

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



LOCALIZACION DE FALLAS EN LINEAS DE
TRANSMISION EMPLEANDO UN MODELO DE LINEA
CON PARAMETROS DISTRIBUIDOS Y
TRANSFORMACIONES MODALES

TESIS

EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN
CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

PRESENTA

JESUS ALBERTO GONZALEZ MURRIETA

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L. JUNIO DEL 2004

TM
Z5853
.M2
FIME
2004
.G64

20

LOCALIZACION DE FALLAS EN
TRASMISION
DEBE SER
COMPLETAMENTE
CORRECTA
Y
DISTRIBUIDOS
MANTENIENDO
LA
DISTRIBUCION
DEBE SER
COMPLETAMENTE
CORRECTA
Y
DISTRIBUIDOS

J. A. G. M.
J. A. G. M.



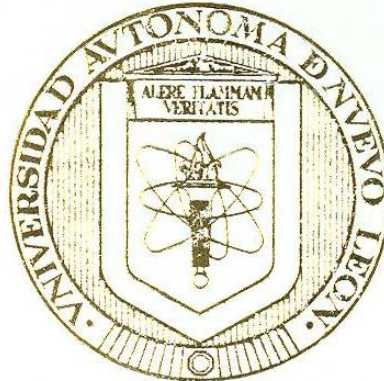
1020150028

m

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



LOCALIZACION DE FALLAS EN LINEAS DE
TRANSMISION EMPLEANDO UN MODELO DE LINEA
CON PARAMETROS DISTRIBUIDOS Y
TRANSFORMACIONES MODALES

TESIS

EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN
CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

PRESENTA

JESUS ALBERTO GONZALEZ MURRIETA

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L. JUNIO DEL 2004

989 30

TH
Z5 53
.M2
F ME
2004
.B64

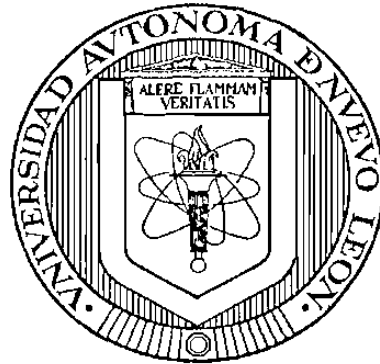


FONDO
TESIS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
EMPLEANDO UN MODELO DE LÍNEA CON PARÁMETROS
DISTRIBUIDOS Y TRANSFORMACIONES MODALES**

TESIS

**EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA CON
ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

PRESENTA

JESÚS ALBERTO GONZÁLEZ MURRIETA

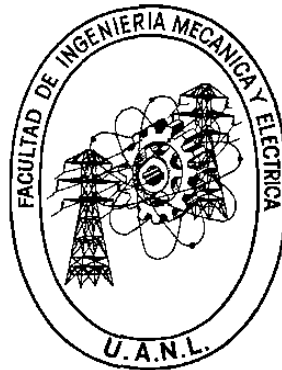
SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N.L.

JUNIO DEL 2004

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
EMPLEANDO UN MODELO DE LÍNEA CON PARÁMETROS
DISTRIBUIDOS Y TRANSFORMACIONES MODALES**

TESIS

**EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA CON
ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

PRESENTA

JESÚS ALBERTO GONZÁLEZ MURRIETA

Universidad Autónoma de Nuevo León
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Subdirección de Estudios de Postgrado

Los miembros de comité de tesis, recomendamos que la tesis **LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EMPLEANDO UN MODELO DE LÍNEA CON PARÁMETROS DISTRIBUIDOS Y TRANSFORMACIONES MODALES**, realizada por el alumno **Jesús Alberto González Murrieta**, matrícula 1158765, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con especialidad en Potencia.

El comité de Tesis:



Asesor

Dr. Ernesto Vázquez Martínez



Coasesor

Dr. Jose Luis Naredo Villagran



Coasesor

Dr. Rodolfo Salinas Villareal

Vo.Bo.



Dr. Guadalupe Alan Castillo Rodríguez
División de Estudios de Postgrado

A Dios.

A Erasmo, Tita, Marina, Alejandra, Juan, Alexita, Indy, Claudia...

Si...

Si guardas en tu puesto, la cabeza tranquila, cuando todo a tu lado es cabeza perdida.

Si tienes en ti mismo una fe que te niegan y no desprecias nunca, las dudas que ellos tengan.

Si esperas en tu puesto, sin fatiga en la espera.

Si engañado, no engañas y no buscas más odio, que el odio que te tengan.

Si eres bueno y no finges ser mejor de lo que eres, y al hablar no exageras lo que sabes y quieres.

Si sueñas, y los sueños no te hacen su esclavo; si piensas y rechazas lo que piensas en vano.

Si tropiezas con el triunfo, si llega tu derrota, y a los dos impostores les tratas de igual forma.

Si logras que se sepa la verdad que has hablado, a pesar del sofismo del orbe encanallado.

Si arriesgas en un golpe y lleno de alegría, tus ganancias de siempre, a la suerte de un día... y pierdes, y te lanzas de nuevo a la pelea, sin decir nada a nadie de lo que es y de lo que era.

Si logras que tus músculos y el corazón te asistan, aún después de su fuga en fatiga, y se agarren contigo cuando no quede nada, porque tu lo deseas y lo quieres, y mandas...

Si hablas con el pueblo y guardas tu virtud; si marchas junto a reyes con tu paso y tu luz.

Si nadie que te hiera, llegue a hacerte la herida.

Si todos te reclaman y ninguno te precisa.

Si llenas un minuto envidiable y cierto, de sesenta segundos que te lleven al cielo...

Todo lo de esta tierra, será de tu dominio, y mucho más aún...

Serás hombre, hijo mío.

Rudyard Kipling

Agradecimientos

A principios de los ochenta países como España y Brasil se encontraban en una situación económica similar a la nuestra. En esa década estos países decidieron incrementar el apoyo otorgado hacia las instituciones encargadas de realizar desarrollo tecnológico, como uno de los caminos que permitieran contribuir hacia un bienestar social. Actualmente, podemos ver que sus inversiones a largo plazo han dado resultado.

En lo personal, comparto esa visión y estoy convencido de que una de las mejores inversiones que se puede hacer en nuestro país sigue siendo en la educación.

Por lo anterior, quiero agradecer a todas aquellas personas que hacen posible la existencia de instituciones que promueven la investigación. A aquellas personas que hacen posible que la educación este al alcance de todos. Sobre todo, a aquellas personas que encuentran en la investigación un deleite y que con ese amor por su profesión promueven y alientan la incursión de nuevas generaciones en este maravilloso mundo del conocimiento.

Quiero agradecer, pues, al Dr. Ernesto Vázquez, al Dr. José Luis Naredo y al Dr. Rodolfo Salinas porque con su ejemplo encontré ese aliciente para concluir esta aventura que emprendí hace poco más de dos años.

De igual manera, quiero agradecer a todos aquellos estudiantes, sobre todo compañeros y amigos, en quienes siempre encontré las palabras de aliento, la dedicación, el valor, el ejemplo, pero sobre todo, la amistad que contribuyeron a hacer de un sueño una realidad. Quiero agradecer, pues, a Ramiro, Jorge A., Omar, Giovanni, Jorge, Edmund, Vane, y en general a todos los compañeros del Postgrado de Eléctrica.

Muchas gracias por todo.

Resumen

Publicación núm. _____

Jesús Alberto González Murrieta, M.C. en Ingeniería Eléctrica
Universidad Autónoma de Nuevo León, 2004

Profesor Asesor: Dr. Ernesto Vázquez Martínez

Todo elemento de un sistema eléctrico de potencia está expuesto a fallas. En especial las líneas de transmisión, ya que debido al área geográfica que ocupan, están propensas a una mayor incidencia de cortocircuitos. Cuando una falla ocurre en una línea, es necesario determinar su ubicación en forma precisa; de tal manera que se puedan realizar las labores de reparación y mantenimiento correspondientes. Así, un localizador de fallas con buena exactitud, reducirá en tiempos de restablecimiento menores y, en algunos casos, permitirá anticiparse a la recurrencia de fallas.

Debido a la tendencia en los relevadores digitales de disminuir los tiempos de operación utilizando señales de onda viajera, los algoritmos de localización de falla disponen de menor tiempo para obtener información de falla del sistema, lo cual implica que estos algoritmos deban de utilizar principios de operación similares.

En el presente trabajo se propone un algoritmo para la localización de fallas en líneas de transmisión basado en señales de onda viajera y que requiere información desde un sólo terminal de la línea protegida. Este algoritmo considera un modelo de la línea de transmisión mediante parámetros distribuidos y las señales provenientes del sistema eléctrico de potencia. El sistema de ecuaciones resultante es de segundo orden con derivadas parciales.

El algoritmo determina, en retrospectiva, la manera como se han propagado las señales desde el punto de falla hasta el localizador, lo cual permite establecer un perfil tanto de voltaje como de corriente a lo largo de la línea. El contorno de estas señales permite ubicar el lugar donde ocurre una falla. La ubicación de la falla corresponde al punto donde la corriente tiene su valor máximo y el voltaje su valor mínimo. Para tal fin, se utiliza el método de las *características*.

El método de las *características* ha sido aplicado por otros investigadores en la simulación de transitorios que consideran el efecto corona, en el estudio de no uniformidades en las líneas de transmisión, y en la consideración de la dependencia frecuencial en los modelos de la línea de transmisión. El método consiste en encontrar una nueva representación del sistema de ecuaciones con que se modela la línea para posteriormente, y bajo ciertas restricciones, transformarlo en un sistema que contiene únicamente derivadas ordinarias, el cual es resuelto numéricamente mediante diferencias finitas.

La información que se obtiene del algoritmo de *características* es tridimensional, correspondiendo estas dimensiones al tiempo, la magnitud y la distancia que recorren las señales.

Analizar la información tridimensional que proporciona el algoritmo es complicado, por lo que se realiza una transformación de ésta a dos dimensiones graficando el área de la señal contra la distancia. Esto da por resultado un equivalente del perfil del voltaje y de la corriente a lo largo de la línea de transmisión.

Inicialmente el algoritmo es desarrollado para un sistema monofásico, y posteriormente mediante la utilización de la teoría modal los resultados son extrapolados para la localización de fallas en un sistema trifásico.

El algoritmo es validado considerando fallas monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra. Además, se valida el impacto que tiene la resistencia y el ángulo de inserción de falla en la precisión del algoritmo.

Índice general

Agradecimientos	VI
Resumen	VII
Nomenclatura	XVI
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Antecedentes	2
1.3. Objetivo	5
1.4. Metodología	5
1.5. Estructura de la tesis	6
2. Algoritmos basados en componentes de fase	8
2.1. Introducción	8
2.2. Descripción del algoritmo de componentes de fase	9
2.3. Descripción del algoritmo utilizando parámetros distribuidos	11
2.4. Localización de fallas en sistemas trifásicos empleando transformaciones modales	14
2.5. Localización de fallas en sistemas trifásicos realizando compensación por efecto de acoplamiento mutuo	17
2.6. Resultados	18
2.6.1. Algoritmo que utiliza transformaciones modales	20

2.6.2. Algoritmo que utiliza compensación por efecto de acoplamiento mutuo	22
2.7. Conclusiones del capítulo	25
3. Algoritmo de <i>características</i>	27
3.1. Introducción	27
3.2. Método de las <i>características</i>	30
3.3. Criterios para la localización de fallas	33
3.4. Descripción gráfica del algoritmo de <i>características</i>	35
3.5. Resultados	36
3.6. Conclusiones	40
4. Localización de fallas en sistemas trifásicos mediante el algoritmo de <i>características</i>	43
4.1. Introducción	43
4.2. Método de las características aplicado a un sistema trifásico	44
4.3. Criterios para la localización de fallas	47
4.4. Descripción gráfica del algoritmo	48
4.5. Resultados	55
4.5.1. Efecto de la resistencia de falla y el ángulo de inserción	56
4.5.2. Efecto de la compensación serie	56
4.5.3. Efecto de la configuración de los conductores	60
4.6. Conclusiones	61
5. Conclusiones y recomendaciones	63
5.1. Conclusiones	63
5.2. Aportaciones de la Tesis	66
5.3. Recomendaciones para trabajos futuros	66
A. Estimación fasorial	72
A.1. Series de Fourier para señales continuas y periódicas en el tiempo	72
A.2. Estimación fasorial	72

B. Algoritmo de localización de fallas mediante una lógica de componentes de fase	75
B.1. Introducción	75
B.2. Estimación de los fasores	76
B.3. Resultados	78
C. Onda viajera en sistemas monofásicos sin pérdidas	80
C.1. Conceptos	80
C.2. Expresiones para el Voltaje y la Corriente	81
D. Condiciones frontera para las señales de onda viajera	83
D.1. Conceptos	83
D.2. Condiciones frontera para el extremo de recepción.	83
D.3. Condiciones frontera para el extremo de envío	85
E. Detector de falla	86

Índice de figuras

2.1. Sistema de prueba.	10
2.2. Circuito de prefalla	10
2.3. Circuito de falla	11
2.4. Diagrama unifilar del sistema de prueba.	19
2.5. Arreglo de conductores de la línea s-r del sistema de prueba.	19
2.6. Resultados para una falla monofásica sólida a tierra.	20
2.7. Resultados para una falla monofásica y con $R_f = 10\Omega$	21
2.8. Resultados para una falla monofásica y con $R_f = 100\Omega$	21
2.9. Resultados para una falla monofásica y con R_f variable ($0 - 10\Omega$).	22
2.10. Resultados para una falla monofásica sólida a tierra.	23
2.11. Resultados para una falla monofásica y con $R_f = 10\Omega$	23
2.12. Resultados para una falla monofásica y con $R_f = 100\Omega$	24
2.13. Resultados ante una falla monofásica y con R_f variable ($0 - 10\Omega$).	24
3.1. Principio de correlación.	29
3.2. Solución numérica a través de las <i>características</i> λ_1 y λ_1	32
3.3. Sistema monofásico de 230kV.	35
3.4. Señal de prefalla y de falla proveniente del sistema eléctrico.	37
3.5. Información inicial para el algoritmo de características.	37
3.6. Manera en que se propaga la señal a lo largo de la línea de transmisión, para una falla en el kilómetro 50 en una línea de 100 km.	38
3.7. Representación gráfica de los criterios de localización.	38
3.8. Respuesta del algoritmo ante un ángulo de inserción de 60°	40

3.9. Respuesta del algoritmo ante un ángulo de inserción de 30°	41
3.10. Respuesta del algoritmo ante un ángulo de inserción de 0°	41
4.1. Diagrama unifilar del sistema de prueba.	49
4.2. Disposición horizontal de los conductores.	49
4.3. Señales de voltaje provenientes del sistema trifásico.	50
4.4. Señales de corriente provenientes del sistema trifásico.	51
4.5. Componente modal de tierra de las señales del sistema.	51
4.6. Primer componente modal aéreo de las señales del sistema.	51
4.7. Segundo componente modal aéreo de las señales del sistema.	52
4.8. Información de falla representada mediante componentes modales.	52
4.9. Propagación de la señal para el modo de tierra.	53
4.10. Propagación de la señal para el primer modo aéreo.	53
4.11. Propagación de la señal para el segundo modo aéreo.	54
4.12. Propagación de la señal para la fase A.	54
4.13. Criterios para la localización de fallas.	55
4.14. Unifilar del sistema de prueba con compensación serie.	59
4.15. Disposición vertical de los conductores.	60
A.1. Respuesta a la frecuencia del filtro de Fourier de un ciclo.	74
A.2. Respuesta a la frecuencia del filtro de Fourier de medio ciclo.	74
B.1. Aproximación a la señal de corriente.	77
B.2. Aproximación a la señal de voltaje.	77
C.1. Circuito monofásico de dos conductores, de longitud Δx	80
D.1. Circuito monofásico de dos conductores.	84
E.1. Señales obtenidas por el localizador ante una falla monofásica.	88
E.2. Componentes modales de las señales de voltaje ante una falla monofásica.	88

E.3. Componentes modales de las señales de corriente ante una falla monofásica.	88
E.4. Señales obtenidas por el localizador ante una falla bifásica.	88
E.5. Componentes modales de las señales de voltaje ante una falla bifásica.	89
E.6. Componentes modales de las señales de corriente ante una falla bifásica.	89
E.7. Señales obtenidas por el localizador ante una falla bifásica a tierra. . .	89
E.8. Componentes modales de las señales de voltaje ante una falla bifásica a tierra.	89
E.9. Componentes modales de las señales de corriente ante una falla bifásica a tierra.	89
E.10. Señales obtenidas por el localizador ante una falla trifásica.	90
E.11. Componentes modales de las señales de voltaje ante una falla trifásica.	90
E.12. Componentes modales de las señales de corriente ante una falla trifásica.	90

Índice de tablas

3.1. Respuesta del algoritmo para una falla con $R_F = 1\Omega$	39
4.1. Respuesta del algoritmo de <i>características</i> para una $R_F = 1\Omega$	57
4.2. Respuesta del algoritmo de <i>características</i> para una $R_F = 10\Omega$	57
4.3. Respuesta del algoritmo de <i>características</i> para una $R_F = 100\Omega$	58
4.4. Respuesta del algoritmo de <i>características</i> para una línea con compensación serie y con una R_F de 10Ω	59
4.5. Respuesta del algoritmo de <i>características</i> para una línea con configuración vertical y con una R_F de 10Ω	61
B.1. Respuestas del algoritmo de <i>características</i> y del algoritmo de estimación fasorial.	79

Nomenclatura

Símbolo	Definición
I_s	Corriente total medida en la ubicación del localizador.
I_{xs}	Corriente total proveniente de la terminal s y medida en el punto de falla.
I_{xr}	Corriente total proveniente de la terminal r y medida en el punto de falla.
I_{sf}	Corriente de falla medida en el localizador ($I_{sf} = I_s - I_{spf}$).
I_{spf}	Corriente de prefalla medida en el localizador.
V_s	Voltaje total en el punto s .
V_{sf}	Voltaje de falla medido en el localizador ($V_{sf} = V_s - V_{spf}$).
V_{spf}	Voltaje de prefalla en el punto s .
m	Distancia a la que se encuentra la falla en p.u.
Z_L	Impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión.
R_F	Resistencia de falla.
I_F	Corriente total en el punto de la falla ($I_{xs} + I_{xr}$).
V_F	Voltaje en el punto de falla.
X	Punto de falla.
x	Distancia a la que se encuentra la falla en unidades de longitud.
E_s	Fuente equivalente detrás del punto s .
E_r	Fuente equivalente detrás del punto r .
Z_s	Impedancia equivalente detrás del punto s .
Z_r	Impedancia equivalente detrás del punto r .
V_{xe}	Voltaje de falla estimado para el punto de falla.
I_{xesf}	Corriente de falla estimada para el punto de falla, proveniente de la terminal s .
I_{xerf}	Corriente de falla estimada para el punto de falla, proveniente de la terminal r .
Z	Impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión en p.u.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Todo elemento de un sistema eléctrico de potencia está expuesto a fallas. Por las distancias que usualmente abarcan y por las condiciones ambientales a las que frecuentemente están expuestas, las líneas de transmisión son los elementos más susceptibles a cortocircuitos.

Las fallas pueden ser permanentes o transitorias. La caída de conductores y/o estructuras son del primer tipo, mientras las fallas transitorias pueden ser originadas por el contacto fortuito de la rama de un árbol con una fase de la línea de transmisión, o ante la presencia de un arco eléctrico a través de un aislador por exceso de humedad y/o contaminación.

El contar con un dispositivo que permita localizar el lugar donde tuvo lugar una falla en una línea de transmisión reducirá en tiempos de restablecimiento menores y, en algunos casos, esto permite anticiparse a la recurrencia de fallas. El tiempo de restablecimiento es menor debido a que el personal, encargado de la tarea de mantenimiento y reparación, tendrá conocimiento de la ubicación del problema sin necesidad de realizar inspecciones visuales; esta tarea es crítica cuando la línea se encuentra en una geografía de difícil acceso.

Un problema que enfrentan los sistemas eléctricos son los bajos niveles de re-

dundancia en sus redes de transmisión, constituidas principalmente por líneas de transmisión de alto voltaje, y transformadores de potencia. Ésta debe tener la capacidad suficiente para transportar la energía desde las plantas de generación hasta los grandes centros de consumo, aún cuando ocurra un cortocircuito que provoque la desconexión de elementos de la red, o en el caso de que algunos de sus componentes puedan estar fuera de servicio por mantenimiento. Cuando la red se ve disminuida en su capacidad de transmisión por alguna de estas circunstancias, uno o más de sus componentes puede sufrir una sobrecarga tratando de mantener la capacidad de transmisión. En condiciones extremas, estos elementos pueden ser desconectados en forma automática para evitar que sufran daños permanentes. Sin embargo, estas desconexiones disminuyen aún más la capacidad de transmisión, ocasionando mayores sobrecargas a otros enlaces, los cuales a su vez pueden ser desconectados del sistema por sobrecarga, ocasionando con ello un efecto domino en la apertura de línea por sobrecarga. El contar con un dispositivo de localización de fallas permitirá localizar el lugar del evento y el restablecimiento de la línea fallada en el menor tiempo posible, reduciendo con ello el tiempo en que el sistema ha visto reducido sus márgenes de seguridad.

1.2. Antecedentes

Con el surgimiento de los sistemas eléctricos hacia finales del siglo XIX, los cuales permitían la transmisión y distribución de la energía eléctrica de manera similar a como se hace hoy en día, también surgió la necesidad de protegerlos contra eventos que ponían en riesgo la continuidad del servicio y la seguridad de las personas.

Ha pasado un poco más de un siglo desde que se utilizó el primer relevador electromecánico de inducción (1901) en la protección de los sistemas eléctricos de potencia, y podemos decir que con ello, se dio comienzo a la búsqueda de lógicas y de sistemas de protección cada vez mas eficientes. Así, surgen principios de operación como el diferencial (1908), direccional (1910) y distancia (1923). Con el continuo desarrollo tecnológico, los relevadores han evolucionado, pasando de relevadores con

mecanismos electromecánicos, a relevadores construidos con dispositivos semiconductores, circuitos integrados y microprocesadores. A pesar de dicha evolución, la lógica de operación sigue siendo prácticamente la misma [1].

Un primer trabajo publicado en la localización de fallas en líneas de transmisión aparece en 1968, con el algoritmo denominado de reactancia [2, 3], el cual se basa en la medición de la componente imaginaria de la impedancia medida desde un terminal de la línea en condiciones de cortocircuito. J. Kohlas en 1974 [4], utiliza un modelo de la línea de transmisión e información de alta frecuencia generada en el momento de la falla, para indicar el lugar donde tuvo lugar el evento. Posteriores trabajos como el realizado por Herman Dommel en 1978 [5], proponen un algoritmo el cual compara los frentes de onda generados en el momento de la falla, y que mediante un proceso diferencial de tiempos determina el lugar donde ocurrió la falla. Takagi et al en 1981 y 1982 [6, 7], propone un algoritmo el cual utiliza una representación fasorial de las señales y un modelo del sistema mediante parámetros distribuidos y orienta la solución de las ecuaciones de tal manera que minimiza el efecto de la resistencia de falla sobre la respuesta del localizador. Eriksson et al en 1985, propone un algoritmo similar al de Takagi, a diferencia que incluye la impedancia de la fuente [8]. Crossley y McLaren [9] en 1983, proponen un algoritmo que recibe información de ondas viajeras desde un terminal y que mediante un proceso de comparación mediante correlación localiza el lugar de la falla. Otros investigadores han propuesto sustituir la técnica de correlación por técnicas de reconocimiento de patrones (1995) utilizando redes neuronales [10] o por un análisis espectral (1998) utilizando onduletas [11].

