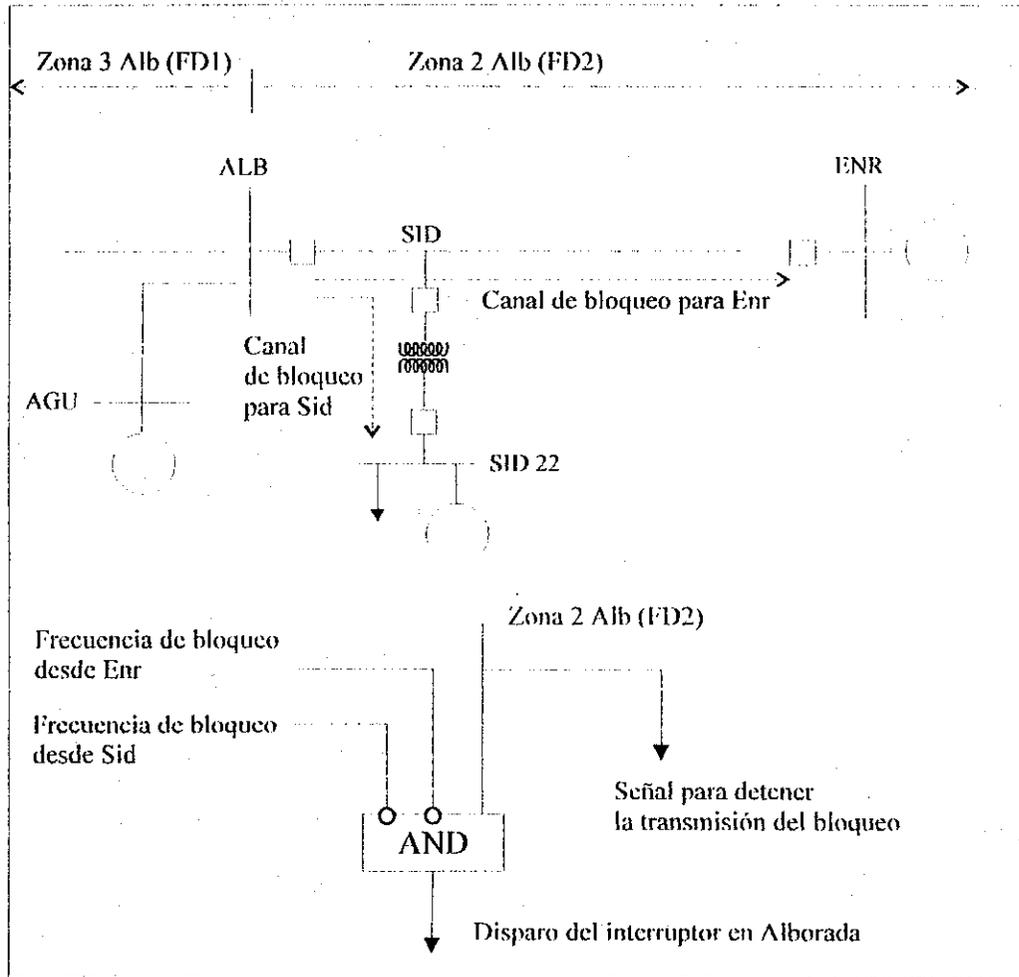
Las zonas de disparo de las tres terminales de línea deben tener un pequeño retardo de tiempo de operación, para garantizar el arribo seguro de la señal de bloqueo, en caso de falla externa.

Debido a que no existe posibilidad de efecto "outfeed", no se necesita implementar unidades de primera zona que posibiliten un disparo secuencial de alta velocidad. Esto mejora la confiabilidad y seguridad del esquema.

Cuando la generación de Sidegua es desconectada y la línea opera en una configuración derivada, el esquema de bloqueo puede seguir operando sin mayores problemas. No es necesario que se transmita ninguna señal permanente a las dos terminales de línea, ya que la ausencia de la señal de bloqueo desde Sidegua permite el disparo. Debe considerarse, sin embargo, la utilización de un canal de disparo directo, que permita abrir el interruptor de la derivación, en caso de una falla en la línea.

En la figura 36 se muestra el esquema de bloqueo para la línea Enron-Sidegua-Alborada. Nótese en la lógica de disparo, que la recepción de la señal de bloqueo de al menos una de las terminales remotas evita el disparo de la terminal que ve una falla.

Figura 36. Esquema de bloqueo en la línea Enron-Sidegua-Alborada. Se muestra únicamente el ajuste y esquema lógico de disparo en Alborada. Equipo similar se requiere en Sidegua y Enron



