

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**



TESIS

**ALGORITMO DE DETECCIÓN DE FASE PARA DISPARO
MONOPOLAR EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN BASADO
EN ANÁLISIS MODAL**

P R E S E N T A

SIMÓN GUADALUPE TORRES PAZ

**PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRÍA EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

AGOSTO, 2016

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



TESIS

**ALGORITMO DE DETECCIÓN DE FASE PARA DISPARO
MONOPOLAR EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN BASADO
EN ANÁLISIS MODAL**

P R E S E N T A

SIMÓN GUADALUPE TORRES PAZ

**PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRÍA EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, NUEVO LEÓN,

AGOSTO, 2016

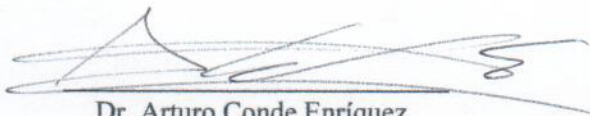
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis “**ALGORITMO DE DETECCIÓN DE FASE PARA DISPARO MONOPOLAR EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN BASADO EN ANÁLISIS MODAL**” realizada por el alumno Simón Guadalupe Torres Paz, con número de matrícula 1429150, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestría en ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

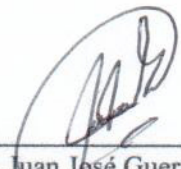
El Comité de Tesis



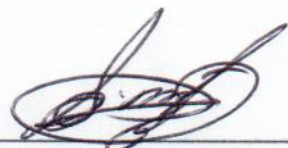
Dr. Ernesto Vázquez Martínez
Asesor



Dr. Arturo Conde Enríquez
Revisor



M. C. Juan José Guerrero Garza
Revisor



Dr. Simón Martínez Martínez
Vo. Bo.
Subdirector de Estudios de Posgrado

AGRADECIMIENTOS

Cuando te enfrentas a un problema, no siempre la solución es inmediata, obvia, sencilla o que puedes encontrar en internet. Mucho es trabajar constantemente, es adquirir la disciplina de trabajar.

Al Dr. Ernesto Vázquez Martínez por su gran apoyo, comprensión y asesoría para la culminación de este trabajo, muchas gracias.

Al Dr. Arturo Conde Enríquez y al M. C. Juan José Guerrero Garza por sus comentarios y recomendaciones.

Al Dr. Manuel Antonio Andrade Soto por su interés y apoyo en este trabajo.

A los profesores del Posgrado en Ingeniería Eléctrica que contribuyeron en mi formación como estudiante.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo brindado durante la maestría.

RESUMEN

Publicación No. __

Simón Guadalupe Torres Paz, M.C. en Ingeniería Eléctrica

Universidad Autónoma de Nuevo León. 2016

Profesor Asesor: Dr. Ernesto Vázquez Martínez

Las fallas de línea a tierra son el tipo de fallas que ocurren con mayor frecuencia y en general son las fallas de menor impacto para el sistema de potencia. Dejar fuera de servicio una línea de transmisión para liberar este tipo de fallas (disparo tripolar) reduce drásticamente la capacidad de transferencia de potencia y puede ocasionar problemas en la estabilidad del sistema.

Los disparos monopulares son utilizados para mejorar la capacidad de transferencia de potencia durante y después de una falla de línea a tierra, debido a que este tipo de fallas puede ser despejado exitosamente con la apertura de sólo la fase fallada, permitiendo que la línea continúe transmitiendo potencia a través de las fases sanas durante el periodo de apertura monopolar. Esta transferencia de potencia reduce la posibilidad de pérdida de sincronismo.