En general los algoritmos empleados en la localización de fallas se dividen en dos grupos: Los que utilizan representación fasorial de la señal (componentes de fase), y los algoritmos que utilizan las señales transitorias de alta frecuencia que se generan al momento de ocurrir la falla (ondas viajeras). Los algoritmos basados en componentes de fase son los que se utilizan actualmente en los localizadores de falla [12, 13].

Los algoritmos que utilizan de onda viajera no han sido utilizados por dos ra-

zonas: 1) Los transformadores de corriente (TC) y potencial (TP) que se utilizan en la mayoría de las subestaciones eléctricas de potencia, tienen un comportamiento frecuencial tipo filtros pasabajos, con una frecuencia de corte de alrededor de 10kHz, lo cual contrasta con las frecuencias que se requieren obtener de las señales de onda viajera [14]. 2) Las frecuencias de muestreo y el número de operaciones aritméticas entre muestras que se requieren, imponen velocidades de funcionamiento mayores que la de los procesadores existentes. Estas restricciones han desaparecido prácticamente con el uso de transductores ópticos y el incremento en la velocidad de los procesadores, pero sólo en algunas subestaciones.

Los algoritmos de localización de fallas también suelen clasificarse acorde al número de elementos que requieren para su operación. Así, encontramos algoritmos que requieren información de un solo terminal [4, 6, 7, 9, 8], y aquellos que requieren compartir información desde ambos extremos de la línea de transmisión[5, 15, 16], y que por lo tanto requieren de un canal de comunicación. El contar con un localizador de un sólo terminal resulta ser lo más idóneo, debido a que requiere únicamente un dispositivo por línea protegida y no necesita de un canal de comunicación. Dispositivos de un solo terminal resultarían, por lo tanto, más económicos; dando con ello la posibilidad de extender su uso a sistemas de distribución, donde uno de los problemas que actualmente se tiene es la detección de conductores caídos.

Actualmente, la mayoría de los algoritmos son orientados a utilizar señales de onda viajera, porque ello permite tiempos de respuesta menores que con los algoritmos de componentes de fase. Y es que existe un periodo mínimo requerido en el proceso de filtrado para los algoritmos basados en componentes de fase, que en el mejor de los casos es del orden de medio ciclo, que impone una limitante en los tiempos de respuesta. Mientras que trabajar con las señales onda viajera generadas en el momento de la falla, permite contar con información prácticamente desde el momento mismo en que ésta ocurre.

1.3. Objetivo

El objetivo de la presente tesis es desarrollar un algoritmo de localización de fallas para un sistema de transmisión trifásico, a partir de un modelo de la línea de transmisión mediante parámetros distribuidos, transformaciones modales e información de onda viajera de las señales de voltaje y corriente, provenientes del sistema eléctrico de potencia y generadas en el momento de la falla.

El algoritmo propuesto se basa en el método de las *características*, que permite resolver el sistema de ecuaciones con derivadas parciales que modela a la línea de transmisión.

1.4. Metodología

Se estudian los algoritmos que requieren información de un sólo terminal, estableciendo cuales son las diferencias existentes entre los que basan su principio en componentes de fase con los de señales de onda viajera.

Se estudia el comportamiento de los algoritmos de componentes de fase en la localización de fallas en sistemas trifásicos. Se estudia el impacto que la resistencia de falla tiene sobre la respuesta de los algoritmos. También se estudian las resistencias de falla variables, con las que se trata de emular la presencia de arcos eléctricos.

Se propone un método de localización de fallas el cual requiere de información de ondas viajeras que se generan en el momento de la falla. Dicha información es recolectada a través de una sólo terminal de la línea de transmisión. Se emplea un modelo de la línea de transmisión mediante parámetros distribuidos, así como el uso de transformaciones modales [27].

Se describe el método de las *características*, como un método que se utiliza en la solución de ecuaciones que contienen derivadas parciales, y que se emplea en la solución de las ecuaciones con que se modela a la línea de transmisión.

Inicialmente se describe la aplicación y establecen los criterios para la localización de fallas en líneas de transmisión monofásicas mediante el algoritmo de *caracterís-*

ticas, para posteriormente, extrapolar los resultados a un sistema trifásico mediante transformaciones modales.

Se estudia el impacto que la resistencia y el ángulo de inserción de falla tienen sobre la respuesta del algoritmo propuesto. Se consideran sistemas con compensación serie, y arreglos de conductores en horizontal y vertical como parte de los escenarios de prueba para el algoritmo.

En la validación del algoritmo propuesto se consideran fallas monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra. Las fallas trifásicas, por su característica de simetría no se consideran en el presente estudio por no imponer ningún reto en la respuesta de los algoritmos.

Los modelos de los sistemas eléctricos a implementar en la presente tesis se harán mediante PSCAD/EMTDC y los algoritmos se desarrollarán en MATLAB.

1.5. Estructura de la tesis

El capítulo 2 describe las características principales de los algoritmos basados en componentes de fase, cuya lógica actualmente se emplea en la localización de fallas en líneas de transmisión, y se muestran los resultados obtenidos con estos algoritmos ante la simulación de fallas en un sistema eléctrico de potencia.

El capítulo 3 describe la manera en que se modela a la línea de transmisión mediante parámetros distribuidos, la forma en que el sistema de ecuaciones que contiene derivadas parciales es resuelto mediante el método de las *características*, y la manera en que se implementa el algoritmo en la localización de fallas en líneas de transmisión monofásicas. El capítulo concluye con los resultados obtenidos por simulación en un sistema de prueba.

En el capítulo 4 se extiende la aplicación del algoritmo de *características* hacia un sistema trifásico empleando transformaciones modales. El capítulo presenta los resultados obtenidos en la localización de fallas en una línea de transmisión trifásica en distintos escenarios que incluyen un línea con y sin compensación serie, una línea con configuración vertical y otra con configuración horizontal; además se consideran

diferentes resistencias y ángulos de inserción de falla.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones finales, así como las aportaciones de la presente tesis y las recomendaciones para trabajos futuros en la localización de fallas en líneas de transmisión.

Capítulo 2

Algoritmos basados en componentes de fase

2.1. Introducción

Cuando una falla ocurre en una línea, es necesario determinar su ubicación de forma precisa, de tal forma que se puedan realizar las labores de reparación y mantenimiento correspondientes. Así, un localizador de fallas con una buena exactitud reducirá en tiempos de restablecimiento menores y, en algunos casos, permitirá anticiparse a la recurrencia de fallas.

Los algoritmos que actualmente se emplean en la localización de fallas en líneas de transmisión, se derivan de un modelo en estado estable del sistema eléctrico de potencia, que en conjunto con la información de las señales de voltaje y corriente representadas en forma fasorial, permiten localizar el punto de falla [12, 13].

Uno de los algoritmos más representativos de componentes de fase, es el algoritmo desarrollado por T. Takagi et al [6, 7], el cual considera al sistema eléctrico lineal y homogéneo en su totalidad. Este algoritmo plantea una solución al sistema de ecuaciones que emula al sistema eléctrico, de tal manera que se logra disminuir el efecto de la resistencia de falla. Un trabajo posterior, propuesto por Eriksson et al [8], es un algoritmo similar al de T. Takagi et al, sólo que éste considera el efecto de

las impedancias de la fuente, con lo cual se logra una mejor exactitud en los casos de que la impedancia de la fuente permanezca constante, algo que en la mayoría de los sistemas eléctricos no ocurre. Estos algoritmos arrojan errores por debajo del 5 %, para resistencias de falla de hasta 10Ω . Una característica de estos algoritmos es que el tiempo de operación está en función de la adquisición de la información para el cálculo de los fasores de voltaje y corriente. En el mejor de los casos, el cálculo de los fasores requiere de un tiempo equivalente a medio ciclo de la frecuencia fundamental, con un compromiso entre la rapidez del cálculo y la precisión requerida. Existen otros factores que determinan los tiempos de operación de estos algoritmos, entre ellos el filtrado analógico anti-aliasing y el filtrado digital [17].

El objetivo del presente capítulo, es dar una introducción a los algoritmos que utilizan una representación fasorial de las señales para localizar el punto de falla. Para tal fin, se toma de referencia el trabajo desarrollado por T. Takagi et al [6, 7], el cual es un algoritmo que ha resultado ser pionero y establecer las bases en la localización de fallas en líneas de transmisión. En el presente capítulo, se parte de la premisa que el principal problema al que se enfrentan los algoritmos de localización fallas, tiene que ver con la resistencia presente en el momento del evento. La estimación fasorial de las señales es realizada utilizando un filtro de Fourier de 1 ciclo (ver apéndice A).

2.2. Descripción del algoritmo de componentes de fase

La descripción del algoritmo parte de considerar un sistema eléctrico típico como el mostrado en la Fig. 2.1 ¹. Utilizando el principio de superposición, el sistema descrito es representado como la superposición de dos subsistemas: El primero (Fig. 2.2), representa al sistema de prefalla, es decir, son las condiciones existentes antes de que la falla ocurra. El segundo (Fig. 2.3), representa al sistema fallado, es decir,

¹Ver nomenclatura en el inicio.

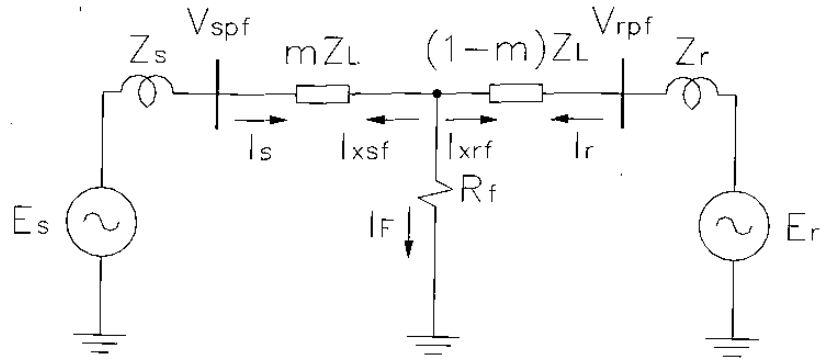


Figura 2.1: Sistema de prueba.

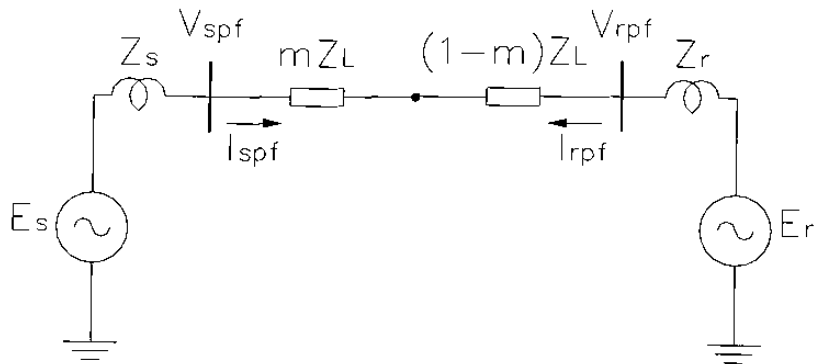


Figura 2.2: Circuito de prefalla

contiene únicamente información del sistema a partir del momento de que ocurre la falla.

Considerando que el localizador se encuentra en la terminal S , se pueden establecer las siguientes relaciones para el sistema de prueba de la Fig. 2.1:

$$V_s = mZ_L I_s + R_F I_F \quad (2.1)$$

$$I_F = I_{xs} + I_{xrf} \quad (2.2)$$

La corriente vista por el localizador puede ser expresada como la suma de las corrientes de prefalla y de falla; a su vez se puede despejar la corriente de falla:

$$I_{sf} = I_s - I_{spf} \quad (2.3)$$

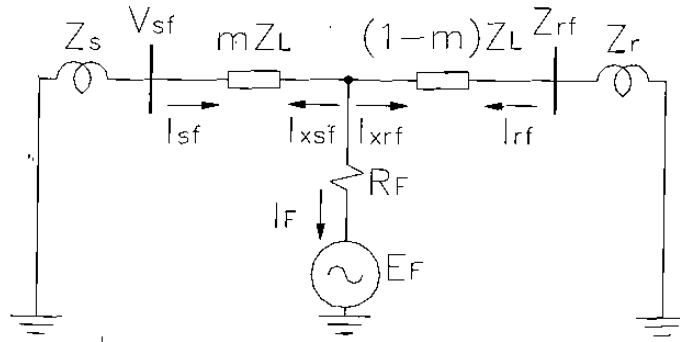


Figura 2.3: Circuito de falla

Sí se asume que la línea de transmisión es homogénea y que la relación X/R de las fuentes son similares al de la propia línea, se cumple que la relación entre la corriente de falla vista desde el localizador (I_{sf}) y la corriente de falla en el mismo punto de falla (I_F) sea un valor real (no hay desfaseamiento entre las fuentes equivalentes). Esta consideración permite reducir la expresión (2.1), al considerar únicamente la parte imaginaria del producto entre (2.1) y el conjugado complejo de la corriente de falla (I_{sf}^*) de la siguiente manera:

$$\text{Im}(V_s I_{sf}^*) = \text{Im}(m Z_L I_s I_{sf}^*) + \text{Im}(R_F I_F I_{sf}^*) \quad (2.4)$$

$$m = \frac{\text{Im}(V_s I_{sf}^*)}{\text{Im}(Z_L I_s I_{sf}^*)} \quad (2.5)$$

donde m en (2.5), indica el punto donde ocurrió la falla, con base a la información de voltaje y de corriente obtenidas desde el extremo S .

2.3. Descripción del algoritmo utilizando parámetros distribuidos

La expresión (2.5) se desarrolló a partir de un modelo de línea de transmisión con parámetros concentrados, por lo que una mejor aproximación para aquellos sistemas con líneas de transmisión largas, resulta de considerar parámetros distribuidos.

El voltaje y la corriente a lo largo de la línea de transmisión puede ser conocida en función de la información encontrada desde un terminal, mediante las ecuaciones de línea larga, de la siguiente manera [18]:

$$V_{xes} = V_s \cosh \gamma x - Z_c I_s \sinh \gamma x \quad (2.6)$$

$$I_{xesf} = \frac{V_{sf}}{Z_c} \sinh \gamma x - I_{sf} \cosh \gamma x \quad (2.7)$$

donde γ y Z_c son la constante de propagación y la impedancia característica respectivamente, y que se definen de la siguiente manera:

$$\gamma = \sqrt{ZY} \quad (2.8)$$

$$Z_c = \sqrt{Z/Y} \quad (2.9)$$

Para el punto de falla, se establece la siguiente relación:

$$I_{Fe} = I_{xesf} \dot{\zeta} \quad (2.10)$$

donde I_{Fe} representa la corriente que circula desde la línea de transmisión hacia la falla, y es expresada en función de la corriente de falla proveniente de la terminal S y una constante de proporcionalidad compleja $\dot{\zeta}$, la cual se define de la siguiente manera:

$$\dot{\zeta} = \zeta e^{j\theta} \quad (2.11)$$

donde la magnitud es expresada como la relación entre las corrientes de falla provenientes de ambos extremos de la línea de transmisión, y el ángulo, a partir de la relación entre la corriente de falla proveniente del extremo del localizador y la corriente que fluye en el punto de falla:

$$\zeta = \frac{I_{xerf}}{I_{xesf}} + 1 \quad (2.12)$$

$$\theta = \arctan(I_{Fe}/I_{xesf}) \quad (2.13)$$

En el punto de falla, se cumple que el voltaje de falla V_{xes} puede ser expresado en función de la corriente de falla I_{Fe} y la resistencia presente en el momento de falla R_F , de la siguiente forma:

$$V_{xes} = I_{Fe}R_F \quad (2.14)$$

Ahora, sustituyendo en (2.14) la relación expuesta en (2.10), se tienen que:

$$V_{xes} = I_{xesf}\zeta R_F \quad (2.15)$$

Al sustituir en (2.15) las expresiones de línea larga de voltaje y corriente expuestas en (2.6), (2.7) y (2.11) se tiene para el punto de falla:

$$V_s \cosh \gamma x - Z_c I_s \sinh \gamma x = \left(\frac{V_{sf}}{Z_c} \sinh \gamma x - I_{sf} \cosh \gamma x \right) \zeta e^{j\theta} R_F \quad (2.16)$$

La expresión (2.16) se reduce mediante las siguientes consideraciones: 1) Se considera que el sistema es homogéneo, dando por resultado que la constante compleja ζ sea real. 2) Se multiplica la expresión por el conjugado complejo de la corriente de falla $(I_{xesf})^*$, con lo cual se logra que el miembro derecho de la expresión sea real. 3) Por último, se considera la parte imaginaria de la expresión resultante. Considerando lo anterior se tiene que:

$$\text{Im}\left\{ (V_s - Z_c I_s \tanh \gamma x) \left(\frac{V_{sf}}{Z_c} \tanh \gamma x - I_{sf} \right)^* \right\} = 0 \quad (2.17)$$

Así mismo, las siguientes consideraciones se pueden aplicar para una línea larga:

$$\tanh \gamma x \cong \gamma x \quad (2.18)$$

$$\frac{V_{sf}}{Z_c} \tanh \gamma x \ll I_{sf} \quad (2.19)$$

Por lo tanto, al sustituir (2.18) y (2.19) en (2.17) se obtiene una expresión reducida de ésta y que representa la ecuación base del algoritmo de localización de fallas:

$$x = \frac{\text{Im}(V_s I_{sf}^*)}{\text{Im}(Z I_s I_{sf}^*)} \quad (2.20)$$

donde x indica la localización de la falla en unidades de longitud.

2.4. Localización de fallas en sistemas trifásicos empleando transformaciones modales

El estudio de problemas en sistemas trifásicos de potencia impone varios retos, uno de los más comunes es el efecto del acoplamiento electromagnético existente entre fases, que implica que cualquier variación en las señales de corriente o voltaje en cualquiera de las fases tenga influencia en las demás. Este acoplamiento existente es modelado a través de impedancias que expresan la inductancia mutua y propia de cada línea, para una representación en estado estable. La magnitud de las impedancias depende de factores como la distancia existente entre conductores, la geometría transversal de la torre de transmisión, el número de hilos de guarda, entre otros. La característica principal de la matriz impedancias con que se modela una línea de transmisión idealmente transpuesta, es su simetría y que además se encuentra balanceada. Esto permite poder aplicar una matriz de transformación para diagonalizar la matriz de impedancias[19], consiguiéndose con ello una simplificación del problema [20].

Las transformaciones modales, que es el nombre que recibe toda transformación que tenga por objeto diagonalizar una matriz, permiten expresar al sistema trifásico mediante tres sistemas monofásicos desacoplados entre si [27].

En las secciones 2.2 y 2.3, se describieron dos algoritmos monofásicos, por lo tanto, la aplicación de estos algoritmos a un sistema trifásico resulta directo después de haber realizado la transformación modal.

En esta sección se desarrolla el algoritmo basado en componentes modales y utiliza el algoritmo expresado en (2.16). Al extraer de (2.16) la parte imaginaria y utilizar una representación mediante las constantes ABCD, el algoritmo queda expresado como:

$$\text{Im} \left(\frac{V_s A(x) - I_s B(x)}{V_{sf} C(x) - I_{sf} D(x)} \right) = 0 \quad (2.21)$$

donde:

$$A(x) = D(x) = \cosh \gamma x \quad (2.22)$$

$$B(x) = Z_c \sinh \gamma x \quad (2.23)$$

$$C(x) = \frac{\sinh \gamma x}{Z_c} \quad (2.24)$$

La expresión en (2.21) denota la relación existente entre el voltaje y la corriente a lo largo de la línea de transmisión, por lo tanto, la parte imaginaria de esta relación debe de ser cero para aquella distancia x que denota el punto de falla, ya que es el único punto donde la corriente y el voltaje se encuentran en fase.

La información de voltaje y corriente, de falla y prefalla, es información que se mide en el localizador, por lo tanto x es la única incógnita. El proceso de encontrar la distancia para la cual (2.21) se cumple, se vuelve un proceso iterativo, y que por las características del problema, este se resuelve numéricamente mediante el método de Newton Raphson.

Se utiliza la matriz de componentes simétricas para realizar la transformación modal, la cual es expresada de la siguiente manera:

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Por lo tanto, la matriz que modela la línea de transmisión es diagonalizada acorde a lo siguiente:

$$\mathbf{Z}^{(m)} = \mathbf{T}^{-1} \mathbf{Z}^{(p)} \mathbf{T} \quad (2.26)$$

$$\mathbf{Y}^{(m)} = \mathbf{T}^{-1} \mathbf{Y}^{(p)} \mathbf{T} \quad (2.27)$$

donde \mathbf{m} expresa las componentes modales 0, 1, y 2, denominados como modo de tierra, primer aéreo y segundo aéreo, respectivamente, y \mathbf{p} expresa las componentes de fase A, B y C.

La impedancia característica Z_c y la constante de propagación γ para cada modo es calculada acorde a:

$$Z_c^{(m)} = \sqrt{\frac{Z^{(m)}}{Y^{(m)}}} \quad (2.28)$$

$$\gamma^{(m)} = \sqrt{Z^{(m)}Y^{(m)}} \quad (2.29)$$

En este caso se trata de una operación escalar para cada modo, por lo que se usa esta representación.

De igual manera, las magnitudes de las señales correspondientes al voltaje y la corriente son expresadas en componentes modales.

$$\mathbf{v}^{(m)} = \mathbf{T}^{-1}\mathbf{v}^{(p)} \quad (2.30)$$

$$\mathbf{i}^{(m)} = \mathbf{T}^{-1}\mathbf{i}^{(p)} \quad (2.31)$$

Ahora, (2.21) es expresada en componentes modales, que dependiendo del tipo de falla, será el tipo de información que se emplee. Así, para una falla monofásica:

$$Im \left(\frac{V_F^{(0)} + V_F^{(1)} + V_F^{(2)}}{V_{sf}^{(j)} C^{(j)}(x) - I_{sf}^{(j)} D^{(j)}(x)} \right) = 0 \quad (2.32)$$

$$j \in \{0, 1, 2\}$$

donde j denota la componente de secuencia que se puede utilizar. Para una falla monofásica se pueden utilizar cualquiera de las componentes de secuencia de la corriente; V_F es el voltaje en el punto de falla para cada modo y se expresa en términos de las ecuaciones de línea larga de la siguiente forma:

$$V_F^{(m)} = V_s^{(m)} A^{(m)}(x) - I_s^{(m)} B^{(m)}(x) \quad (2.33)$$

De igual manera para una falla bifásica, la expresión (2.21) es expresada como:

$$Im \left(\frac{V_F^{(1)} - V_F^{(2)}}{V_{sf}^{(j)} C^{(j)}(x) - I_{sf}^{(j)} D^{(j)}(x)} \right) = 0 \quad (2.34)$$

$$j \in \{1, 2\}$$

Así, las expresiones (2.32) y (2.34) conforman el algoritmo de componentes modales, mediante el cual es posible localizar una falla en la línea, independientemente del tipo de falla.