## CONCLUSIONES

1. En la protección de líneas de transmisión multiterminales, resulta difícil obtener un ajuste de las zonas instantáneas de los relevadores de distancia que proporcione la selectividad de zona adecuada debido a la presencia del efecto "infeed". Este problema existe también en el ajuste de relevadores de tierra en líneas derivadas.
2. Si una línea multiterminal sufre cambios en su configuración, debido a la conexión o desconexión de una o más terminales; el ajuste de los relevadores de distancia en las otras terminales debe modificarse. De otra forma, tales relevadores pueden subalcanzar o sobrealcanzar, alterándose la selectividad del esquema. Para ello, en la actualidad pueden utilizarse relevadores con la capacidad de modificar sus ajustes según las condiciones de la línea (protecciones adaptivas).
3. Las líneas de transmisión multiterminales o derivadas, al ser utilizadas para transportar la energía de varias fuentes de potencia a subestaciones mayores de subtransmisión o distribución, necesitan un sistema de protección de alta velocidad, que garantice la continuidad del servicio y minimice los riesgos de inestabilidad en el sistema. La aplicación de esquemas de protección que utilicen canales de comunicación entre terminales, es la mejor opción para este tipo de líneas.
4. La protección con canal de comunicación (conocida en el medio como protección piloto) que se aplica en líneas de dos terminales, puede aplicarse con éxito en líneas multiterminales o derivadas, si se realizan cambios en los esquemas, que permitan la recepción y transmisión de señales en más de dos terminales.

5. Los esquemas de protección con canal de comunicación que se basan en principios no unitarios, se ven afectados en su funcionamiento si existe la posibilidad de que se produzca el efecto "outfeed" en una línea multiterminal. Los esquemas de protección con canal de comunicación, del tipo unitario no presentan este problema. Por lo tanto, la protección unitaria es la mejor opción para la protección de una línea multiterminal.

## RECOMENDACIONES

1. Cuando se aplique un esquema de protección que utilice relevadores de distancia, en una línea multiterminal o derivada, debe realizarse previamente un estudio de fallas en la misma. La simulación de fallas de fase y tierra en cada una de las terminales de la línea permite establecer el valor de las impedancias aparentes que miden los relevadores. El análisis de estas impedancias aparentes brinda el criterio para determinar el ajuste de las zonas de los relevadores de distancia, en cada una de las terminales.
2. Debido a que las líneas multiterminales y derivadas pueden cambiar su configuración en algunos períodos de operación, por la conexión o desconexión de terminales o derivaciones que alimentan carga es aconsejable implementar en ellas una protección adaptiva. Para ello, es necesario usar relevadores microprocesados, en combinación con el canal de comunicación existente entre terminales y un sistema de adquisición de datos (SCADA). De esta forma, puede monitorearse la condición de la línea y cambiar los ajustes de los relevadores cuando sea necesario.
3. Al contemplar la construcción de una línea multiterminal en el sistema nacional, o bien la conversión de una de las líneas existentes a una configuración de este tipo, debe considerarse la posibilidad de implementar en ella una protección diferencial longitudinal. Este tipo de protección, al utilizar la información de la magnitud y el ángulo de fase de la corriente en cada terminal, como criterio de operación de los relevadores, es la que presenta menos problemas de operación. Asimismo, para la aplicación de esta protección, se recomienda la utilización de relevadores microprocesados y la utilización de un canal de comunicación de fibra óptica.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Ziegler *et. al.* Application Guide on Proteccion of Complex Transmission Network Configurations. (Paris: CIGRE, 1991), p. 91.
2. Isaias Sance. Guía de aplicación en la protección de líneas de transmisión Multicircuito. (Tesis: Facultad de Ingeniería, universidad de San Carlos), Guatemala, 1997, p.45.
3. Ibid., p. 61.
4. J.L. Blackburn *et. al.* Applied Protective Relaying. (New Yersey: Westinghouse Electric Corporation, 1,976), p. 17-6.
5. Ibid., p. 17-7.
6. Protective Relays Application Guide. (Londres: Gec Alsthom, 1,987), p 232.
7. Jaime Ríos. Concepto y aplicación de las protecciones adaptivas. (Tesis: Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos), Guatemala, 1,996 p. 6.
8. Ibid., p 7.

## BIBLIOGRAFÍA

1. BEHRENDT, Ken. **Three Terminal POTT protective using the SEL 321 Relay.** Estados Unidos: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, S.A.
2. BLACKBURN, J. L. *et. al.* **Applied Protective Relaying.** New Jersey: Westinghouse Electric Corporation, 1,976.
3. BOZOKI, B. *et. al.* "Protective Relaying for taped high voltage transmission lines" **IEEE Transactions on power apparatus and systems** (Estados Unidos), (4): 104.
4. EINARSSON, T. *et. al.* **Experiences of current differential protective for multiterminal power lines using multiplexed data transmission systems.** Paris: CIGRE, 1994.
5. ELMORE, W. A. *et. al.* **Protective Relaying Theory and Applications.** Florida: ABB Power T & D Company Inc, 1,994
6. KOBAYASHI, J. *et. al.* **The state of the art of multi-circuit and multiterminal overhead transmission line protection systems asociated with telecommunication systems.** Paris: CIGRE, 1,990.
7. KUMM, J. **Three Terminal POTT proteccion using the SEL-321 relay.** Estados Unidos: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, S.A.
8. **PROTECTIVE Relays Application Guide.** 3ª ed. Londres: Gec Alsthom Measurement Limited, 1987.
9. RIOS Leal, Jaime. **Concepto y aplicación de las protecciones adaptivas.** Tesis Ing. Electricista. Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, 1,996.
10. SANCE Siragua, Isaias. **Guía de aplicación en la protección de líneas de transmisión multicircuito.** Tesis Ing. Electricista. Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, 1,997.
11. ZIEGLER, G. *et. al.* **Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations.** Paris: CIGRE, 1,991.