2.5. Localización de fallas en sistemas trifásicos realizando compensación por efecto de acoplamiento mutuo

El siguiente algoritmo contiene en principio los fundamentos expuestos anteriormente, no obstante el algoritmo ha sido modificado para emplearlo en la localización de fallas en sistemas trifásicos, realizando una compensación por efecto de acoplamiento mutuo [7].

Para fallas monofásicas y para un sistema de hasta doble circuito, el algoritmo es expresado acorde a:

$$x = \frac{Im(V_{A1}I_{\alpha A1f}^*)}{Im(V_{LA1}I_{\alpha A1f}^*)} \quad (2.35)$$

donde:

V_{LA1}	$\sum_K (Z_{A1K} I_K)$.
K	A1, B1, C1, A2 B2 y C2.
A1, B1 y C1	Cada una de las fases de la primera línea de transmisión.
A2, B2 y C2	Cada una de las fases de la segunda línea de transmisión.
V_{A1}	Voltaje de la fase A de la primera línea.
$I_{\alpha A1f}$	Componente α de la corriente de falla de la fase A.
Z_{A1K}	Impedancia mutua relacionada a la fase A.

El término V_{LA1} expresa las caídas de tensión originadas por las impedancias mutuas entre cada una de las fases, donde K denota las fases para uno o dos circuitos; así mismo, A,B y C denotan cada una de estas fases. El número 1 indica que se trata de las fases del primer circuito, y el 2 indica las fases corresponden al segundo circuito, en caso de existir. El término Z_{A1K} representa a todas las impedancias mutuas relacionadas a la fase A de la misma línea, y en dado caso, también refleja las impedancias mutuas existentes con una segunda línea adyacente.

Para una falla entre fases y un sistema de hasta doble circuito el algoritmo es representado por²:

$$x = \frac{Im(V_{A1B1}I_{CA1B1f}^*)}{Im(V_{LA1B1}I_{A1B1f}^*)} \quad (2.36)$$

donde:

$$V_{LA1B1} = (Z_{A1A1} - Z_{A1B1})I_{A1} - (Z_{B1B1} - Z_{A1B1})I_{B1} + (Z_{C1A1} - Z_{C1B1})I_{C1} + \sum_K (Z_{A1K} - Z_{B1K})I_K.$$

K A2, B2 y C2.

V_{A1B1} Voltaje entre líneas A y B.

I_{A1B1} Corriente de fase ($I_{A1} - I_{A2}$)

Las expresiones (2.35) y (2.36) son las expresiones a implementar en el algoritmo de localización de fallas.

2.6. Resultados

En la presente sección se analiza el desempeño de los algoritmos descritos: el que emplea transformaciones modales y el que utiliza compensación por efecto de acoplamiento mutuo.

El sistema de prueba trifásico de 400kV, mostrado en la Fig. 2.4, es implementado en PSCAD/EMTDC. El sistema es homogéneo y con una relación X/R de 8. La longitud de la línea de transmisión entre las terminales $r - s$ es de 100Km. Las impedancias de las fuentes son estimadas considerando un nivel de cortocircuito de 1,000MVA y 2,500MVA en las barras s y r , respectivamente. El tipo de conductor es el ACSR *Cardinal*. Se considera una resistividad del terreno uniforme de $100\Omega/m$. La disposición es mostrada en la Fig. 2.5. Los algoritmos de localización son implementados en MATLAB.

El procedimiento de prueba consiste en simular una falla de fase a tierra en el kilómetro 60, y se consideran cuatro variantes: a) Falla sólida a tierra; b) Falla a

²Que será la misma expresión a emplear para fallas de doble línea a tierra y trifásicas.

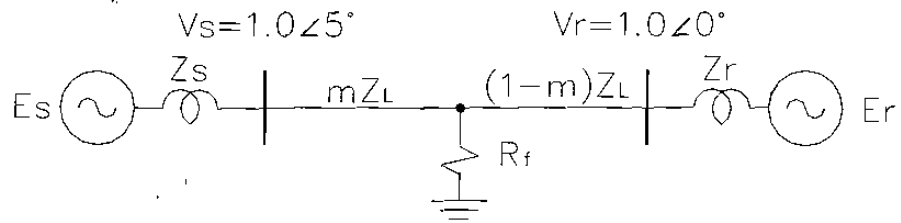


Figura 2.4: Diagrama unifilar del sistema de prueba.

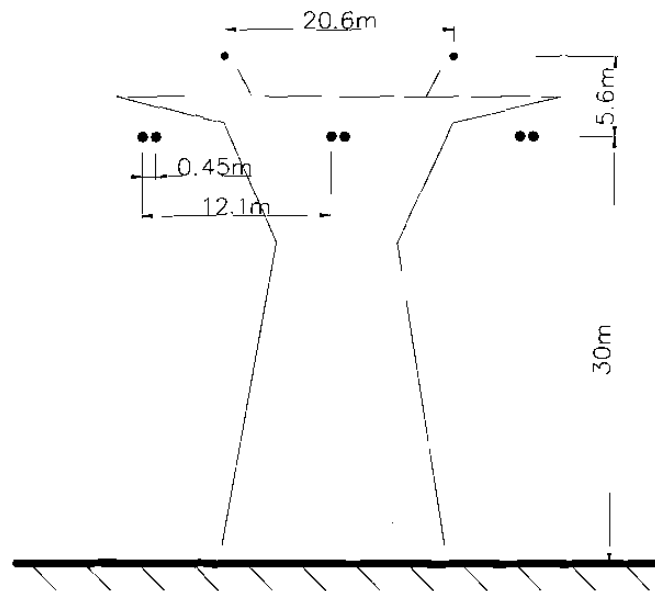


Figura 2.5: Arreglo de conductores de la línea s-r del sistema de prueba.

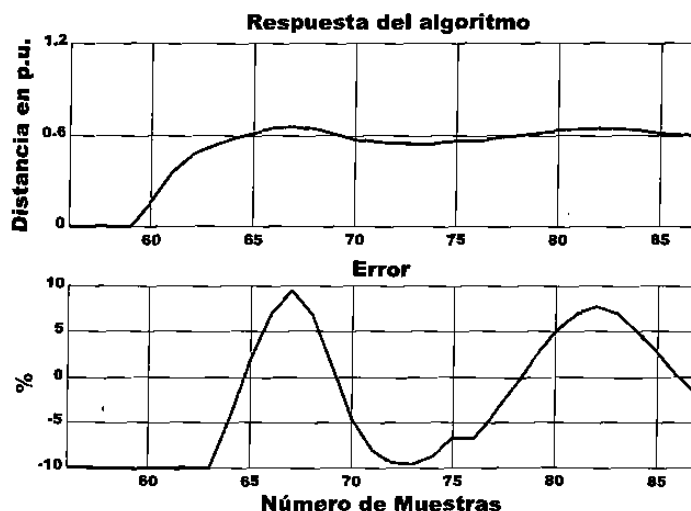


Figura 2.6: Resultados para una falla monofásica sólida a tierra.

tierra a través de una resistencia de 10 ohmios; c) Falla a tierra a través de una resistencia de 100 ohmios; e) Falla a tierra a través de una resistencia que varía a partir del momento de falla desde 0 hasta 10 ohmios en un lapso de 0.05s.

Los algoritmos cuentan con un detector de falla, el cual determina el momento en que ésta se presenta, y a partir de este instante la información se almacena durante los dos siguientes ciclos. Almacenar información de falla durante más de dos ciclos no es conveniente, debido a que es el momento en que los interruptores comienzan a liberar la falla.

2.6.1. Algoritmo que utiliza transformaciones modales

La respuesta del algoritmo a cada uno de los escenarios son mostrados en las Figs. 2.6 a 2.9, respectivamente. En cada figura se muestra la localización de la falla dada por el algoritmo en por unidad (respuesta del algoritmo) y la desviación que ésta tiene con respecto a la ubicación real de la falla en por ciento (error). Para que se puedan apreciar mejor los resultados, los rangos han sido acotados tanto para la respuesta del algoritmo como para el error.

En los resultados se aprecia como la respuesta del algoritmo tiende a ser oscilatoria; producto del proceso del filtrado y de la respuesta natural del sistema eléctrico.

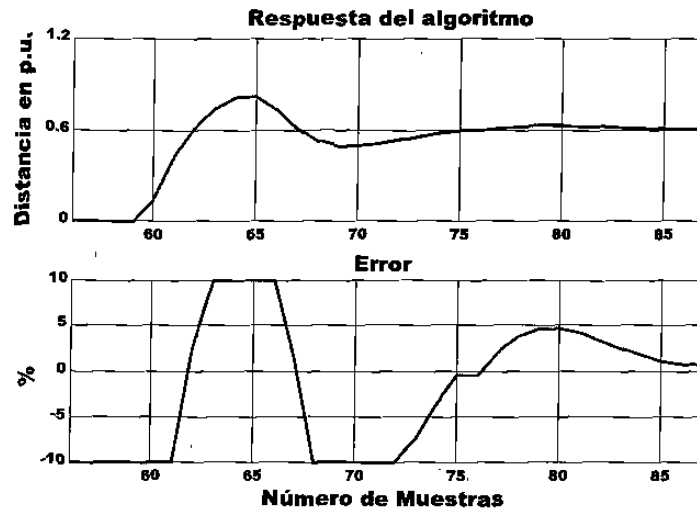


Figura 2.7: Resultados para una falla monofásica y con $R_f = 10\Omega$.

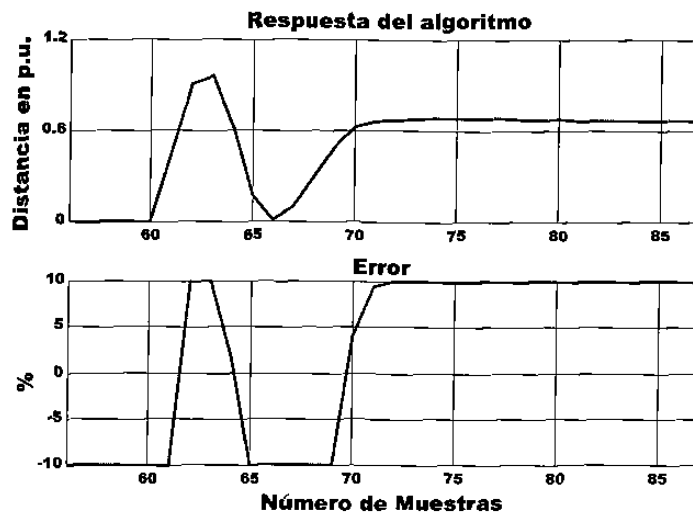


Figura 2.8: Resultados para una falla monofásica y con $R_f = 100\Omega$.

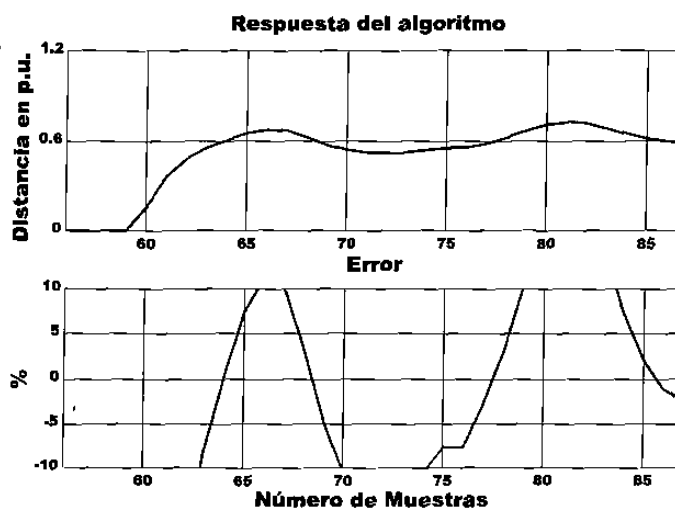


Figura 2.9: Resultados para una falla monofásica y con R_f variable (0 – 10 Ω).

La oscilación inicial es más fuerte debido a la componente aperiódica de C.D. de la corriente de falla, y también debido a que la ventana de datos, con la que se estiman los fasores de voltaje y corriente, se encuentra en un punto de transición entre información de falla y prefalla [21].

Al comparar los resultados obtenidos y representados en las Figs. 2.6, 2.7 y 2.8, se aprecia el impacto que sigue teniendo la resistencia de falla en la respuesta del algoritmo. Al comparar los resultados obtenidos para una falla a través de una resistencia constante de 10 Ω (Fig.2.6), contra los resultados obtenidos ante una resistencia de falla variable de 0 – 10 Ω (Fig. 2.9), se aprecia como la resistencia variable tiende a incrementar el error encontrado.

2.6.2. Algoritmo que utiliza compensación por efecto de acoplamiento mutuo

La respuesta del algoritmo a cada uno de los escenarios son mostrados en las Fig. 2.10 a 2.13, respectivamente. En cada figura se muestra la localización de la falla (respuesta del algoritmo) y la desviación que ésta tiene con respecto a la ubicación real de la falla (error).

Al comparar la respuesta de este algoritmo, con el que utiliza transformaciones

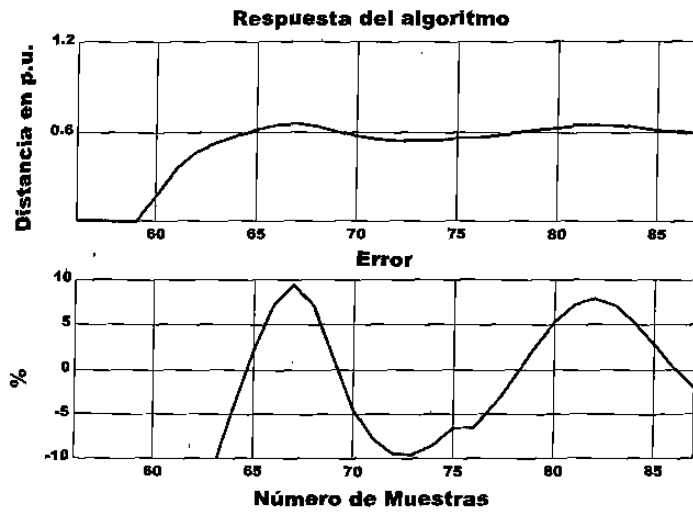


Figura 2.10: Resultados para una falla monofásica sólida a tierra.

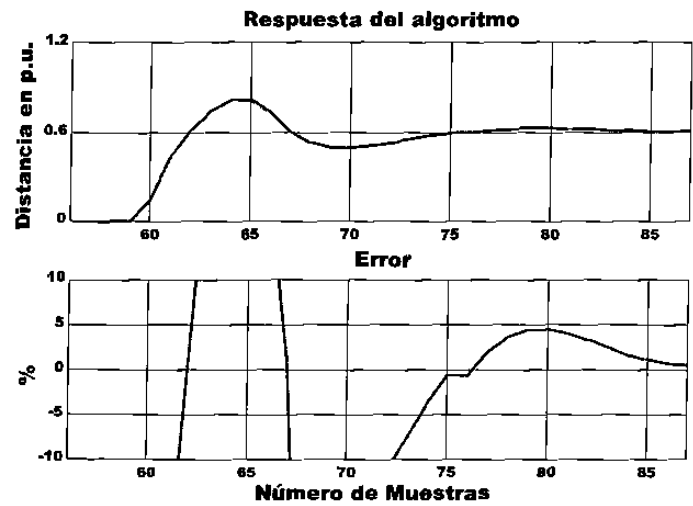


Figura 2.11: Resultados para una falla monofásica y con $R_f = 10\Omega$.

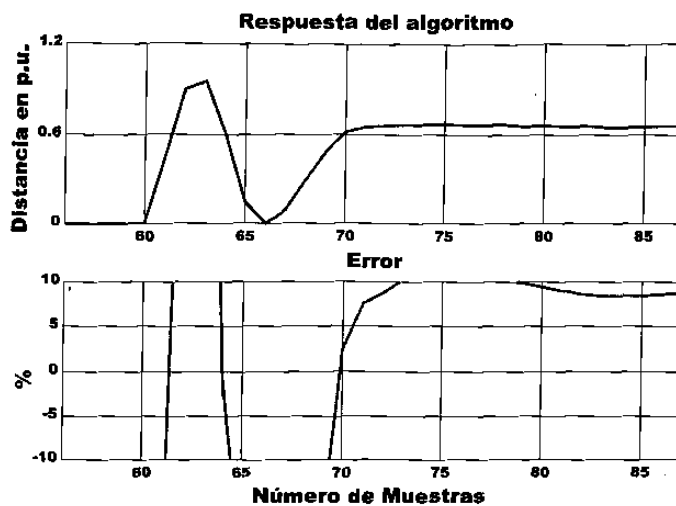


Figura 2.12: Resultados para una falla monofásica y con $R_f = 100\Omega$.

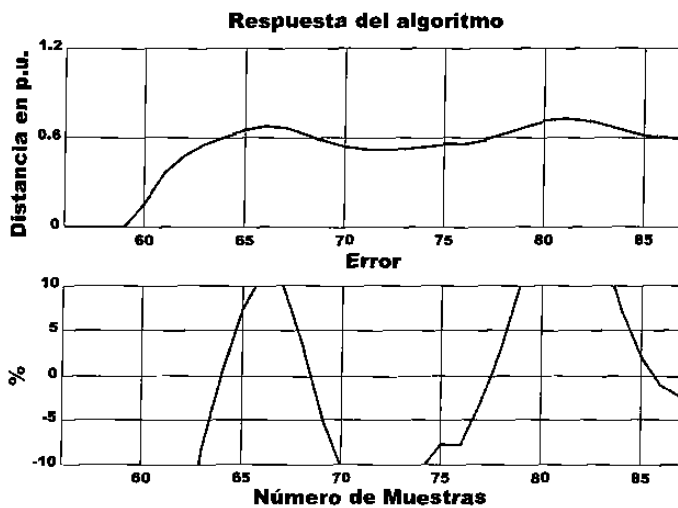


Figura 2.13: Resultados ante una falla monofásica y con R_f variable ($0 - 10\Omega$).

modales, se observa la similitud de resultados, por lo que los comentarios van en el mismo sentido que en la sección anterior.

2.7. Conclusiones del capítulo

El algoritmo de propuesto por Takagi logra disminuir el efecto que la resistencia de falla tiene en la exactitud del algoritmo, lo cual es el principal problema para los algoritmos que utilizan una representación fasorial de las señales de voltaje y corriente. El algoritmo arroja un error por debajo del 5% para resistencias de falla de hasta 10Ω , lo cual se considera aceptable. Sin embargo, cuando la resistencia de falla es mayor, el error encontrado se incrementa. Algo que pocas veces se considera es el efecto que las resistencias de falla variable tienen sobre la respuesta de los algoritmos. Las resistencias de falla variable son típicas de arcos eléctricos, ya sea de una fase a tierra, entre fases, u otros. Al considerar resistencias de falla variable, se ha encontrado que éstas tiene un impacto en la respuesta del algoritmo.

Un factor importante en la exactitud de los algoritmos que utilizan componentes de fase, es el procesamiento de la señal. Si bien es cierto, el algoritmo de localización de fallas trabaja fuera de línea con la información producto de la falla, pero el periodo de información debe de ser la suficiente como para que el algoritmo realice su trabajo. El periodo de información mínimo de falla requerido en estos algoritmos es impuesto por el proceso de filtrado, que en el mejor de los casos es de medio ciclo. En contraparte, el periodo máximo de información de falla esta limitado por el momento en que el interruptor comienza con el proceso de apertura, porque un tiempo después la información corresponde al fenómeno transitorio de la desenergización de la línea de transmisión. De manera general, si la información de falla es mínima la exactitud de los algoritmos de componentes de fase disminuye, en comparación con periodos de información de falla mayores.

El proceso de filtrado para la estimación fasorial requiere de un periodo mínimo de información de falla para tal fin, que en el mejor de los casos es de medio ciclo de la frecuencia fundamental. A su vez, el periodo de información de falla con el que se

estiman los fasores, es un factor que determina la exactitud con que se realiza dicha estimación.

En las gráficas presentadas producto de las diferentes simulaciones que se han realizado, se aprecia que la respuesta del algoritmo es oscilatoria, sobretodo en la parte inicial. Esto tiene que ver principalmente con la componente de corriente directa presente en la corriente de falla, así como con el hecho de que la ventana de datos con la que se forman los fasores se encuentra en un punto de transición entre información de falla y de prefalla.

Capítulo 3

Algoritmo de *características*

3.1. Introducción

En el capítulo anterior se analizaron los algoritmos que trabajan con componentes de fase, destacándose que como parte natural del proceso de filtrado en la representación fasorial se requiere contar con un periodo de información de falla de por lo menos medio ciclo de la señal fundamental [17]. Además, se destacó la relación existente entre el periodo de información de falla, la velocidad de operación y la exactitud, los cuales a su vez se contraponen.

Aquel periodo mínimo requerido en el proceso de filtrado establece un límite al tratar de reducir los tiempos de operación por debajo de medio ciclo. Esta limitante no es importante para los algoritmos cuya función es la de localización, porque su trabajo es realizado fuera de línea; pero si es importante en el caso de los algoritmos de protección en los que se busca reducir los tiempos de respuesta a fin de minimizar el daño a los equipos y al sistema de potencia.

Es por lo anterior, que se comenzó a trabajar con las señales de alta frecuencia generadas en el momento de la falla, lo cual permite contar con información prácticamente desde el momento mismo en que ésta ocurre. Esto dio lugar a la creación de algoritmos de protección basados en señales de onda viajera ¹ que lograron tiempos

¹Es otra manera de hacer referencia a la información de alta frecuencia generada en el momento de la falla.

de operación por debajo de los obtenidos con los algoritmos de componentes de fase.

Si los tiempos de respuesta de los algoritmos de protección se reducen con la utilización de algoritmos de onda viajera, es imposible pensar en la coexistencia de éstos con algoritmos de localización de falla basados en los principios de componentes de fase; porque, al reducir los tiempos de operación también se reduce el periodo de información de falla disponible, haciendo imposible la representación fasorial. El periodo requerido de información de falla lo impone la lógica a utilizar, y el periodo disponible de información lo establece el momento en que el interruptor comienza a ejecutar la orden de apertura dada por el relevador de protección. Por lo tanto, el periodo de información con la que cuenta un localizador de falla depende en gran parte de la velocidad de respuesta del relevador de protección.

Los algoritmos de localización de fallas basados en onda viajera, utilizan diferentes lógicas de operación: a) Los que utilizan un modelo del sistema y lo retroalimentan con las señales de voltaje y corriente provenientes del sistema eléctrico protegido [4]. b) Los que realizan una comparación entre el primer frente de onda con sucesivos arribos de las señales reflejadas [9]. c) Los que utilizan un principio diferencial, por lo que requieren intercambiar información entre ambos extremos de la línea [5, 15, 16].

Los de primer grupo utilizan un modelo del sistema a partir del cual se estiman los parámetros de inductancia (L), resistencia (R) y capacitancia (C) de la línea, además que el modelo es retroalimentado con las señales de falla de corriente y voltaje del sistema. La desventaja de estos algoritmos radica en su mayor complejidad en comparación a los demás. Los del segundo grupo han sido el tipo de algoritmos más desarrollados, y dentro de las técnicas de reconocimiento que se han utilizado están el uso de funciones de correlación, reconocimiento de patrones y análisis espectral utilizando onduletas, entre otros. En la Fig. 3.1 se ilustra el principio de comparación de señales. El principio consiste en comparar el primer frente de onda b en el punto donde se encuentra el equipo de protección con las sucesivas señales reflejadas producto de la falla. La señal c corresponde a la señal b un tiempo 2τ después. Conociendo el tiempo 2τ y la velocidad de propagación de la señal v , que depende

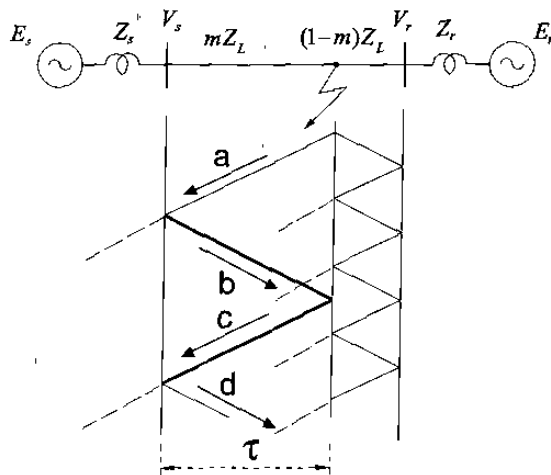


Figura 3.1: Principio de correlación.

de los parámetros físicos de la línea, se puede determinar la distancia en que se originó la onda viajera y que corresponde al punto de falla. La principal desventaja de los algoritmos de este segundo grupo, se presenta ante fallas que ocurren cerca del cruce por cero de la señal de voltaje, o de alta impedancia, o cerca del localizador, así como para sistemas en cuyos puntos de unión inciden líneas de transmisión de características similares. Los del tercer grupo requiere de un canal de comunicación al tener la necesidad de intercambiar información entre los dispositivos localizados a ambos extremos de la línea. La desventaja de estos últimos radica en que se requiere una mayor inversión.

Por lo anterior, en el presente capítulo se propone un algoritmo para la localización de fallas en líneas de transmisión basado en señales de onda viajera y que requiere información desde un sólo terminal de la línea protegida. Este algoritmo parte de la idea propuesta por J. Kohlas [4], que consiste en modelar la línea de transmisión mediante parámetros distribuidos y retroalimentar al modelo con las señales provenientes del sistema. El sistema de ecuaciones con que se modela la línea de transmisión se resuelve mediante el método de las *características*, que permite representar un sistema de ecuaciones que contiene derivadas parciales en un sistema que contiene derivadas ordinarias. Posteriormente, la solución es encontrada

numéricamente mediante diferencias finitas.

El método de las *características* ha sido aplicado por otros investigadores en la simulación de transitorios que consideran el efecto corona [22], en el estudio de no uniformidades en las líneas de transmisión [23], y en la consideración de la dependencia frecuencial [24] en los modelos de la línea de transmisión.

3.2. Método de las *características*

El modelo de la línea de transmisión, en el que se considera que los parámetros son independientes de la frecuencia, está dada por las ecuaciones del telegrafista. En forma matricial [22]:

$$\frac{\partial}{\partial t} \mathbf{U} + \mathbf{A} \frac{\partial}{\partial x} \mathbf{U} + \mathbf{B} \mathbf{U} = 0 \quad (3.1)$$

donde para una línea de transmisión aérea, las matrices quedan definidas como:

$$\mathbf{U} = \begin{bmatrix} v \\ i \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0 & 1/C \\ 1/L & 0 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & R/L \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

En estas expresiones v e i son el voltaje y corriente dependientes de la distancia y el tiempo, $v(x,t)$ e $i(x,t)$. Los parámetros de resistencia (R), inductancia (L) y capacitancia (C) de la línea de transmisión, son dados en por unidades de longitud.

Los eigenvalores de \mathbf{A} son:

$$\lambda_1 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (3.5)$$

$$\lambda_2 = -\frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (3.6)$$

Los eigenvalores obtenidos son reales y distintos, lo cual corrobora que (3.1) es un sistema de ecuaciones hiperbólico [25]. Ambos eigenvalores corresponden a la velocidad de propagación de la onda viajera y, a partir de los cuales, se obtiene la matriz de eigenvectores izquierdos que es utilizada como la matriz de transformación.

$$\mathbf{E}_{\text{izq}} = \begin{bmatrix} 1 & Z_W \\ 1 & -Z_W \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

donde:

$$Z_W = \sqrt{L/C} \quad (3.8)$$

Al multiplicar (3.7) por (3.1) y reagrupar términos, se obtiene la siguiente representación:

$$\left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda_1 \frac{\partial}{\partial x}\right)v + Z_W \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda_1 \frac{\partial}{\partial x}\right)i + \lambda_1 Ri = 0 \quad (3.9)$$

$$\left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda_2 \frac{\partial}{\partial x}\right)v - Z_W \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda_2 \frac{\partial}{\partial x}\right)i + \lambda_2 Ri = 0 \quad (3.10)$$

Ahora en (3.9) y (3.10) λ_1 y λ_2 se restringen a:

$$\frac{dx}{dt} = \lambda_1 \quad (3.11)$$

$$\frac{dx}{dt} = \lambda_2 \quad (3.12)$$

donde (3.11) y (3.12) son ecuaciones diferenciales ordinarias que definen familias de trayectorias en el plano x-t. Dado que para una línea homogénea λ_1 es una constante positiva, la ecuación (3.11) define una familia de rectas con pendiente positiva $1/\sqrt{LC}$ que, en lo sucesivo, se denominarán *características* positivas (Fig.3.2). De igual modo, dado que λ_2 es una constante negativa, la ecuación (3.12) define la familia de características con pendiente negativa también esquematizadas en la Fig. 3.2. Si la solución de (3.9) se restringe a lo largo de las características positivas y tras aplicar la definición de la derivada total de una función de dos variables, se llega a la siguiente ecuación diferencial ordinaria:

$$dv + Z_W di + Ri dx = 0 \quad (3.13)$$

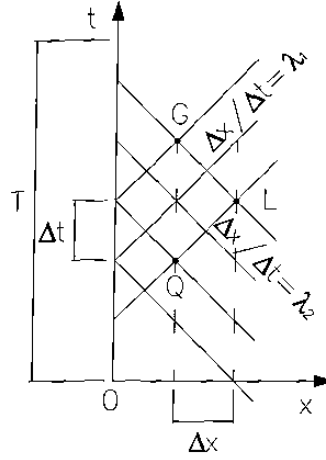


Figura 3.2: Solución numérica a través de las *características* λ_1 y λ_2 .

Del mismo modo, si la solución de (3.10) se restringe a lo largo de las características negativas, ésta se transforma en:

$$dv - Z_W di + R dx = 0 \quad (3.14)$$

El sistema expresado por (3.13) y (3.14), es resuelto numéricamente mediante diferencias finitas de la siguiente manera:

$$(v_L - v_Q) + Z_W(i_L - i_Q) + \frac{R\Delta x}{2}(i_L + i_Q) = 0 \quad (3.15)$$

$$(v_L - v_G) - Z_W(i_L - i_G) + \frac{R\Delta x}{2}(i_L + i_G) = 0 \quad (3.16)$$

donde los subíndices Q y G , denotan los puntos donde se conoce la magnitud tanto de v e i ; inicialmente estos puntos hacen referencia al lugar donde se encuentra el localizador. El subíndice L hace referencia al nuevo punto donde nos interesa conocer las magnitudes de v e i , y el cual se encuentra un Δx después. Lo anterior es mostrado en la Fig. 3.2, donde T es el periodo de muestreo. En este caso, el desplazamiento se debe realizar a través de las *características* λ_1 y λ_2 .

Si (3.15) y (3.16) se resuelven inicialmente para i_L y posteriormente para v_L , se obtiene que:

$$i_L = \frac{1}{2Z_W}[(v_Q - v_G) + Z_{W1}i_G + Z_{W2}i_Q] \quad (3.17)$$

$$v_L = \frac{1}{2}[(v_Q + v_G) - Z_{W1}i_G + Z_{W2}i_Q - \Delta x Ri_L] \quad (3.18)$$

donde Z_{W1} y Z_{W2} se definen de la siguiente manera:

$$Z_{W1} = Z_W + \frac{\Delta x R}{2} \quad (3.19)$$

$$Z_{W2} = Z_W - \frac{\Delta x R}{2} \quad (3.20)$$

Las expresiones (3.17) y (3.18) corresponden al algoritmo de *características*, que permite conocer la manera en que se propagan las señales a lo largo de la línea de transmisión. El contorno de estas señales permite ubicar el lugar donde ocurrió la falla. La ubicación de la falla corresponde al punto donde la corriente tiene su valor máximo y el voltaje su valor mínimo.

Cabe resaltar, que para cada nueva iteración (un Δx posterior) y como característica del método de solución, se pierden dos datos. Si K es el número de iteraciones, entonces tendremos la pérdida de $2K$ datos en la K -ésima iteración.

3.3. Criterios para la localización de fallas

El proceso de localización comienza con la información que ha sido recopilada durante un período de tiempo T , tanto de la señal de voltaje como de corriente y que se denotan como $v(0, t)$ e $i(0, t)$ respectivamente.

La información que se obtiene del algoritmo de *características* es tridimensional², correspondiendo estas dimensiones al tiempo en múltiplos de Δs , magnitud en kV, y la distancia en múltiplos de Δx . Analizar la información tridimensional que proporciona el algoritmo es complicado, por lo que se realiza una transformación de ésta a dos dimensiones graficando el área de la señal contra la distancia. Esto da por resultado un equivalente del perfil del voltaje, así como de la corriente, a lo

²A modo de ejemplo, la Fig. 3.6 muestra la simulación de una falla en el kilómetro 50, para una línea de 100 km de longitud.

largo de la línea de transmisión. La transformación es realizada acorde a la siguiente expresión:

$$F_1(x) = \frac{1}{T - 2\gamma x} \int_{\gamma x}^{T-\gamma x} v^2(x, t) dt \quad (3.21)$$

$$F_2(x) = \frac{1}{T - 2\gamma x} \int_{\gamma x}^{T-\gamma x} i^2(x, t) dt \quad (3.22)$$

donde x queda restringido a:

$$x \leq T/2\gamma \quad (3.23)$$

en la cual γ corresponde a la constante de propagación y es definida como:

$$\gamma = \sqrt{LC} \quad (3.24)$$

El término $T - 2\gamma x$ en (3.21) y (3.22), compensa la pérdida de información que ocurre cada Δx . Con $x \leq T/2\gamma$ se ratifica que con N muestras se puede emular una línea no mayor a esa distancia.

Es importante determinar los perfiles de voltaje y corriente porque ello es un indicativo del lugar donde ocurrió la falla. Tanto el valor mínimo en la señal de voltaje como el valor máximo en la señal de corriente son indicativos del lugar donde ocurrió la falla. La manera natural de encontrar estos puntos es calculando la primera derivada de (3.21) y (3.22):

$$H_1(x) = \frac{dF_1(x)}{dx} \quad (3.25)$$

$$H_2(x) = \frac{dF_2(x)}{dx} \quad (3.26)$$

Otro criterio, es determinar la segunda derivada de la misma función, con lo cual se tiene un indicativo de la rapidez con que ocurren las variaciones de v e i . En el presente trabajo se concluyó que utilizar el criterio de segunda derivada resulta ser más adecuado, por cual se utiliza este último:

$$G_1(x) = \frac{d^2F_1(x)}{dx^2} \quad (3.27)$$

$$G_2(x) = \frac{d^2F_2(x)}{dx^2} \quad (3.28)$$

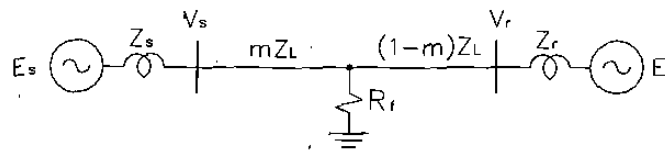


Figura 3.3: Sistema monofásico de 230kV.

3.4. Descripción gráfica del algoritmo de *características*

El sistema de prueba a utilizar tanto en esta sección de descripción como en la de resultados es el sistema monofásico mostrado en la Fig.3.3, y el cual es implementado en EMTDC/PSCAD. El sistema es homogéneo con una relación X/R de 8. La longitud de la línea de transmisión s-r es 100Km. Las impedancias de las fuentes son estimadas considerando un nivel de corto circuito de 1,000MVA y 2,500MVA en las barras s y r, respectivamente. La magnitud de los parámetros de la línea de transmisión son: $R = 0,1241\Omega/Km$, $L = 1,55mH/Km$ y $C = 7,4988nF/Km$. El algoritmo es implementado en MATLAB. En la solución numérica se utiliza información de falla almacenada en un periodo de 5ms a una frecuencia de muestreo 100kHz.

En todo momento se extrae información del sistema y sólo cuando ocurre una falla la información se almacena para su posterior análisis. En la Fig. 3.4 se muestra una condición de operación normal y el momento justo cuando ocurre la falla. El abatimiento repentino del voltaje con un incremento súbito de la corriente es el indicativo, en este caso, de la presencia de una falla.

Como parte del proceso de localización de fallas se cuenta con un algoritmo encargado de determinar el momento en que ésta ocurre. El algoritmo de *detección de falla*, cuyo principio es descrito en el apéndice E, dará la orden de almacenar la información de falla tanto de voltaje como de corriente una vez que ha determinado la presencia de ésta en el sistema. Lo anterior se ilustra en la Fig. 3.5.

Esta información inicial representada como $i(0, t)$ y $v(0, t)$, es procesada mediante el algoritmo de *características* acorde a (3.17) y (3.18), lo cual permite conocer la

manera en que se han propagado las señales de voltaje y corriente a lo largo de la línea de transmisión. La Fig. 3.6 corresponde a los resultados que arroja el algoritmo para la información de falla indicada en la Fig. 3.5. Los ejes en la Fig. 3.6 corresponden al tiempo en múltiplos de Δs , magnitud en kV y la distancia en múltiplos de Δx . Esta gráfica corresponde a la señal de voltaje, por lo que se puede apreciar que existe un punto donde la magnitud de la señal sufre un cambio abrupto, correspondiendo éste al lugar donde se encuentra la falla.

La información que proporciona el algoritmo de *características* se transforma mediante (3.21) y (3.22), obteniéndose una representación bidimensional (Fig. 3.7b). Esta información equivale a tener una representación del perfil de voltaje y corriente a lo largo de la línea de transmisión. La información mostrada en la Fig. 3.7a es similar a la mostrada en la Fig. 3.7b, sólo que no se ha considerado el factor que compensa la pérdida de información cada nueva iteración.

Se aplica el criterio de primera derivada para determinar la distancia donde el perfil de voltaje tiene su valor mínimo mediante (3.25) y (3.26), que corresponderá a aquel lugar donde la pendiente es cero. Lo anterior es mostrado en la Fig. 3.7c. Una segunda representación de (3.21) y (3.22) se obtiene mediante el criterio de segunda derivada indicada por (3.27) y (3.28), correspondiendo al punto de falla al punto donde se tiene la máxima variación (Fig. 3.7d).

En la gráfica que corresponde al criterio de la primera derivada se puede apreciar que se tiene una pendiente de cero muy cerca del kilómetro 50. En la gráfica que corresponde al criterio de la segunda derivada se puede apreciar que la máxima variación se tiene cerca del kilómetro 50. Estos resultados son el producto de la simulación de una falla en el sistema de prueba que ocurre en el kilómetro 50.

3.5. Resultados

En la Tabla 3.1 se describen los casos de falla simulados en el sistema de prueba. Las fallas se simularon con una $R_F = 1\Omega$, en los kilómetros 10, 50 y 90; se consideran, para cada caso, ángulos de inserción de falla (α) de 60° , 30° y 0° , con respecto al

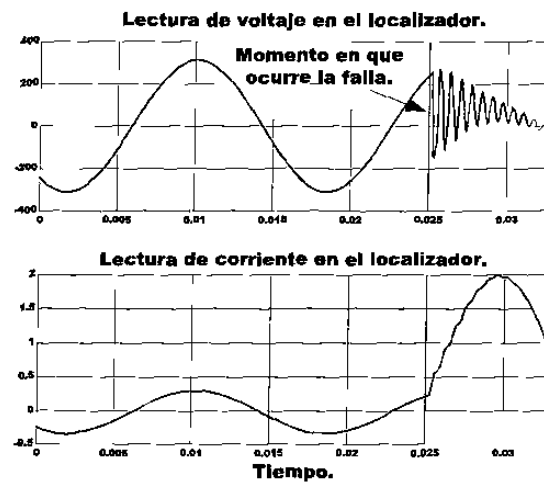


Figura 3.4: Señal de prefalla y de falla proveniente del sistema eléctrico.

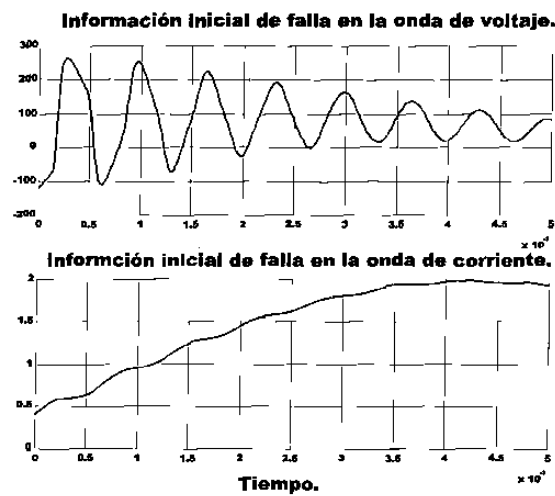


Figura 3.5: Información inicial para el algoritmo de características.

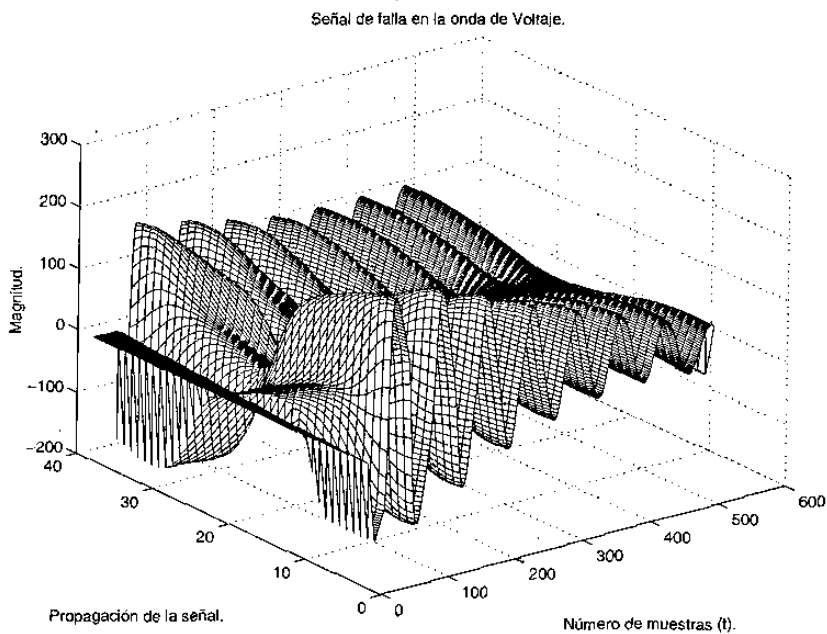


Figura 3.6: Manera en que se propaga la señal a lo largo de la línea de transmisión, para una falla en el kilómetro 50 en una línea de 100 km.

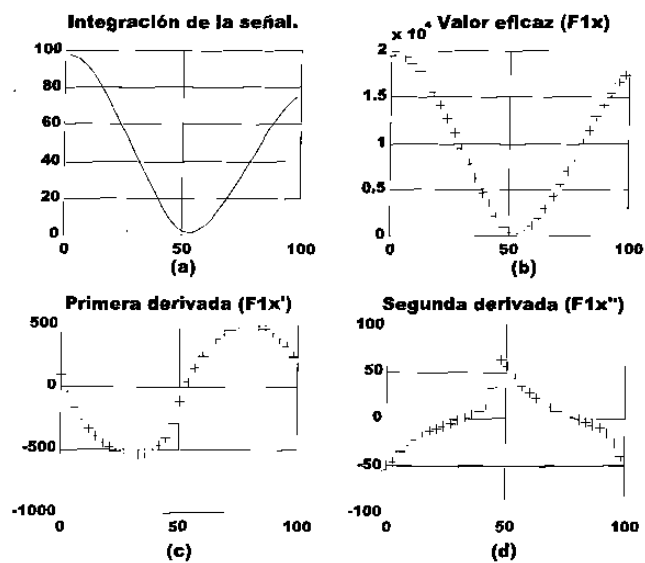


Figura 3.7: Representación gráfica de los criterios de localización.

Tabla 3.1: Respuesta del algoritmo para una falla con $R_F = 1\Omega$.

	$\alpha = 60^\circ$		$\alpha = 30^\circ$		$\alpha = 0^\circ$	
X_r (km)	X_c (km)	E_c % (%)	X_c (km)	E_c % (%)	E_c % (km)	X_c (%)
10	8.8	1.2	8.8	1.2	92.5	82.5
50	49.8	0.2	49.8	0.2	62.6	12.6
90	93.9	3.9	93.9	3.9	86.5	3.5

cruce por cero de la señal de voltaje. En la tabla se muestra la localización real de la falla (X_r), la respuesta el algoritmo (X_c) y el error encontrado (E %). El error es estimado acorde a:

$$E \% = \left| \frac{X_c - X_r}{L} \cdot 100 \right| \quad (3.29)$$

donde L es la longitud de la línea de transmisión protegida.

La Tabla 3.1 muestra como el algoritmo responde adecuadamente para todas aquellas fallas que no ocurren cerca del momento del cruce por cero de la señal de voltaje. Cuando la falla ocurre cerca del cruce por cero, el algoritmo se ve seriamente afectado dando errores mayores. Esto último es un rasgo característico de los algoritmos basados en ondas viajeras. Otro factor que también afecta en la respuesta del algoritmo es la resistencia presente en el punto de falla, lo cual se estudiará en el siguiente capítulo. El problema de este algoritmo ante fallas cercanas al cruce por cero, es disminuido haciendo más sensible al detector de fallas.

Adicionalmente y como caso particular, las Figs. 3.8, 3.9 y 3.10, muestran los resultados en forma gráfica para la falla ubicada en el kilómetro 50. En estas gráficas, se aprecia que cuando el ángulo de inserción de la falla es más cercano a 90° (Fig. 3.8), el perfil de voltaje dado por $F1(x)$ resulta ser más representativo del perfil de voltaje que existe en la línea de transmisión que cuando el ángulo de inserción de falla es menor (Figs. 3.9 y 3.10). Sin embargo, se aprecia que el criterio de la segunda derivada, sigue indicando el mismo punto de la falla para cualquier ángulo de inserción no cercano a cero grados. Esto se encuentra relacionado con la sensibilidad

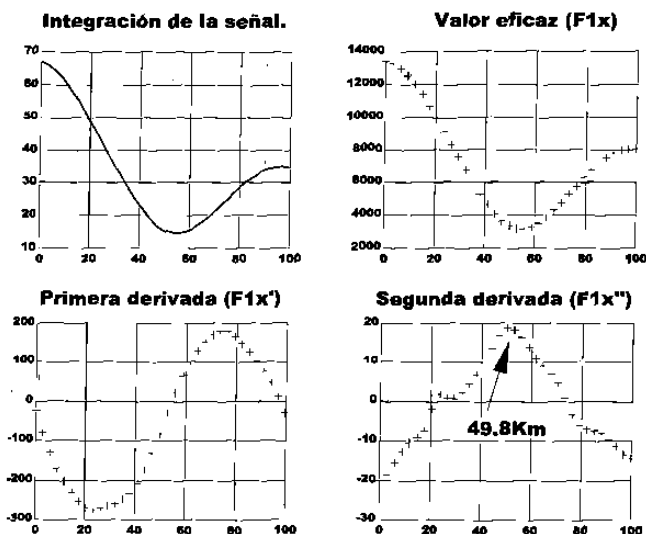


Figura 3.8: Respuesta del algoritmo ante un ángulo de inserción de 60° .

que se pierde a medida que el ángulo de inserción de falla se acerca más al momento del cruce por cero de la señal de voltaje, y lo cual se puede ajustar haciendo que el detector de falla sea más sensible.

3.6. Conclusiones

A través de las simulaciones realizadas, se aprecia como el algoritmo tiene la capacidad de localizar el punto donde ocurrió la falla para la mayoría de los escenarios propuestos. En estos casos el error encontrado en la respuesta se encuentra por debajo del 5%, lo cual se considera aceptable.

Una característica importante del algoritmo es el periodo de información requerido de sólo $5ms$, lo cual es un tiempo menor al de cualquier algoritmo basado en componentes de fase.

El requerir menor tiempo de información de falla permite al algoritmo propuesto coexistir con algoritmos de protección que trabajen con señales de onda viajera, y por otro lado, incrementa la posibilidad de localizar fallas del tipo transitorias.

Tanto el ángulo de inserción como la resistencia presente en el momento de falla, influyen en el desempeño del algoritmo. Cuando la falla ocurre cerca del cruce por

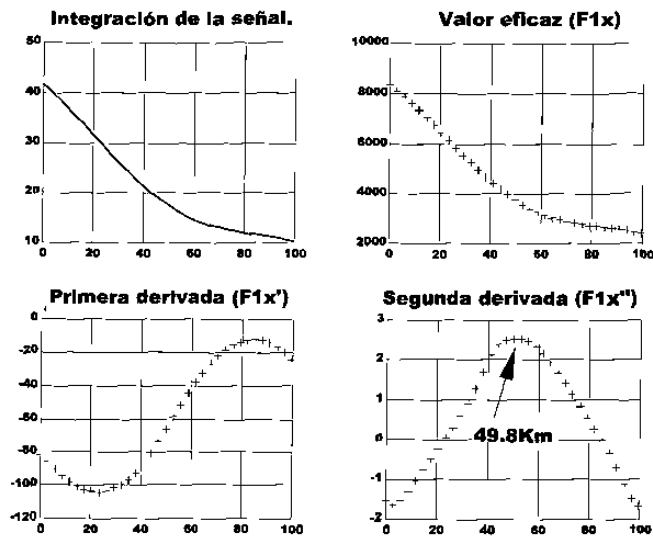


Figura 3.9: Respuesta del algoritmo ante un ángulo de inserción de 30°.

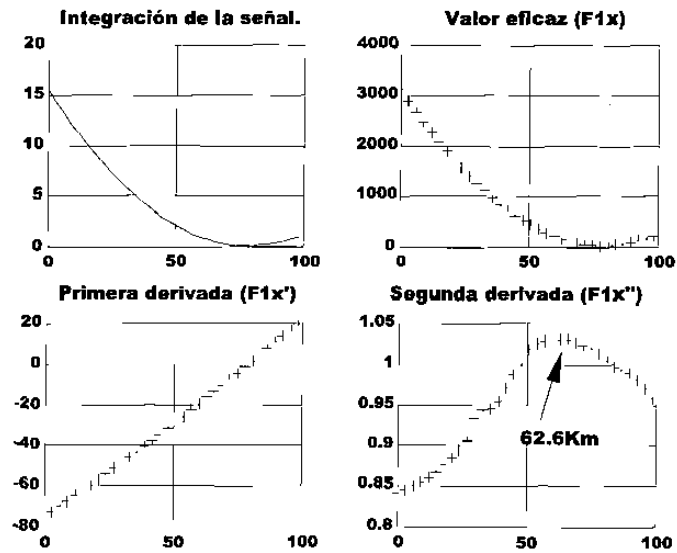


Figura 3.10: Respuesta del algoritmo ante un ángulo de inserción de 0°.

cero de la señal de voltaje, la magnitud de las señales de onda viajera son mínimas, lo cual imposibilita al algoritmo trabajar con estas señales, teniendo por consecuencia errores en la salida. La resistencia de falla afecta la respuesta del algoritmo, aunque este efecto no es tan severo como ocurre con los algoritmos basados en componentes de fase.

El detector de falla debe de tener la suficiente sensibilidad que permita detectar el momento exacto en que ocurre la falla. A medida que la información se almacena con una cierta demora, producto de una mala detección, el error del algoritmo se incrementa.

Capítulo 4

Localización de fallas en sistemas trifásicos mediante el algoritmo de *características*

4.1. Introducción

En el capítulo 3 se analizó el algoritmo de *características*, así como su aplicación a un sistema monofásico. Los sistemas monofásicos existen principalmente en redes de distribución y para aquellos circuitos cuyo crecimiento, características y demanda de la carga no justifica un sistema trifásico. La gran mayoría de los sistemas eléctricos de potencia son del tipo trifásico y, por lo tanto, los bloques de energía son transmitidos mediante líneas de transmisión trifásicas.

Usualmente, las líneas de transmisión abarcan longitudes bastante grandes y por las condiciones ambientales a las que comúnmente están expuestas, son los elementos del sistema eléctrico que están más propensos a cortocircuitos. En estas condiciones, el localizar el lugar exacto donde tuvo lugar el evento reedituará en tiempos de restablecimiento menores, e incluso da la posibilidad de anticiparse a la recurrencia de fallas.

El presente capítulo describe la aplicación del método de las *características* a la

localización de fallas en sistemas trifásicos. En la aplicación se considerarán todas la fallas que pueden presentarse en el sistema eléctrico trifásico, incluyendo el efecto de la resistencia de falla y el ángulo de inserción de falla.

4.2. Método de las características aplicado a un sistema trifásico

Tanto la matriz de impedancias (\mathbf{Z}), que representa las inductancias (L) y las resistencias (R), como la matriz de admitancias (\mathbf{Y}), que representa los efectos capacitivos (C) y conductivos (G), para una línea de transmisión trifásica, son simétricas. Toda matriz simétrica es diagonalizable [19]. El diagonalizar las matrices, con que se modela una línea de transmisión trifásica, permite representar el sistema trifásico mediante tres sistemas monofásicos e independientes entre sí [27], lo cual simplifica su estudio.

La representación de un sistema trifásico por tres sistemas monofásicos desacoplados se le conoce como representación modal. Es práctica común denominar a los modos como de tierra y dos aéreos, o de secuencia cero, positiva y negativa, respectivamente.

Debido a que es práctica común expresar los datos de la línea mediante \mathbf{Z} y \mathbf{Y} es que inicialmente se utilizan dichas matrices, para posteriormente, una vez que se cuente con la representación modal, extraer únicamente los valores de L , C y R .

Suponiendo que las líneas que se analizan están perfectamente balanceadas, la diagonalización de las matrices \mathbf{Z} y \mathbf{Y} puede efectuarse de la siguiente forma:

$$\mathbf{Z}^{(m)} = \mathbf{T}^{-1}\mathbf{Z}^{(p)}\mathbf{T} \quad (4.1)$$

$$\mathbf{Y}^{(m)} = \mathbf{T}^{-1}\mathbf{Y}^{(p)}\mathbf{T} \quad (4.2)$$

donde el superíndice \mathbf{m} en \mathbf{Z} denota que corresponden a la matriz modal, y el superíndice \mathbf{p} en \mathbf{Z} denota que corresponden a valores de fase. La matriz \mathbf{T} es la matriz que diagonaliza, en el caso de una línea balanceada, tanto a la matriz de

impedancias como a la de admitancias de fase. Para el caso de línea balanceada, además, hay un sin fin de matrices de transformación \mathbf{T} que puede efectuar la diagonalización. De entre las más comunes están la de componentes simétricas, la de Karrenbauer y la de Clarke. Se suele preferir la de Clarke por ser una matriz real y ser muy aproximada a la que diagonaliza el producto de \mathbf{ZY} de una línea horizontal o en delta [27]:

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 0 \\ 1 & 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Generalmente las matrices de transformación modal de voltajes son diferentes a las de transformación de corrientes; sin embargo, en el caso de una línea balanceada es posible obtener matrices de transformación iguales para voltajes y para corrientes:

$$\mathbf{v}^{(m)} = \mathbf{T}^{-1}\mathbf{v}^{(p)} \quad (4.4)$$

$$\mathbf{i}^{(m)} = \mathbf{T}^{-1}\mathbf{i}^{(p)} \quad (4.5)$$

Las expresiones (4.1), (4.2), (4.4) y (4.5), representan al sistema trifásico mediante tres sistemas modales independientes. La aplicación del algoritmo de *características*, estudiado en el capítulo 3 para un sistema monofásico, resulta directo para cada uno de los modos obtenidos.

En el caso del modelo de la línea de transmisión trifásica en el cual se considera que sus parámetros son independientes de la frecuencia, se puede realizar a través de las ecuaciones del telegrafista [22]; así, utilizando la notación matricial y la representación modal del sistema trifásico se tiene que:

$$\frac{\partial}{\partial t}\mathbf{U}^{(m)} + \mathbf{A}^{(m)}\frac{\partial}{\partial x}\mathbf{U}^{(m)} + \mathbf{B}^{(m)}\mathbf{U}^{(m)} = 0 \quad (4.6)$$

donde para una línea de transmisión aérea, las matrices quedan definidas como ¹:

$$\mathbf{U}^{(m)} = \begin{bmatrix} \mathbf{v}^{(m)} \\ \mathbf{i}^{(m)} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

¹Recuérdese que (m) indica que es una representación modal, por lo tanto, la expresión (4.6) representa seis ecuaciones, dos para cada modo. De manera similar U^m representa tres matrices, una por modo.

$$\mathbf{A}^{(m)} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} & \mathbf{C}^{(m)-1} \\ \mathbf{L}^{(m)-1} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

$$\mathbf{B}^{(m)} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{R}^{(m)} \mathbf{L}^{(m)-1} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

en los cuales \mathbf{v}^m e \mathbf{i}^m , voltaje y corriente modal, son variables dependientes de la distancia y el tiempo. Los parámetros de resistencia \mathbf{R}^m , inductancia \mathbf{L}^m y capacitancia \mathbf{C}^m modales, corresponden a la diagonal de la matriz modal de impedancias y admitancias según el caso, y son determinados acorde a:

$$R^{(m)} = \text{Real}\{\mathbf{Z}^{(m)}\} \quad (4.10)$$

$$\mathbf{L}^{(m)} = \text{Imag}\left\{\frac{\mathbf{Z}^{(m)}}{2\pi f_x}\right\} \quad (4.11)$$

$$\mathbf{C}^{(m)} = \text{Imag}\left\{\frac{\mathbf{Y}^{(m)}}{2\pi f_x}\right\} \quad (4.12)$$

La frecuencia f_x a la que se calculan los parámetros de la línea de transmisión debe de ser la más representativa de las frecuencias que en el momento de la falla se generan, lo cual depende en gran medida de la longitud de la línea de transmisión y a la distancia que ocurre la falla [28].

El sistema de ecuaciones planteado en (4.6) es resuelto mediante el método de las *características* [22]. El método consiste en encontrar una nueva representación del sistema de ecuaciones en la cual se sustituyan las derivadas parciales por derivadas ordinarias, lo cual permite resolver el problema numéricamente mediante diferencias finitas. Este aspecto se describió en detalle en la sección 3.2 del capítulo 3, por lo que a continuación, los resultados obtenidos son extrapolados al sistema trifásico.

La manera que se propagan las señales de voltaje y corriente para cada modo son determinadas acorde a:

$$i_{(L)}^{(m,k)} = \frac{1}{2Z_W^{(m,k)}} [(v_Q^{(m,k)} - v_G^{(m,k)}) + Z_{W1}^{(m,k)} i_G^{(m,k)} + Z_{W2}^{(m,k)} i_Q^{(m,k)}] \quad (4.13)$$

$$v_L^{(m,k)} = \frac{1}{2} [(v_Q^{(m,k)} + v_G^{(m,k)}) - Z_{W1}^{(m,k)} i_G^{(m,k)} + Z_{W2}^{(m,k)} i_Q^{(m,k)} - \Delta x^{(m,k)} R^{(m,k)} i_L^{(m,k)}] \quad (4.14)$$

donde el superíndice (m,k) denota que se está trabajando con componentes modales y que para cada modo se requiere aplicar el par de ecuaciones. Además, $Z_W^{(m)}$ es la impedancia característica de la línea para cada modo; $Z_{W1}^{(m)}$ y $Z_{W2}^{(m)}$ son constantes que permiten reducir la expresión:

$$\mathbf{Z}_W^{(m)} = \sqrt{\mathbf{L}^{(m)}\mathbf{C}^{(m)-1}} \quad (4.15)$$

$$\mathbf{Z}_{W1}^{(m)} = \mathbf{Z}_W^{(m)} + \frac{\Delta x^{(m)}\mathbf{R}^{(m)}}{2} \quad (4.16)$$

$$\mathbf{Z}_{W2}^{(m)} = \mathbf{Z}_W^{(m)} - \frac{\Delta x^{(m)}\mathbf{R}^{(m)}}{2} \quad (4.17)$$

a su vez, el incremento en distancia $\Delta x^{(m)}$ para cada modo, esta en función de la frecuencia de muestreo Δt y de la velocidad de propagación λ_1 y λ_2 para cada modo de la siguiente manera:

$$\lambda_1^{(m)} = \frac{1}{\sqrt{L^{(m)}C^{(m)}}} = \Delta x^{(m)}/2\Delta t \quad (4.18)$$

$$\lambda_2^{(m)} = -\lambda_1^{(m)} \quad (4.19)$$

Una vez que se ha encontrado la manera que se propaga la señal para cada modo, se realiza la transformación inversa, es decir, las señales modales se representan en componentes de fases de la siguiente manera:

$$\mathbf{v}^{(p)} = \mathbf{T} \mathbf{v}^{(m)} \quad (4.20)$$

$$\mathbf{i}^{(p)} = \mathbf{T} \mathbf{i}^{(m)} \quad (4.21)$$

4.3. Criterios para la localización de fallas

Los criterios de localización de falla son los mismos descritos en la sección 3.3 del capítulo 3, sólo que ahora se consideran para cada una de las siguientes tres fases:

1) La transformación de la información que arroja el algoritmo en cuanto a magnitud, distancia y tiempo en (4.13) y (4.14), a un equivalente en magnitud y distancia solamente, se expresa como:

$$F_1^{(p)}(x) = \frac{1}{T - 2\gamma x} \int_{\gamma x}^{T-\gamma x} (v^{(p)}(x, t))^2 dt \quad (4.22)$$

$$F_2^{(p)}(x) = \frac{1}{T - 2\gamma x} \int_{\gamma x}^{T - \gamma x} (i^{(p)}(x, t))^2 dt \quad (4.23)$$

2) La determinación de la velocidad con la que ocurren los cambios en la señales descritas por (4.22) y (4.23), mediante:

$$H_1^{(p)}(x) = \frac{dF_1^{(p)}(x)}{dx} \quad (4.24)$$

$$H_2^{(p)}(x) = \frac{dF_2^{(p)}(x)}{dx} \quad (4.25)$$

3) La determinación de la aceleración con que ocurren los cambios en la funciones (4.22) y (4.23) mediante:

$$G_1^{(p)}(x) = \frac{d^2 F_1^{(p)}(x)}{dx^2} \quad (4.26)$$

$$G_2^{(p)}(x) = \frac{d^2 F_2^{(p)}(x)}{dx^2} \quad (4.27)$$

Después de analizar distintos casos de prueba, se determinó que el criterio de segunda derivada da una mejor exactitud, por lo que se ha optado por utilizar este criterio en la localización de la falla.

4.4. Descripción gráfica del algoritmo

El sistema de prueba a utilizar en esta sección de descripción como en la sección de resultados, es el sistema trifásico de 400kV mostrado en la Fig. 4.1, el cual es implementado en PSCAD/EMTDC. El sistema es homogéneo sin compensación y con una relación X/R de 8. La longitud de la línea de transmisión entre las terminales $s - r$ es de 100Km. Las impedancias de las fuentes son estimadas considerando un nivel de corto circuito de 1,000MVA y 2,500MVA en las barras s y r , respectivamente. El tipo de conductor es ACSR *Cardinal* cuya disposición es mostrada en la Fig. 4.2. El algoritmo es implementado en MATLAB, y en la solución numérica se utiliza información de falla almacenada durante un periodo de 5ms a una frecuencia de muestreo 100kHz.

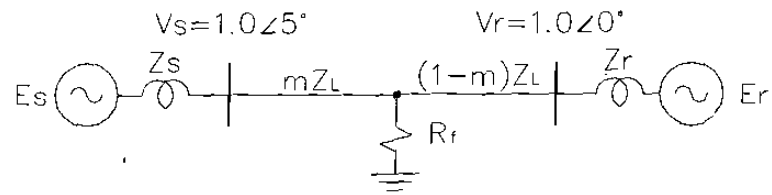


Figura 4.1: Diagrama unifilar del sistema de prueba.

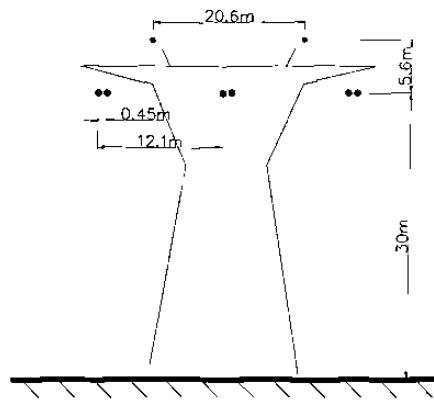


Figura 4.2: Disposición horizontal de los conductores.

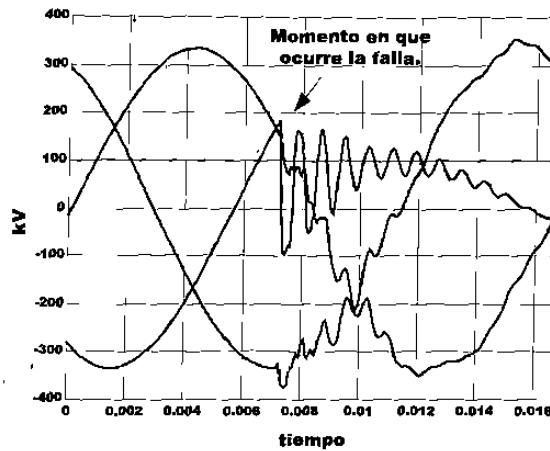


Figura 4.3: Señales de voltaje provenientes del sistema trifásico.

En todo momento el localizador de fallas se encuentra recibiendo información de las fases del sistema, tanto de las señales de voltaje y corriente. A modo de ejemplo, las Figs. 4.3 y 4.4 muestran la información de voltaje y corriente provenientes de una de las simulaciones realizadas, en la cual ocurre una falla monofásica a través de una $R_f = 10\Omega$ en el kilómetro 50, con un ángulo de inserción de falla de 30° . La información es procesada y representada en componentes modales (Figs. 4.5, 4.6 y 4.7) para poder aplicar el algoritmo de *características*, además, que esta información es utilizada por el *detector de fallas*². Cuando el detector percibe la falla da la orden de almacenar la información, representada mediante componentes modales, durante el periodo establecido previamente (Fig. 4.8). Con esta información y mediante el algoritmo de *características*, se determina la manera en que la señal se propaga a lo largo de la línea para cada modo (Figs. 4.9, 4.10 y 4.11). Por último, a partir de la información modal y una transformación inversa se determina la forma de la propagación en componentes de fase, tal como se muestra en la Fig. 4.12.

En sí, la Fig. 4.12 refleja el resultado de las transformaciones modales y la respuesta del algoritmo de *características*. Posterior a esto, la información tridimensional que arroja el algoritmo se lleva a un plano bidimensional mediante (4.22) y (4.23) lo cual equivale a obtener un perfil de voltaje y corriente a lo largo de la línea de

²El detector de fallas es descrito en el apéndice E

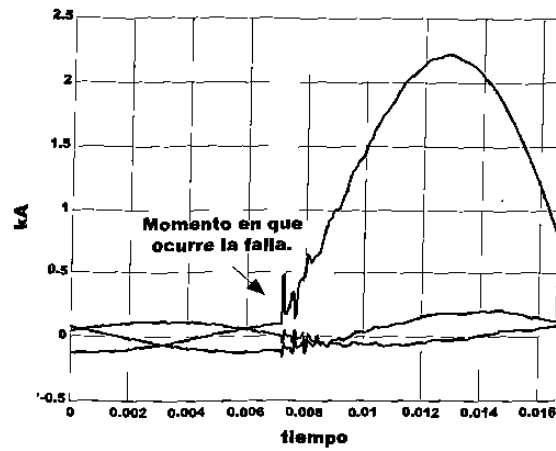


Figura 4.4: Señales de corriente provenientes del sistema trifásico.

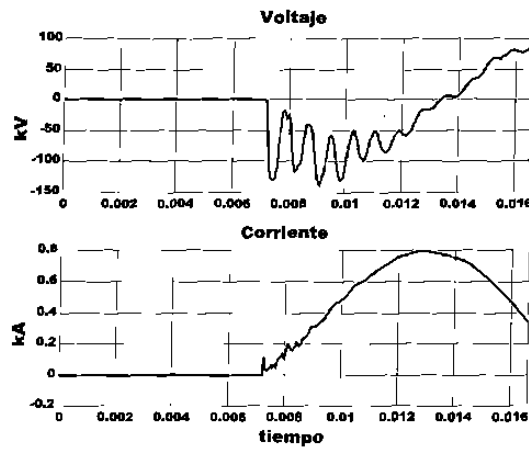


Figura 4.5: Componente modal de tierra de las señales del sistema.

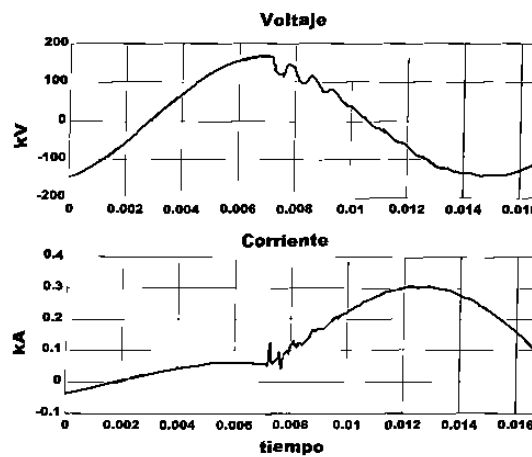


Figura 4.6: Primer componente modal aéreo de las señales del sistema.

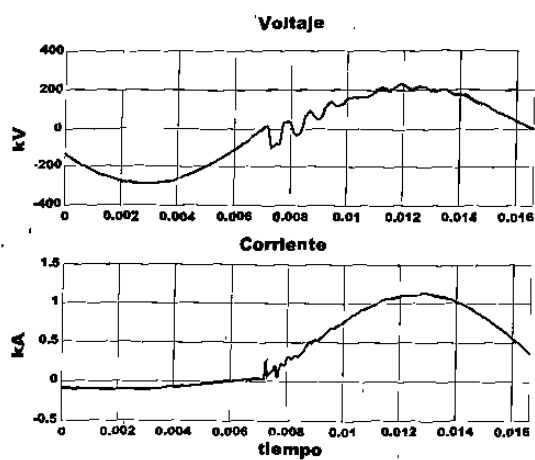


Figura 4.7: Segundo componente modal aéreo de las señales del sistema.

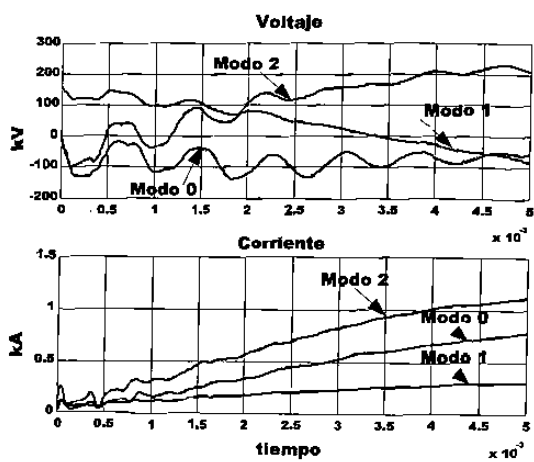


Figura 4.8: Información de falla representada mediante componentes modales.

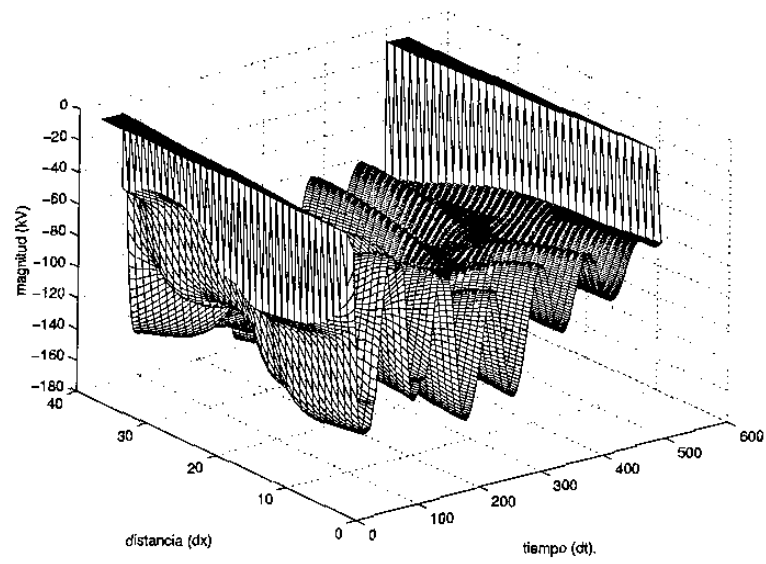


Figura 4.9: Propagación de la señal para el modo de tierra.

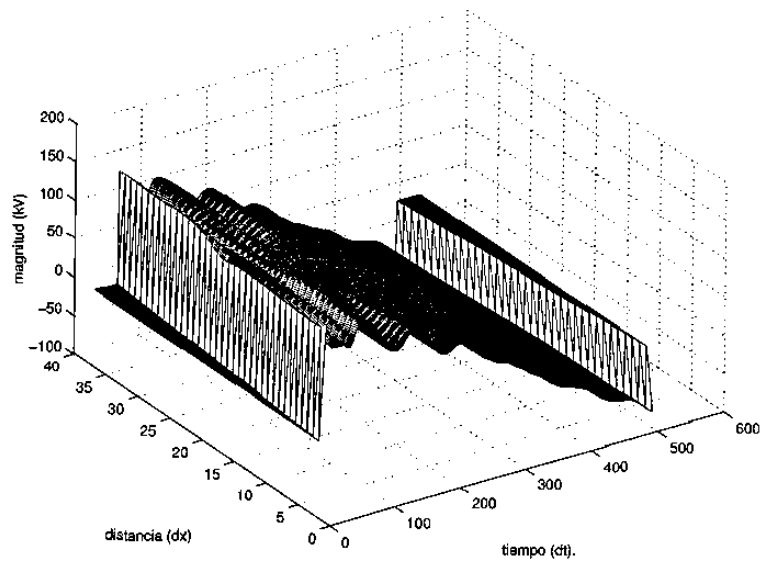


Figura 4.10: Propagación de la señal para el primer modo aéreo.

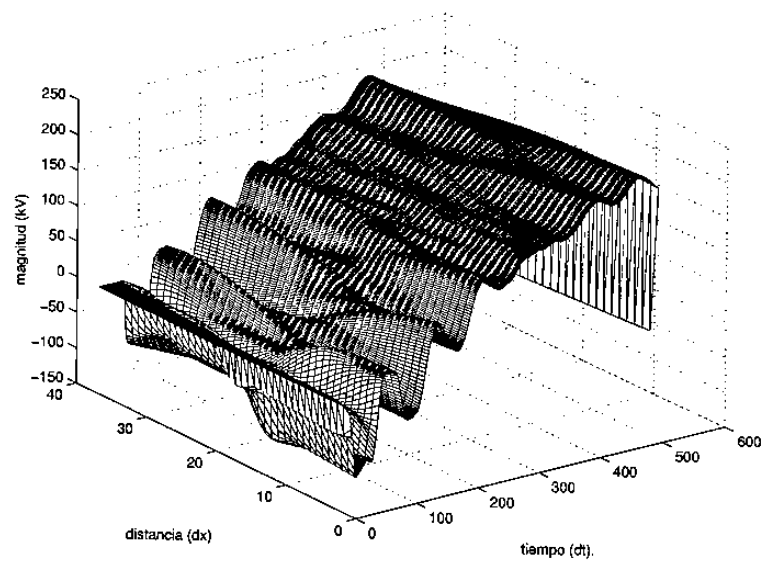


Figura 4.11: Propagación de la señal para el segundo modo aéreo.

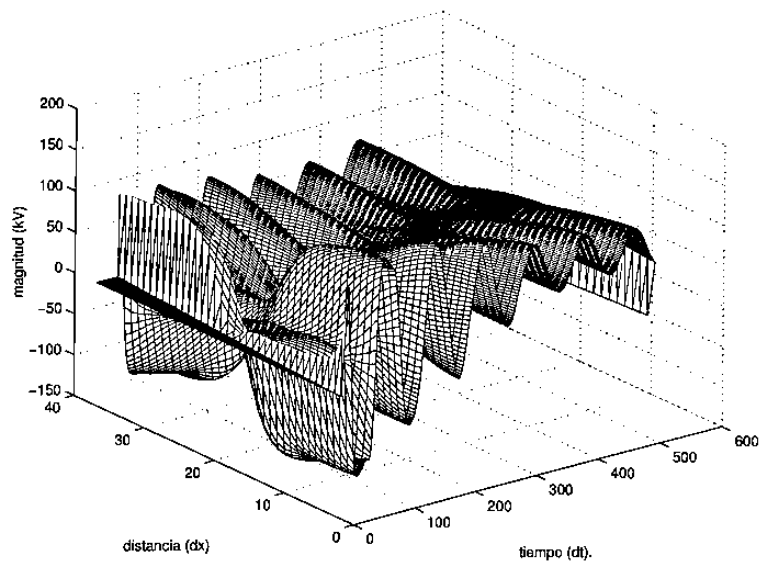


Figura 4.12: Propagación de la señal para la fase A.

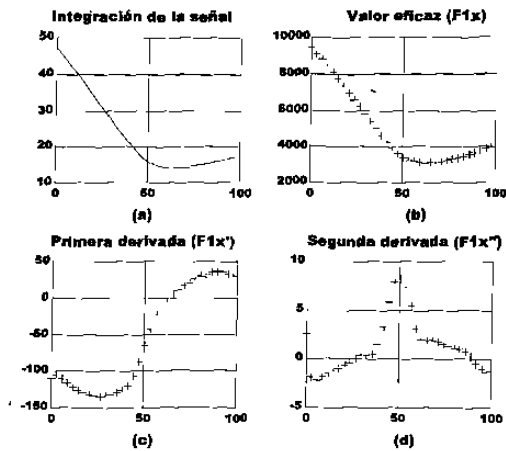


Figura 4.13: Criterios para la localización de fallas.

transmisión (Fig. 4.13b). La información mostrada en la Fig. 4.13a es similar a la mostrada en la Fig. 4.13b, sólo que no se ha considerado el factor que compensa la pérdida de información de esta última. Se encuentra una nueva representación de (4.22) y (4.23), mediante (4.24) y (4.25), que corresponden a los resultados de la primera derivada (Fig. 4.13c). Una segunda representación de (4.22) y (4.23) se obtiene mediante (4.26) y (4.27), que expresan la segunda derivada (Fig. 4.13d).

La gráfica 4.13d indica que la falla se encuentra en el kilómetro 50.4 de la línea de transmisión, lo cual corresponde a la ubicación real de la falla con un error de 0.4 %.

4.5. Resultados

El desempeño del algoritmo propuesto fue evaluado en distintos escenarios a fin de determinar su exactitud. En estos escenarios se consideró el efecto de la resistencia y el ángulo de inserción de falla en líneas con y sin compensación serie y distinta disposición geométrica de los conductores.

4.5.1. Efecto de la resistencia de falla y el ángulo de inserción

La metodología para realizar las pruebas consiste en simular tres fallas individuales en la línea de transmisión, en los kilómetros 10, 50 y 90, respectivamente. A la vez, para cada punto de falla se consideran ángulos de inserción de falla de 60° , 30° y 0° , con respecto al cruce por cero de la señal de voltaje de la(s) fase(s) fallada(s). Además, para cada punto de falla y para cada ángulo de inserción de falla se consideran todas las fallas posibles, es decir monofásicas a tierra ($\phi_A - G$), bifásicas ($\phi_A - \phi_B$) y bifásicas a tierra ($\phi_A - \phi_B - G$). En las tablas de resultados se muestra la localización real de la falla (X_r), la respuesta del algoritmo (X_c), el error encontrado (E %) y el ángulo de inserción de falla (α) considerado. El error es estimado acorde a:

$$E \% = \left| \frac{X_c - X_r}{L} \cdot 100 \right| \quad (4.28)$$

donde L es la longitud de la línea de transmisión protegida.

Las Tablas 4.1, 4.2 y 4.3 muestran los resultados obtenidos para los escenarios descritos y para resistencias de falla de 1Ω , 10Ω y 100Ω , respectivamente.

De los resultados obtenidos se aprecia como el algoritmo tiene un buen desempeño para fallas de baja impedancia (Tabla 4.1). A medida que la resistencia de falla es mayor la exactitud en la respuesta del algoritmo se ve afectada. El efecto del incremento de la resistencia de falla se aprecia primeramente para las fallas que involucran una sola fase a tierra, ya que para fallas que involucran más de una fase es posible obtener información de la fase cuyo ángulo de inserción se encuentre más alejado de cero grados, mejorándose la respuesta del algoritmo.

El momento en que ocurre la falla es un factor que influye en la respuesta del algoritmo, ya que cuando la falla ocurre cerca del cruce por cero de la señal de voltaje, el algoritmo pierde sensibilidad.

4.5.2. Efecto de la compensación serie

La siguiente prueba consiste en observar el desempeño del algoritmo al introducir un capacitor en serie con la línea de transmisión, por motivos de compensación. El

Tabla 4.1: Respuesta del algoritmo de *características* para una $R_F = 1\Omega$

Tipo de Falla	X_r (km)	X_c (km)	E_c % (%)	X_c (km)	E_c % (%)	X_c (km)	E_c % (%)
		$\alpha = 60^\circ$		$\alpha = 30^\circ$		$\alpha = 0^\circ$	
$\phi_A - G$	10	8.9	1.1	8.9	1.1	8.9	1.1
	50	50.4	0.4	50.4	0.4	50.4	0.4
	90	91.9	1.9	88.9	1.1	88.9	1.1
$\phi_A - \phi_B$	10	8.9	1.2	8.9	1.1	8.9	1.1
	50	47.4	2.6	47.4	2.6	47.4	2.6
	90	88.9	1.1	88.9	1.1	88.9	1.1
$\phi_A - \phi_B - G$	10	8.9	1.1	8.9	1.1	8.9	1.1
	50	47.4	2.6	47.4	2.6	47.4	2.6
	90	88.9	1.1	88.9	1.1	88.9	1.1

Tabla 4.2: Respuesta del algoritmo de *características* para una $R_F = 10\Omega$

Tipo de Falla	X_r (km)	X_c (km)	E_c % (%)	X_c (km)	E_c % (%)	X_c (km)	E_c % (%)
		$\alpha = 60^\circ$		$\alpha = 30^\circ$		$\alpha = 0^\circ$	
$\phi_A - G$	10	8.9	1.1	8.9	1.1	47.4	37.4
	50	50.4	0.4	50.4	0.4	50.4	0.4
	90	91.9	1.9	88.9	1.1	88.9	1.1
$\phi_A - \phi_B$	10	8.9	1.2	8.9	1.1	8.9	1.1
	50	47.4	2.6	47.4	2.6	47.4	2.6
	90	88.9	1.1	88.9	1.1	88.9	1.1
$\phi_A - \phi_B - G$	10	8.9	1.1	8.9	1.1	8.9	1.1
	50	47.4	2.6	47.4	2.6	47.4	2.6
	90	88.9	1.1	88.9	1.1	88.9	1.1

Tabla 4.3: Respuesta del algoritmo de *características* para una $R_F = 100\Omega$

Tipo de Falla	X_r (km)	X_c (km)	E_c % (%)	X_c (km)	E_c % (%)	X_c (km)	E_c % (%)
		$\alpha = 60^\circ$.		$\alpha = 30^\circ$.		$\alpha = 0^\circ$.	
$\phi_A - G$	10	8.9	1.1	8.9	1.1	95.8	85.8
	50	0*	50.0	0*	50.0	97.9	47.9
	90	2,95**	87.05	2,95**	87.05	91.9	1.9
$\phi_A - \phi_B$	10	8.9	1.1	8.9	1.1	8.9	1.1
	50	0***	50.0	47.4	2.6	47.4	2.6
	90	0**	90.0	88.9	1.1	88.9	1.1
$\phi_A - \phi_B - G$	10	8.9	1.1	8.9	1.1	8.9	1.1
	50	47.4	2.6	47.4	2.6	47.4	2.6
	90	88.9	1.1	88.9	1.1	88.9	1.1

* El segundo valor máximo es 50.4km

** El segundo valor máximo es 88.9km

*** El segundo valor máximo es 47.4km

Tabla 4.4: Respuesta del algoritmo de *características* para una línea con compensación serie y con una R_F de 10Ω .

Tipo de Falla	X_r (km)	X_c (km)	E_c % (%)	X_c (km)	E_c % (%)	X_c (km)	E_c % (%)
		$\alpha = 60^\circ$		$\alpha = 30^\circ$		$\alpha = 0^\circ$	
$\phi_A - G$	10	8.9	1.1	8.9	1.1	47.4	37.4
	50	50.4	0.4	50.4	0.4	50.4	0.4
	90	91.9	1.9	88.9	1.1	88.9	1.1
$\phi_A - \phi_B$	10	8.9	1.2	8.9	1.1	8.9	1.1
	50	50.4	0.4	47.4	2.6	47.4	2.6
	90	88.9	1.1	88.9	1.1	88.9	1.1
$\phi_A - \phi_B - G$	10	8.9	1.1	8.9	1.1	8.9	1.1
	50	47.4	2.6	47.4	2.6	47.4	2.6
	90	88.9	1.1	88.9	1.1	88.9	1.1

sistema de potencia descrito anteriormente y que corresponde a la Fig. 4.1 se utiliza nuevamente, sólo que se ha insertado un capacitor de $3970\mu F$ en serie con la línea, con lo que se pretende reducir la reactancia en un 20%, dando lugar al sistema descrito en la Fig. 4.14. Los puntos de falla y los ángulos de inserción de falla son los mismos considerados previamente. Se considera solamente una resistencia de falla de 10Ω . Los resultados son mostrados en la Tabla 4.4.

De los resultados obtenidos y mostrados en la Tabla 4.4, podemos concluir que el insertar elementos capacitivos en serie con la línea de transmisión no tiene un

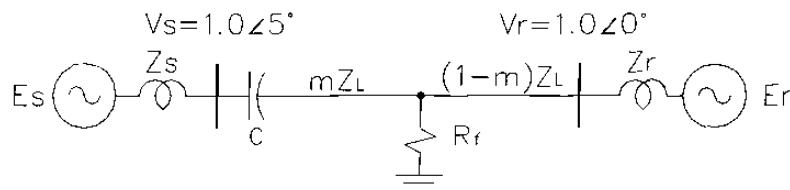


Figura 4.14: Unifilar del sistema de prueba con compensación serie.

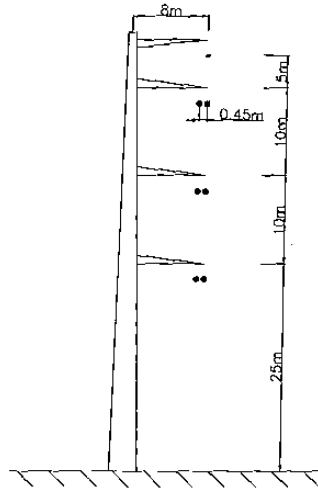


Figura 4.15: Disposición vertical de los conductores.

impacto importante en el desempeño del algoritmo.

4.5.3. Efecto de la configuración de los conductores

En la sección 4.2 se comentó que en la diagonalización de la matriz simétrica con que se modela a la línea de transmisión se utiliza la matriz de transformación de Clarke, porque es una matriz similar a los modos de propagación para una línea de transmisión con arreglo de conductores horizontal o delta. Por lo tanto, para analizar el efecto de considerar un arreglo de conductores diferentes, y por lo cual se plantea un sistema de prueba con un arreglo de los conductores vertical.

El sistema eléctrico de potencia es el mismo descrito en la sección 4.5.1. La diferencia radica en que la disposición de los conductores es vertical acorde a lo mostrado en la Fig. 4.15. La metodología de prueba es la misma enunciada en la sección 4.5.1 y se considera una resistencia de falla de 10Ω . Los resultados son mostrados en la Tabla 4.5.

De los resultados obtenidos y mostrados en la Tabla 4.5, podemos apreciar el ligero impacto que ello tiene. Lo anterior se aprecia sobre las fallas monofásicas con ángulos de inserción de falla de cero grados.

Tabla 4.5: Respuesta del algoritmo de *características* para una línea con configuración vertical y con una R_F de 10Ω .

Tipo de Falla	X_r (km)	X_c (km)	E_c % (%)	X_c (km)	E_c % (%)	X_c (km)	E_c % (%)
		$\alpha = 60^\circ$		$\alpha = 30^\circ$		$\alpha = 0^\circ$	
$\phi_A - G$	10	8.9	1.1	8.9	1.1	50.4	40.4
	50	50.4	0.4	50.4	0.4	47.4	2.6
	90	88.9	1.1	88.9	1.1	85.9	4.1
$\phi_A - \phi_B$	10	8.9	1.2	8.9	1.1	8.9	1.1
	50	47.4	2.6	47.4	2.6	47.4	2.6
	90	88.9	1.1	88.9	1.1	88.9	1.1
$\phi_A - \phi_B - G$	10	8.9	1.1	8.9	1.1	8.9	1.1
	50	47.4	2.6	47.4	2.6	47.4	2.6
	90	88.9	1.1	88.9	1.1	88.9	1.1

4.6. Conclusiones

Se estableció a través de diferentes pruebas de simulación que un periodo de información de falla de 5ms resulta ser el periodo mínimo de información requerido para que el algoritmo de *características* trabaje adecuadamente.

El algoritmo fue sometido a muy diversas pruebas al considerar diferentes ángulos de inserción de fallas, diversos valores de resistencia de falla, el caso de una línea con compensación serie, así como el cambio de configuración en la línea de transmisión. Acorde a los resultados obtenidos dentro de todos estos escenarios, podemos decir que el algoritmo tiene un buen desempeño, y que sus principales debilidades radican en: a) El momento en que ocurre la falla. El momento más crítico es cuando ocurre cerca del cruce por cero de la señal de voltaje. b) El tipo de falla. Siendo la falla monofásica la que impone el escenario más crítico. Cuando se tiene una falla que involucra más de una fase, el algoritmo recibe información de la fase cuyo ángulo de inserción se encuentra más alejado de cero grados. c) La resistencia de falla. Cuando

la falla es sólida o de muy baja impedancia, el algoritmo responde bien ante cualquier tipo de falla; pero a medida que el valor de la resistencia se incrementa el error también se incrementa. d) La disposición física de los conductores. Si bien es cierto, el impacto de la configuración de los conductores no es tan severa como la resistencia o el ángulo de falla, si es un fenómeno que afecta al desempeño del algoritmo y sobretodo que puede ser resuelto considerando la matriz de transformación adecuada.

Al considerar la inserción de capacitores en serie con la línea, la respuesta del algoritmo es satisfactoria, siendo prácticamente inmune cuando el capacitor de compensación es insertado en un extremo de la línea de transmisión.

Una característica importante del algoritmo tratado, es que su resolución está en función de la frecuencia de muestreo. Para una frecuencia de muestreo de 100 KHz, como la empleada a lo largo de los resultados mostrados en el presente trabajo, se tiene una resolución de 3 km por muestra. Por lo tanto, el tener frecuencias de muestreo mayores contribuiría a disminuir los errores en la exactitud del algoritmo.

El algoritmo de *características* cuenta con un detector de falla, el cual es el encargado de determinar, no sólo el momento en que ésta ocurre, sino su tipo. La función del detector de falla es crítica, porque si el algoritmo no tiene la sensibilidad adecuada dejará de considerar información de falla, y esto tiene un impacto en la respuesta del algoritmo. Por otro lado, la sensibilidad del detector debe ser adecuada para discriminar entre fallas y la energización repentina de cargas.

En sistemas eléctricos donde existen punto de unión entre líneas de transmisión de características similares, el algoritmo propuesto ha demostrado seguir conservando sus características de localización demostradas anteriormente; lo cual es una ventaja sobre los algoritmos que realizan comparación de señales, como el método de correlación.

Capítulo 5

Conclusiones y recomendaciones

5.1. Conclusiones

En la presente tesis se han estudiado algoritmos de localización de fallas que utilizan una representación fasorial de la señal, así como algoritmos que utilizan la información de la alta frecuencia generada en el momento del evento. La tesis ha concluido con la propuesta de un algoritmo que utiliza información de onda viajera.

Los algoritmos de componentes de fase son los que actualmente se emplean en los localizadores de falla debido a su sencillez y al grado de exactitud que alcanzan. El principal problema que enfrentan es debido a la resistencia de falla presente en el momento del evento. Estos algoritmos pueden alcanzar grados de exactitud superiores al 95 % para fallas con resistencias de falla de hasta 10Ω , independientemente del tipo de falla en un sistema trifásico.

Los algoritmos de componentes de fase han sido validados ante escenarios en los cuales la resistencia de falla era variable, tratando de emular el efecto de un arco eléctrico, encontrándose que ello tiene un impacto negativo en la exactitud de la respuesta del algoritmo.

Una característica importante en los algoritmos de componentes de fase, es que los tiempos de cálculo dependen en gran parte del tiempo que le lleva al algoritmo encontrar la representación fasorial de la señal. En el mejor de los casos, el cálculo

de los fasores requiere de un tiempo equivalente a medio ciclo de la frecuencia fundamental, con un compromiso entre la rapidez del cálculo y la precisión requerida. Existen otros factores que determinan los tiempos de operación de estos algoritmos, como son el filtrado analógico anti-aliasing y el filtrado digital. Por lo anterior, los algoritmos basados en componentes de fase se encuentran limitados a un tiempo mínimo de información de medio ciclo.

A lo largo de los años se han utilizado algoritmos que trabajan con información de onda viajera; esto con la intención de disminuir los tiempos de operación mínimos que habían impuesto los algoritmos basados en componentes de fase. Estos algoritmos vieron limitada su aplicación debido a dos factores principalmente: a) Los transformadores de corriente y potencial que usualmente se encuentran en las subestaciones eléctricas, tienen un comportamiento frecuencial pasabajos lo cual no permite obtener las señales de alta frecuencia que contienen las señales de onda viajera. b) Las frecuencias de muestreo requeridas, así como el número de cálculos requeridos entre muestras imponen características que los procesadores existentes no cumplen. Aunque actualmente ya es posible encontrar transductores ópticos que cuentan con un ancho de banda adecuados para obtener las señales de onda viajera, y procesadores con frecuencias de muestreo mayores, lo anterior todavía sigue siendo un problema que restringe la aplicación de estos algoritmos en la mayoría de las subestaciones eléctricas.

En el algoritmo propuesto la aplicación del método de las *características* permite convertir el modelo de la línea de transmisión constituido por un sistema de ecuaciones que contiene derivadas parciales, en un sistema que contiene derivadas ordinarias. Esta nueva representación es resuelta mediante diferencias finitas.

Con la aplicación del método de las *características* se obtiene la manera en que se propagan las señales de onda viajera a lo largo de la línea de transmisión. Mediante un proceso de integración se determina el perfil de voltaje y corriente a lo largo de la línea. Con esta información es posible ubicar el punto de falla, correspondiendo éste al valor mínimo del perfil de voltaje y al valor máximo del perfil de corriente.

Los valores máximos y mínimos de los perfiles de las señales se encuentran obte-

niendo la pendiente de cada una, correspondiendo una pendiente cero en los puntos máximos y mínimos. Un segundo criterio consiste en encontrar la rapidez con que la pendiente de las señales cambia, correspondiendo el punto de falla a la máxima variación. Después de realizar distintos casos de prueba se determinó que el segundo criterio da un mejor indicativo del lugar donde ocurrió la falla.

El algoritmo propuesto ha demostrado tener un excelente desempeño para resistencias de falla de hasta 1Ω , para cualquier tipo de falla en un sistema trifásico. Además, el tiempo de información con que trabaja algoritmo es de 5 ms, que es menor al requerido por cualquier algoritmo basado en componentes de fase.

Los principales problemas que enfrenta el algoritmo tienen que ver con la resistencia y el ángulo de inserción de falla; características representativas de los algoritmos que trabajan con señales de onda viajera. Para resistencias de falla de hasta 10Ω el algoritmo trabaja de manera excelente para cualquier tipo de falla, a excepción de las fallas que involucran una sola fase y ángulos de inserción de falla cercanos a cero grados. Para resistencias de falla aún mayores, el algoritmo arroja buenos resultados, siendo las fallas monofásicas con ángulos de inserción de falla cercano a cero grados las más críticas para el algoritmo. Para aquellas fallas que involucran a más de una fase y ante ángulos de falla cercanos al cruce por cero en combinación con resistencias de falla presentes, la respuesta del algoritmo se puede mejorar debido a la posibilidad de obtener información más representativa de falla de la fase menos afectada.

Una característica importante del algoritmo tratado, es que la resolución está en función de la frecuencia de muestreo. Para una frecuencia de muestreo de 100 KHz, como la empleada a lo largo de los resultados mostrados en el presente trabajo, se tiene una resolución de 3 km por muestra. Por lo tanto, el tener frecuencias de muestreo mayores contribuiría a aumentar la exactitud del algoritmo.

El algoritmo de *características* cuenta con un detector de falla, el cual es el encargado de determinar, no sólo el momento en que ésta ocurre, sino su tipo. La función del detector de falla es crítica, porque si el algoritmo no tiene la sensibilidad adecuada dejará de considerar información de falla, y esto tiene un impacto en la

respuesta del algoritmo. Por otro lado, la sensibilidad del detector debe ser adecuada para discriminar entre fallas y la energización repentina de cargas.

Al comparar los resultados obtenidos entre el algoritmo propuesto y los que utilizan información fasorial, se aprecia como el primero se ve menos afectado por la resistencia presente en el momento de la falla. Además, el algoritmo propuesto sólo requiere de 5ms de información, equivalente al 60 % de la que necesita un algoritmo basado en componentes de fase que realice la estimación fasorial en medio ciclo.

5.2. Aportaciones de la Tesis

Se presenta un algoritmo de localización de fallas en líneas de transmisión que utiliza un modelo de línea mediante parámetros distribuidos y señales de onda viajera de voltaje y corrientes generadas en el momento de la falla.

Se hace extensivo la aplicación del algoritmo propuesto en la localización de fallas en sistemas trifásicos mediante transformaciones modales.

Se hace una evaluación de las características de los algoritmos en componentes de fase.

Se hace una evaluación de las características del algoritmo propuesto mediante diversos escenarios.

5.3. Recomendaciones para trabajos futuros

El algoritmo propuesto ha sido validado mediante señales provenientes de un modelo matemático del sistema eléctrico arrojando resultados satisfactorios; por lo tanto, se plantea la necesidad de validar el algoritmo con señales provenientes de un sistema real.

El algoritmo propuesto se ve afectado por la magnitud de la resistencia de falla y por el momento en que ocurre el evento. Si bien es cierto, el error encontrado se considera normal dentro de los algoritmos que utilizan información de onda viajera, es necesario seguir trabajando para disminuir el impacto que ello tiene.

Se ha visto como la configuración de los conductores de la línea de transmisión impacta en la respuesta del algoritmo. El efecto puede ser reducido si se considera la matriz de transformación adecuada para cada configuración, por lo que habrá de incluirse dentro del algoritmo la disposición de los conductores.

Bibliografía

- [1] Z Q Bo, A T Johns. *Transient Based Protection - A New Concept in Power System Protection*. IPST'97 - International Conference on Power Systems Transients, Seattle, June 22-26, 1997, pp. 401-406.
- [2] A.R. van C. Warrington. *Protective relays: Their Theory and Practice*. Vol. I, London: Chapman and Hall, 1968.
- [3] A.R. van C. Warrington. *Protective relays: Their Theory and Practice*. Vol. II, London: Chapman and Hall, 1969.
- [4] J. Kohlas. *Estimation of Fault Locations on Power Lines*. Proc. of the 3rd IFAC Symposium, the Hague/Delft, Netherlands, June 1973, pp.393-402.
- [5] Hermann W. Dommel, John M. Michels. *High Speed Relaying Using Traveling Wave Transient Analysis*. IEEE PES Summer Meeting, January 29 - February 3 1978, A78 214-9.
- [6] T. Takagi, Y.Yamakoshi. *A New Algorithm of an Accurate Fault Location for EHV/UHV Transmission Lines: Part I - Fourier Transformation Method*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No.3, March 1981, pp. 1694 -1700.
- [7] T. Takagi, Y.Yamakoshi. *Development of a New Type Fault Locator Using the one Terminal Voltage and Current Data*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No.8, August 1982, pp. 2892 -2898.

- [8] Leif Eriksson, Murari Muhan, G.D. Rockefeller. *An Accurate Fault Locator with Compansation for Apparent Reactance in the Fault Resistance Resulting from Remote-End Infeed*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No:2, February 1985, pp. 424-436.
- [9] P. A. Crossley, P. G. McLaren. *Distance Protection Based on Traveling Waves*. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No.9, September 1983, pp. 2971-2983.
- [10] T.S.Sidhu, H.Singh and M.S. Sachdev. *Design, Implementation and Testing of an Artificial Neural Network Based Fault Direction Discrimination for Protecting Transmission Lines*. IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 10, No.2, April 1995.
- [11] F. H. Magnago and A. Abur. *Accurate Fault Location Using Wavelets*. IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 13, no.4, pp. 1475-1480, Dec. 1998.
- [12] G.E. Alexander and J.M. Kennedy. *Evaluation of a Phasor-Based Fault Location Algorithm*. GE Technical Publication, pp. 1-9.
- [13] E.O. Schweitzer. *A Review of Impedance-Based Fault Locating Experience*. IEEE Presented Before the Fourteenth Annual Iowa-Nebraska System Protection Seminar, October 16, 1990, Omaha, Nebraska.
- [14] F. S. Carvalho and S. Carneiro Jr. *Detection of Fault Induced Transients in E.H.V. Transmission Lines for the Development of a Fault Locator System*. International Conference on Power Systems Transients - IPST 2003 in New Orleans, USA.
- [15] T. Takagi, J. Baba, K. Uemura and T. Sakaguchi. *Fault Protection Based on Traveling Wave Theory. Part - I Theory*. IEEE PES Summer Meeting, A77 750-3, July 1977.

- [16] T. Takagi, J. Baba, K. Uemura and T. Sakaguchi. *Fault Protection Based on Traveling Wave Theory. Part - II Sensitivity Analysis and Laboratory Test*. IEEE PES Winter Meeting, January 29 - February 3 1978, A78 220-6.
- [17] E.O. Schweitzer, III. *Filtering for Protective Relays*. Presented Before The 47th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, Georgia, April 28-30, 1993.
- [18] Hadi Saadat. *Power System Analysis*. McGraw-Hill Company, Inc. New York 1999.
- [19] Harvey Gerber. *Álgebra Lineal*. Grupo Editorial Iberoamérica. México, D.F. 1992.
- [20] Ivan de Jesús Rivas Cambero. *Análisis de Dos Métodos de Protección Modal de Distancia*. Tesis de Maestría presentada en el CINVESTAV unidad Guadalajara. Guadalajara, Jalisco, mayo del 2002.
- [21] Jorge Altuve, I. Díaz, E. Vázquez. *Fourier and Walsh Digital Filtering Algorithms for Distance Protection*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No.1, February 1996, pp. 457-462.
- [22] J. L. Naredo, A. C. Soudack, J. R. *Simulation of Transients on Transmission Lines With Corona via the Method of Characteristics*. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 142, No.1, January 1995, pp. 91-87.
- [23] Amner Israel Ramírez Vázquez. *Transitorios Electromagnéticos en Líneas de Transmisión Considerando Parámetros Dependientes de la Frecuencia y Efecto Corona*. Tesis de Maestría, CINVESTAV Unidad Guadalajara, Jal., México, agosto de 1998.
- [24] Marisol Dávila Calderón. *Análisis de Transitorios Electromagnéticos en Líneas de Transmisión Considerando Dependencia Frecuencial y no Uniformidades*. Tesis de Maestría, CINVESTAV Unidad Guadalajara, Jal., México, agosto de 2002.

- [25] G. B. Whitham. *Linear and no Linear Waves*. John Wiley & Sons, U.S.A., 1974.
- [26] A. O. Ibe, B. J. Cory. *A Travelling Wave-Based Fault Locator for Two- and Three-Terminal Networks*. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. PWRD-1, No.2, April 1986, pp. 283-288.
- [27] L.M.Wedepohl. *Aplication of Matrix Methods to the Solution of Travelling-Wave Phenomena in Polyphase Systems*. PROC. IEE, Vol. 110, No.12, December 1963, pp. 2200-2213.
- [28] G.W. Swift. *The Espectra of Fault-Induced Transients*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-98, No.3 May/June 1979, pp. 940-947.

Apéndice A

Estimación fasorial

A.1. Series de Fourier para señales continuas y periódicas en el tiempo

Las series de Fourier para una función f definida en el intervalo $(-p, p)$ es dada por:

$$f(x) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} \left(a_n \cos \frac{n\pi}{p} x + b_n \operatorname{sen} \frac{n\pi}{p} x \right) \quad (\text{A.1})$$

donde:

$$a_0 = \frac{1}{p} \int_{-p}^p f(x) \quad (\text{A.2})$$

$$a_n = \frac{1}{p} \int_{-p}^p f(x) \cos \frac{n\pi}{p} x dx \quad (\text{A.3})$$

$$b_n = \frac{1}{p} \int_{-p}^p f(x) \operatorname{sen} \frac{n\pi}{p} x dx \quad (\text{A.4})$$

A.2. Estimación fasorial

Los filtros de respuesta finita al impulso (FIR) son el tipo de filtros que se utilizan en los relevadores de protección. El proceso de filtrado es un proceso de convolución,

donde la salida del filtro y_n es relacionada con la entrada x_n mediante la suma de convolución [21]:

$$y_n = \sum_{k=1}^K a_k x_{n-k} \quad (\text{A.5})$$

donde K es el número de muestras contenido en la ventana de datos, y a_k denota los coeficientes del filtro.

La estimación fasorial de una señal $f(t)$ mediante el el filtro de Fourier, se realiza encontrando los coeficientes de a_1 y b_1 a partir de (A.3) y (A.4), que corresponden a las componentes de las señales coseno y seno. El subíndice 1 denota la componente fundamental, que en nuestro caso corresponde a la componente estimada para $f_0 = 60\text{Hz}$.

Así, las componentes para la frecuencia fundamental y para una representación discreta de (A.3) y (A.4) tenemos que:

$$Y_c^{(i)} = \frac{2}{K} \sum_{k=1}^K x_k \cos(k\Theta) \quad (\text{A.6})$$

$$Y_s^{(i)} = \frac{2}{K} \sum_{k=1}^K x_k \sin(k\Theta) \quad (\text{A.7})$$

donde Θ es el ángulo estimado entre muestras a la frecuencia fundamental.

La magnitud y el ángulo del fasor son estimados utilizando las componentes encontradas mediante el filtro de Fourier de la siguiente manera:

$$|Y^{(i)}| = \sqrt{[Y_c^{(i)}]^2 + [Y_s^{(i)}]^2} \quad (\text{A.8})$$

$$\Theta^{(i)} = \arctan \frac{Y_s^{(i)}}{Y_c^{(i)}} \quad (\text{A.9})$$

La respuesta en frecuencia del filtro de Fourier de un ciclo, se caracteriza por rechazo de la componente aperiódica exponencial de corriente directa casi total¹ y de un excelente rechazo a todas las armónicas superiores (Fig. A.1). El filtro de Fourier de medio ciclo (Fig. A.2), como su nombre lo dice, utiliza una ventana de datos de tan sólo medio ciclo, sin embargo esto implica que se pierdan algunas características

¹En la Fig. A.1 la respuesta del filtro no parte exactamente del cero.

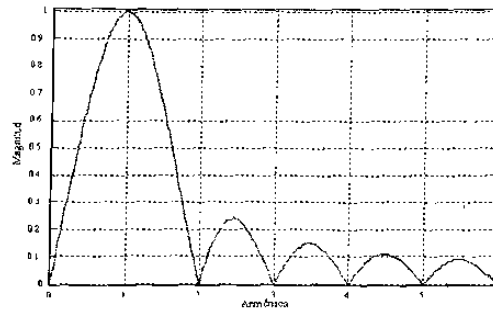


Figura A.1: Respuesta a la frecuencia del filtro de Fourier de un ciclo.

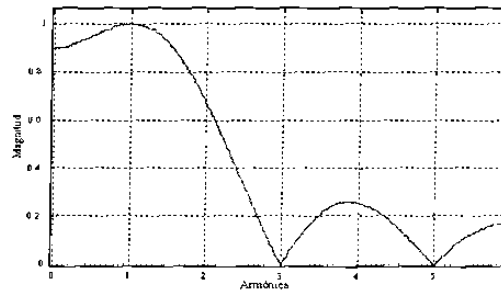


Figura A.2: Respuesta a la frecuencia del filtro de Fourier de medio ciclo.

que se tienen con el filtro de Fourier de ciclo completo. El filtro de Fourier de medio ciclo presenta una banda de paso adecuada para la frecuencia fundamental, pero pierde la característica de rechazo de las armónicas pares, además que no ofrece rechazo a la componente aperiódica de corriente directa [20]. Por tanto, estimar los fasores utilizando un filtro de Fourier de medio ciclo requiere menor tiempo de procesamiento, pero los errores en la estimación son mayores.

Apéndice B

Algoritmo de localización de fallas mediante una lógica de componentes de fase

B.1. Introducción

Ante el problema que presentan los algoritmos de onda viajera, discutidos en el capítulo 3, para ángulos de inserción de falla cercanos a cero grados, y de las características de las señales cuando ocurre la falla en esas condiciones, es que se propone un método alternativo en la localización de fallas. El método propuesto emplea una lógica de localización basada en componentes de fase, pero en el cual los fasores no son estimados mediante los métodos convencionales [17], debido a que el tiempo de información disponible es de sólo 5ms, que es un periodo de muestreo impuesto por el algoritmo de *características*. El método propuesto realiza la estimación fasorial mediante la solución analítica del modelo en estado estable que emula al sistema eléctrico protegido y, mediante un proceso iterativo, encuentra las magnitudes de los fasores correspondientes a las señales de voltaje y corriente. Cabe resaltar que esta metodología se propone para fallas que ocurren cerca del cruce por cero de la señal de voltaje.

B.2. Estimación de los fasores

El fasor de corriente es estimado encontrando, primeramente y de manera analítica, la respuesta del sistema eléctrico que emula al sistema eléctrico de potencia bajo estudio, como el mostrado en en la Fig. 3.3.

$$i(t) = \sqrt{2}I_{rms}[\sin(\omega t + \alpha - \Theta) - \sin(\alpha - \Theta)e^{-t/T}] \quad (\text{B.1})$$

donde:

- $\alpha =$ Ángulo de inserción de falla.
- $\Theta =$ $\text{Atan}(X/R)$.
- $X =$ Reactancia del sistema.
- $R =$ Resistencia del sistema.
- $Z =$ Impedancia de la línea de transmisión.
- $T_{dc} =$ L/R (constante de tiempo).

De (B.1) es posible conocer el ángulo de inserción de falla (α) mediante un proceso de correlación y, la relación (X/R) como la constante de tiempo (T_{dc}) son datos que se determinan acorde a las características de la línea de transmisión. La única incógnita es la magnitud de la corriente I_{rms} , la cual se obtiene como último paso en la estimación fasorial, mediante un proceso iterativo que se aproxima a la magnitud real de la señal (Fig. B.1).

La estimación del fasor de voltaje se realiza a partir del hecho que la señal de voltaje prácticamente no se ve afectada por la componente de corriente directa, ni sufre cambios de fase, y sólo se aprecia un abatimiento en la magnitud. La magnitud del fasor de voltaje se estima de manera similar como se realizó para el fasor de corriente (Fig. B.2).

Tanto en la Fig. B.1 como en la B.2, se puede apreciar la efectividad de la aproximación. Ambas señales, tanto la obtenida del sistema como la estimada, resultan ser muy similares.

La estimación del ángulo de inserción de falla (α), se realiza mediante un proceso de correlación, entre la señal de prefalla y la señal de referencia coseno. Una vez

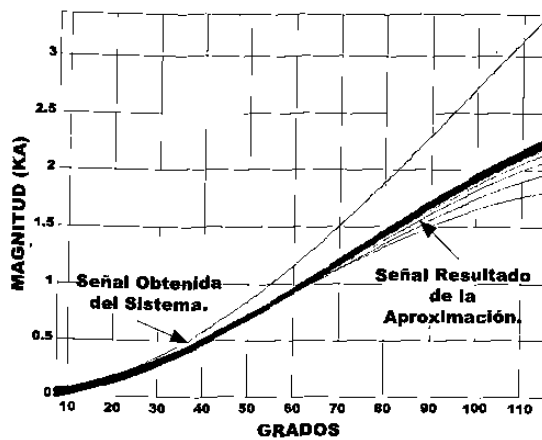


Figura B.1: Aproximación a la señal de corriente.

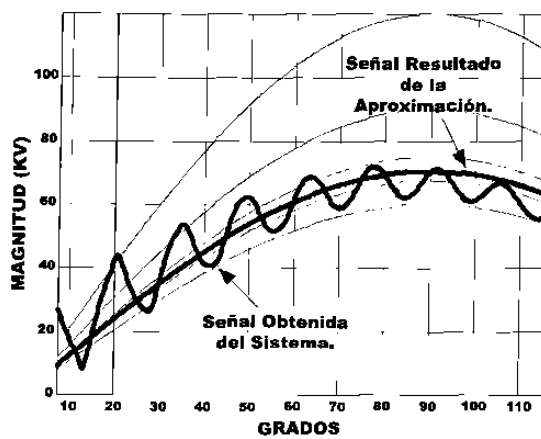


Figura B.2: Aproximación a la señal de voltaje.

estimados los fasores de voltaje y corriente, se procede a utilizar el algoritmo de componentes de fase. A modo de ejemplo, se utiliza el propuesto por T. Takagi et al [7], expresado como:

$$x = \frac{Im(V_s \cdot I_s'')}{Im(Z \cdot I_s \cdot I_s'')} \quad (B.2)$$

donde:

- x = Distancia a la que ocurrió la falla.
- V_s = Fesor de voltaje.
- I_s = Fesor de corriente.
- I_s'' = Fesor de la corriente de falla.
- Z = Impedancia de la línea de transmisión.
- Im = Parte imaginaria.

B.3. Resultados

El algoritmo propuesto se valida mediante el sistema de prueba y las características descritas en la sección 3.5, correspondiente al capítulo 3.

En la Tabla B.1 se describen los casos de falla simulados en el sistema de prueba. Las fallas se simularon con una $R_F = 1\Omega$, en los kilómetros 10, 50 y 90, para un ángulo de inserción de falla (ang) de cero grados. En la tabla se muestra la localización real de la falla (X_r), la respuesta del algoritmo de *características* (X_c), la respuesta del algoritmo de estimación fasorial propuesto (X_f) y el error encontrado (E%). El error es estimado acorde a:

$$E\% = \left| \frac{X_e - X}{L} \cdot 100 \right| \quad (B.3)$$

donde L es la longitud de la línea de transmisión.

De los resultados mostrados en la Tabla B.1, se aprecia como el algoritmo propuesto es capaz de localizar las fallas con un mejor grado de exactitud que el algoritmo de *características*, para el caso en que la falla ocurre cerca del cruce por cero de la señal de voltaje.

Tabla B.1: Respuestas del algoritmo de *características* y del algoritmo de estimación fasorial.

Ang. (gra)	X_r (km)	X_c (km)	E_c (%)	X_f (km)	E_f (%)
0	10	89.5	79.5	11.09	1.0
0	50	62.6	62.6	53.24	3.2
0	90	100	10	94.70	4.7

Apéndice C

Onda viajera en sistemas monofásicos sin pérdidas

C.1. Conceptos

Si la inductancia de la línea de transmisión es denotada por L (H/m), y la capacitancia existente entre conductores por C (F/m), entonces para la sección de línea mostrada en la Fig. C.1 que tiene una longitud Δx , la inductancia es representada mediante $L\Delta x$ H y la capacitancia entre conductores por $C\Delta x$ F .

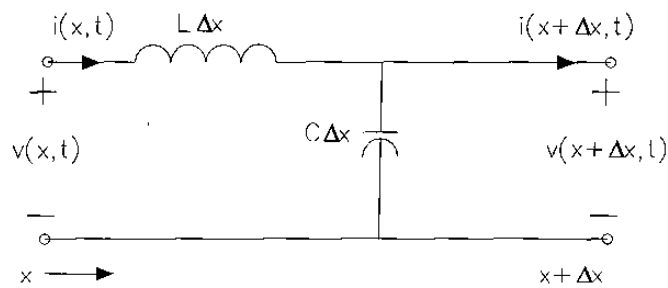


Figura C.1: Circuito monofásico de dos conductores, de longitud Δx .

C.2. Expresiones para el Voltaje y la Corriente

Estableciendo las ecuaciones acorde a la LVK y LCK para la Fig. C.1, se tiene que:

$$v(x + \Delta x, t) - v(x, t) = -L\Delta x \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} \quad (\text{C.1})$$

$$i(x + \Delta x, t) - i(x, t) = -C\Delta x \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} \quad (\text{C.2})$$

Dividiendo a (C.1) y (C.2) por Δx , y tomando el límite de $\Delta x \rightarrow 0$ se obtiene:

$$\frac{\partial v(x, t)}{\partial x} = -L \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} \quad (\text{C.3})$$

$$\frac{\partial i(x, t)}{\partial x} = -C \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} \quad (\text{C.4})$$

En (C.3) y (C.4) surgen derivadas parciales debido a que v e i están en función de la distancia y el tiempo.

Aplicando la transformada de Laplace a (C.3) y (C.4), en las cuales se asumen condiciones iniciales de cero, se obtiene:

$$\frac{dV(x, s)}{dx} = -sLI(x, s) \quad (\text{C.5})$$

$$\frac{dI(x, s)}{dx} = -sCV(x, s) \quad (\text{C.6})$$

En (C.5) y (C.6) se aprecian derivadas ordinarias en lugar de derivadas parciales, debido a que V e I han quedado únicamente en función de la variable x .

Ahora, se deriva (C.5) con respecto a x y el resultado es reducido empleando (C.6):

$$\frac{d^2V(x, s)}{dx^2} - s^2LCV(x, s) = 0 \quad (\text{C.7})$$

De manera similar se deriva (C.6) y utilizando (C.5), se encuentra la siguiente expresión:

$$\frac{d^2I(x, s)}{dx^2} - s^2LCI(x, s) = 0 \quad (\text{C.8})$$

La solución de (C.7) es:

$$V(x, s) = V^+(s)e^{-sx/v} + V^-(s)e^{+sx/v} \quad (\text{C.9})$$

donde v denota la velocidad de propagación:

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \text{ m/s} \quad (\text{C.10})$$

De manera similar:

$$I(x, s) = I^+(s)e^{-sx/v} + I^-(s)e^{+sx/v} \quad (\text{C.11})$$

Los superíndices (+) y (-), indican la propagación de la señal en sentido positivo y negativo, respectivamente.

Aplicando la transformada inversa de Laplace a (C.9) y (C.11) se obtiene:

$$v(x, t) = v^+(t - \frac{x}{v}) + v^-(t + \frac{x}{v}) \quad (\text{C.12})$$

$$i(x, t) = i^+(t - \frac{x}{v}) + i^-(t + \frac{x}{v}) \quad (\text{C.13})$$

La expresión de corriente en (C.13) puede ser expresada en función de v ; sustituyendo a (C.10), (C.12) y (C.13) en (C.6) se tiene que:

$$\frac{s}{v}[-I^+(s)e^{-sx/v} + I^-(s)e^{+sx/v}] = -sC[V^+(s)e^{-sx/v} + V^-(s)e^{+sx/v}] \quad (\text{C.14})$$

Igualando los coeficientes de $e^{-sx/v}$ a ambos lados de (C.14):

$$I^+(s) = (vC)V^+(s) = \frac{V^+(s)}{\sqrt{\frac{L}{C}}} = \frac{V^+(s)}{Z_c} \quad (\text{C.15})$$

donde la constante Z_c es la impedancia característica definida por:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (\text{C.16})$$

De igual manera, igualando los coeficientes de $e^{+sx/v}$ a ambos lados de (C.14):

$$I^-(s) = \frac{-V^-(s)}{Z_c} \quad (\text{C.17})$$

Sustituyendo (C.15) y (C.17) en (C.11), se encuentra la nueva representación:

$$I(x, s) = \frac{1}{Z_c}[V^+(s)e^{-sx/v} - V^-(s)e^{+sx/v}] \quad (\text{C.18})$$

$$i(x, t) = \frac{1}{Z_c}[v^+(t - \frac{x}{v}) - v^-(t + \frac{x}{v})] \quad (\text{C.19})$$

Apéndice D

Condiciones frontera para las señales de onda viajera

D.1. Conceptos

El circuito de la Fig. D.1 está conformado por la impedancia equivalente de la carga $Z_R(s)$, por la impedancia equivalente de la fuente $Z_G(s)$ y por el voltaje equivalente de la terminal de envío $E_G(s)$. Las variables $V(x,s)$ e $I(x,s)$, corresponden a la representación de las señales de voltaje y corriente mediante la transformada de Laplace y en función de la distancia x . La línea tiene una longitud l , con una impedancia característica $Z_c = \sqrt{L/C}$, y la velocidad de propagación de la señal es proporcional a $v = 1/\sqrt{LC}$. Se asume que la línea se encuentra inicialmente desenergizada.

D.2. Condiciones frontera para el extremo de recepción.

La condición frontera que se debe de cumplir para la terminal de carga del sistema de la Fig. D.1 es:

$$v(l, s) = Z_R(s)I(l, s) \tag{D.1}$$

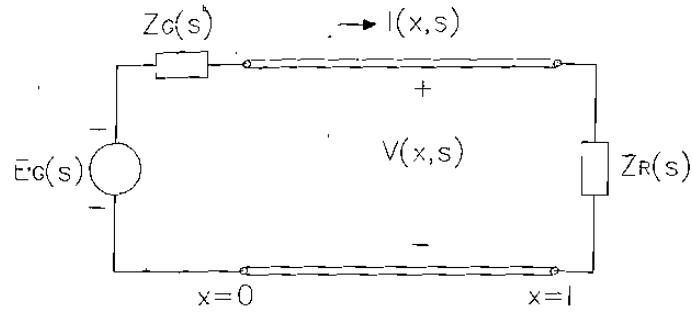


Figura D.1: Circuito monofásico de dos conductores.

lo cual puede ser extendido empleando las definiciones (D.2) y (D.3), que fueron desarrolladas previamente:

$$V(x, s) = V^+(s)e^{-sx/v} + V^-(s)e^{+sx/v} \quad (\text{D.2})$$

$$I(x, s) = \frac{1}{Z_c} [V^+(s)e^{-sx/v} - V^-(s)e^{+sx/v}] \quad (\text{D.3})$$

$$V^+(s)e^{-sl/v} + V^-(s)e^{+sl/v} = \frac{Z_R(s)}{Z_c} [V^+(s)e^{-sl/v} - V^-(s)e^{+sl/v}] \quad (\text{D.4})$$

Resolviendo (D.4) para $V^-(s)$:

$$V^-(s) = \Gamma_R(s)V^+(s)e^{-2s\tau} \quad (\text{D.5})$$

donde:

$$\Gamma_R(s) = \frac{\frac{Z_R(s)}{Z_c} - 1}{\frac{Z_R(s)}{Z_c} + 1} \quad (\text{D.6})$$

$$\tau = \frac{l}{v} \quad (\text{D.7})$$

donde $\Gamma_R(s)$ es el *coeficiente de reflexión* encontrado para la *terminal de recepción*, y τ es la *constante de transición*, que denota el tiempo que le tomará a la señal de onda viajera recorrer la línea de transmisión.

Por lo tanto, (D.2) y (D.3) pueden ser expresadas por:

$$V(x, s) = V^+(s)[e^{-sx/v} + \Gamma_R(s)e^{+s[(x/v)-2\tau]}] \quad (\text{D.8})$$

$$I(x, s) = \frac{V^+(s)}{Z_c} [e^{-sx/v} - \Gamma_R(s)e^{+s[(x/v)-2\tau]}] \quad (\text{D.9})$$

D.3. Condiciones frontera para el extremo de envío

La condición frontera que se debe de cumplir para la terminal de envío para el sistema de la Fig. D.1 es:

$$v(0, s) = E_G(s) - Z_G(s)I(0, s) \quad (D.10)$$

Lo cual puede ser extendido, empleando las definiciones (D.8) y (D.9):

$$V^+(s)[1 + \Gamma_R(s)e^{-2s\tau}] = E_G(s) - \left[\frac{Z_G(s)}{Z_c}\right]V^+(s)[1 - \Gamma_R(s)e^{-2s\tau}] \quad (D.11)$$

Despejando para $V^+(s)$:

$$V^+(s)\left\{1 + \Gamma_R(s)e^{-2s\tau} + \frac{Z_G(s)}{Z_c} - \left[\frac{Z_G(s)}{Z_c}\right]\Gamma_R(s)e^{-2s\tau}\right\} = E_G(s)$$

$$V^+(s)\left\{\left[\frac{Z_G(s)}{Z_c} + 1\right] - \Gamma_R(s)e^{-2s\tau}\left[\frac{Z_G(s)}{Z_c} - 1\right]\right\} = E_G(s)$$

$$V^+(s)\left[\frac{Z_G(s)}{Z_c} + 1\right]\{1 - \Gamma_R(s)\Gamma_S(s)e^{-2s\tau}\} = E_G(s)$$

$$V^+(s) = E_G(s)\left[\frac{Z_c}{Z_G(s) + Z_c}\right]\left[\frac{1}{1 - \Gamma_R(s)\Gamma_S(s)e^{-2s\tau}}\right] \quad (D.12)$$

donde:

$$\Gamma_S(s) = \frac{\frac{Z_G(s)}{Z_c} - 1}{\frac{Z_G(s)}{Z_c} + 1} \quad (D.13)$$

donde $\Gamma_S(s)$ es el *coeficiente de reflexión* estimado para la *terminal de envío*.

Por último, sustituyendo (D.12) en (D.8) y (D.9):

$$V(x, s) = E_G(s)\left[\frac{Z_c}{Z_G(s) + Z_c}\right]\left[\frac{e^{-sx/v} + \Gamma_R(s)e^{+s[(x/v)-2\tau]}}{1 - \Gamma_R(s)\Gamma_S(s)e^{-2s\tau}}\right] \quad (D.14)$$

$$I(x, s) = \left[\frac{E_G(s)}{Z_G(s) + Z_c}\right]\left[\frac{e^{-sx/v} - \Gamma_R(s)e^{+s[(x/v)-2\tau]}}{1 - \Gamma_R(s)\Gamma_S(s)e^{-2s\tau}}\right] \quad (D.15)$$

Apéndice E

Detector de falla

El algoritmo de detección de fallas tiene dos objetivos: a) Determinar el momento en que ocurre una falla en el sistema eléctrico de potencia. b) Determinar el tipo de falla. De los diez tipos de falla que pueden ocurrir la más común es la de una fase a tierra.

El algoritmo de detección de falla empleado en el presente trabajo utiliza la representación modal de las señales de fase. En el capítulo 2 el algoritmo de detección utilizó las componentes simétricas, mientras que en el capítulo 4 se utilizaron las componentes de Clarke; sin embargo, la lógica de trabajo del algoritmo es el mismo y utilizar una u otra representación de las señales obedece al algoritmo principal, que en nuestro caso corresponde al algoritmo de localización de fallas.

En la descripción del algoritmo de detección de fallas se utiliza el trabajo realizado previamente en el capítulo 4, donde las componentes modales son el producto de utilizar la matriz de transformación de Clarke. En la descripción gráfica, el sistema de prueba es el descrito en el mismo capítulo 4, en el cual se simulan las fallas en el kilómetro 50 y se considera una resistencia de falla de 10Ω .

Los resultados del detector se describen en las Figs. E.1 a E.12, a partir de las cuales se hacen las siguientes observaciones:

1. Ante la ocurrencia de una falla en el sistema eléctrico de potencia las magnitudes de voltaje disminuyen mientras las de corriente se incrementan (Figs.

- E.1, E.4, E.7 y E.10); por lo cual suele utilizarse la señal de corriente como el criterio para determinar la existencia de una falla y la señal de voltaje como una restricción para evitar malas indicaciones ante la presencia repentina de altas demandas de energía.
2. La componente modal 0 equivale a la suma de las señales de las tres fases. En condiciones de estado estable, donde las cargas presentes se encuentran balanceadas, la magnitud de este modo es prácticamente cero (Figs. E.3, E.6, E.9 y E.12).
 3. Cuando existe una falla que involucra una fase y tierra el modo 0 es un excelente indicador de la presencia de falla (Fig. E.3).
 4. Cuando la falla involucra dos fases las señales de voltaje tienden a ser iguales y la resultante se contrapone con la fase no fallada. En el caso de las señales de corriente, las magnitudes de las corrientes tienden a ser iguales pero de sentido opuesto (Fig. E.4). Por lo anterior el modo 0 ya no es adecuado para detectar fallas que involucran dos fases, pero si lo es el primer modo aéreo (Fig. E.6).
 5. Cuando la falla involucra a dos fases y tierra el efecto es similar a tener la ocurrencia de dos fallas monofásicas de manera simultánea, por lo que utilizar la información del modo 0 es adecuado (Fig. E.9).
 6. La presencia de una falla trifásica en un sistema eléctrico es el evento menos deseado, por las condiciones tan severas que imponen las altas corrientes que se generan hacia los equipos involucrados. Este tipo de fallas se detectan precisamente por su alta demanda de corriente, y se puede utilizar el primer o segundo modo aéreo para tal fin. El modo 0 no se utiliza al tratarse de una falla simétrica (Fig. E.12).

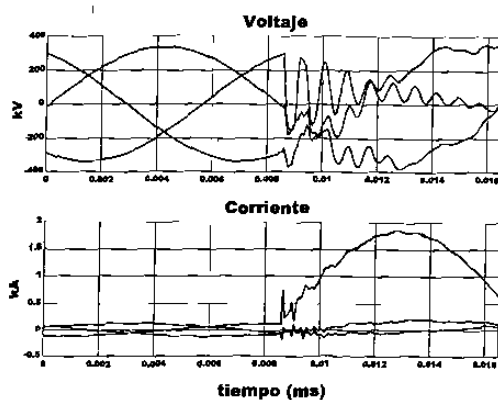


Figura E.1: Señales obtenidas por el localizador ante una falla monofásica.

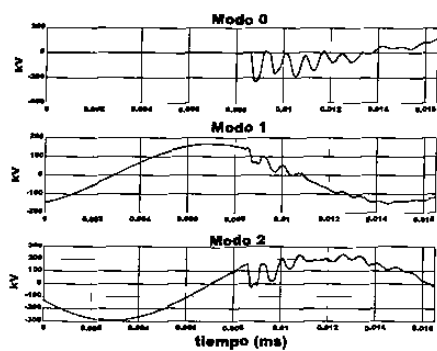


Figura E.2: Componentes modales de las señales de voltaje ante una falla monofásica.

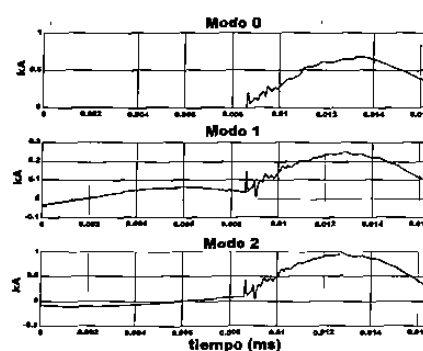


Figura E.3: Componentes modales de las señales de corriente ante una falla monofásica.

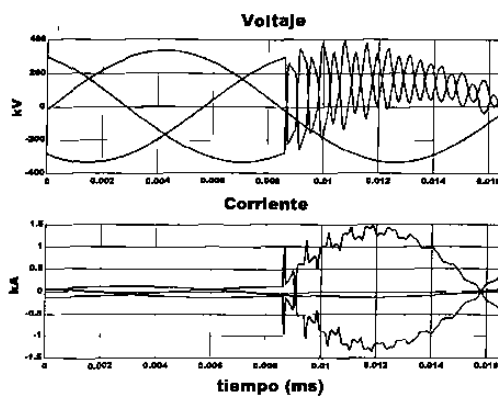


Figura E.4: Señales obtenidas por el localizador ante una falla bifásica.

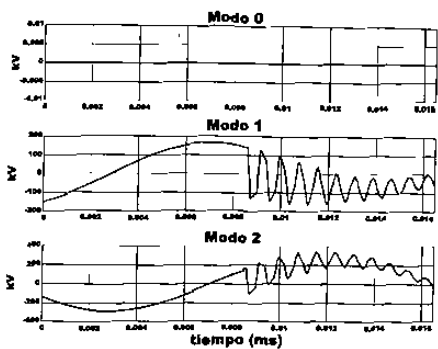


Figura E.5: Componentes modales de las señales de voltaje ante una falla bifásica.

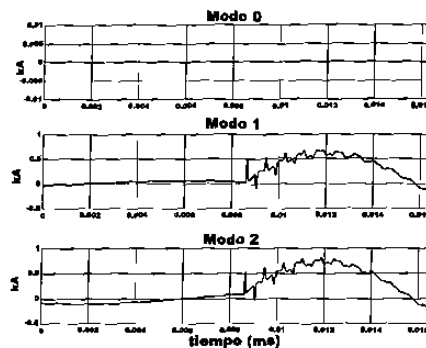


Figura E.6: Componentes modales de las señales de corriente ante una falla bifásica.

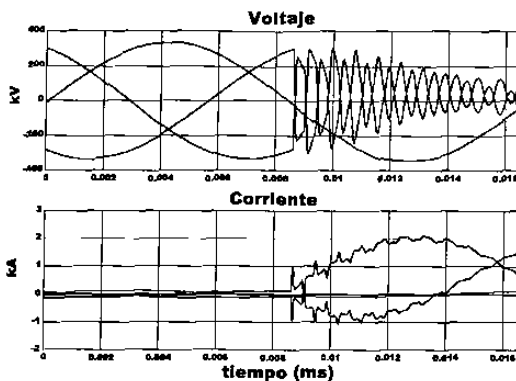


Figura E.7: Señales obtenidas por el localizador ante una falla bifásica a tierra.

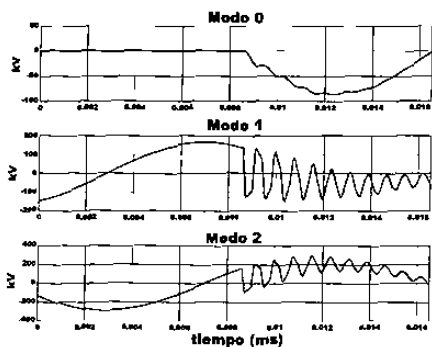


Figura E.8: Componentes modales de las señales de voltaje ante una falla bifásica a tierra.

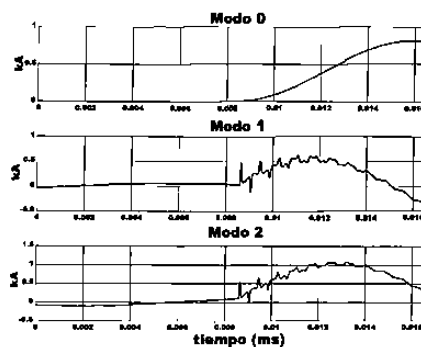


Figura E.9: Componentes modales de las señales de corriente ante una falla bifásica a tierra.

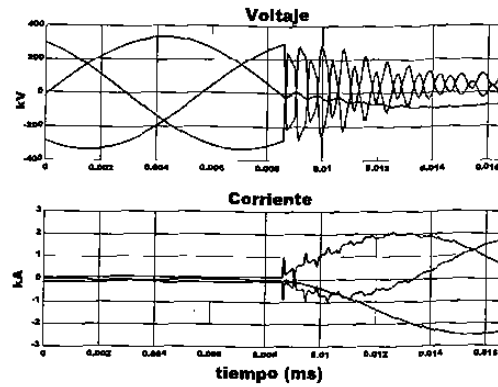


Figura E.10: Señales obtenidas por el localizador ante una falla trifásica.

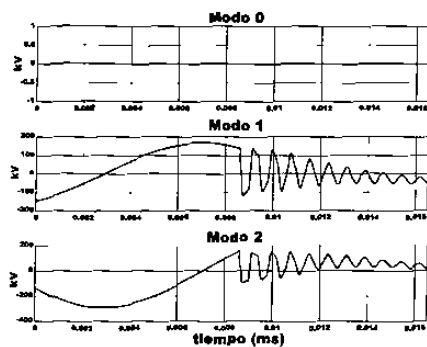


Figura E.11: Componentes modales de las señales de voltaje ante una falla trifásica.

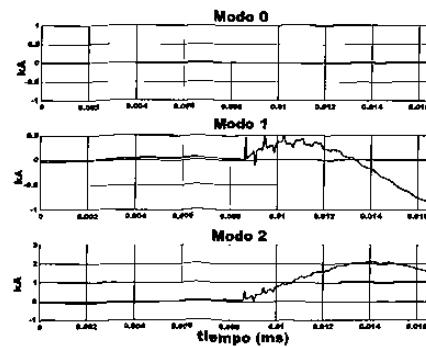


Figura E.12: Componentes modales de las señales de corriente ante una falla trifásica.