En esta tesis se propone un nuevo algoritmo de detección de fase para disparo monopolar en líneas de transmisión basado en la aplicación del análisis modal. El algoritmo determina los valores propios y vectores propios derechos e izquierdos para la formación de la matriz de factores de participación, la cual permite identificar la fase fallada para fallas de línea a tierra. Para validar el desempeño del algoritmo se implementó un sistema de prueba considerando el efecto de acoplamiento mutuo entre líneas de transmisión, desbalances, asimetrías y diferentes valores de resistencia de falla.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	IV
RESUMEN.....	V
ÍNDICE GENERAL.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1 MOTIVACIÓN.....	1
1.2 ANTECEDENTES	3
1.3 OBJETIVOS	4
1.4 ALCANCES	4
1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	5
CAPÍTULO 2: DISPAROS MONOPOLARES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	7
2.1 INTRODUCCIÓN	7
2.2 DISPAROS MONOPOLARES.....	9
2.3 DISPAROS MONOPOLARES Y LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS DE POTENCIA.....	10
2.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	19
CAPÍTULO 3: ALGORITMOS DE SELECCIÓN DE FASES FALLADAS.....	20
3.1 INTRODUCCIÓN	20
3.2 ALGORITMOS DE SELECCIÓN DE FASE BASADOS EN COMPONENTES SIMÉTRICAS	21
3.2.1 ALGORITMO DE SELECCIÓN DE FASE BASADO EN LOS ÁNGULOS α Y β.....	21
3.2.2 ALGORITMO DE SELECCIÓN DE FASE BASADO EN EL ÁNGULO β	25
3.3 ALGORITMOS DE SELECCIÓN DE FASE BASADOS EN REDES NEURONALES Y RUIDO DE ALTA FRECUENCIA	30
3.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	35
CAPÍTULO 4: ALGORITMO DE DETECCIÓN DE FASE BASADO EN ANÁLISIS MODAL	36
4.1 INTRODUCCIÓN	36

4.2 ANÁLISIS MODAL	37
4.3 ALGORITMO PROPUESTO	40
4.4 SEÑALES DE ENTRADA.....	42
4.5 SEÑALES INCREMENTALES	44
4.6 MATRIZ DE VARIANZAS-COVARIANZAS.....	46
4.7 LÓGICA DE SELECCIÓN DE FASE	47
4.8 IDENTIFICACIÓN DE UNA FALLA MONOFÁSICA.....	49
4.9 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	52
CAPÍTULO 5: RESULTADOS.....	54
5.1 INTRODUCCIÓN	54
5.2 SISTEMA DE PRUEBA	54
5.3 CASOS DE EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL ALGORITMO	56
5.3.1 FALLA DE LÍNEA A TIERRA.....	58
5.3.2 FALLA SIMULTÁNEA DE LÍNEA A TIERRA.....	58
5.3.3 FALLA BIFÁSICA A TIERRA.....	61
5.3.4 FALLA TRIFÁSICA	61
5.3.5 FALLA DE FASE C DE LA LÍNEA 1 CONTRA LA FASE A DE LA LÍNEA 2.....	61
5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	65
5.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	65
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	67
6.1 INTRODUCCIÓN	67
6.2 CONCLUSIONES	67
6.3 APORTACIONES.....	69
6.4 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	70
REFERENCIAS	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 2.1. Frecuencia de ocurrencia de fallas eléctricas.	8
Fig. 2.2. Sistema de potencia simplificado.	12
Fig. 2.3. Configuración de los conductores de las líneas de trasmisión.	12
Fig. 2.4. Transferencia de potencia durante la apertura de polos.	14
Fig. 2.5. Operación del esquema de protección para fallas de línea a tierra.....	15
Fig. 2.6. Los disparos tripolares interrumpen completamente el flujo de potencia en la línea fallada.....	17
Fig. 2.7. Los disparos monopoles permiten que la línea fallada sea capaz de seguir transmitiendo potencia al disparar solo el polo correspondiente a la fase fallada. ...	18
Fig. 2.8. Impacto de una apertura monopolar y una tripolar en la capacidad de transferencia de potencia en una línea de transmisión fallada.....	18
Fig. 3.1. Relaciones angulares: secuencia negativa entre la secuencia positiva (a) y secuencia negativa entre la secuencia cero (b).	22
Fig. 3.2. Estructura general del funcionamiento del algoritmo basado en componentes simétricas para la selección de fase.	24
Fig. 3.3. Límites de los sectores de comparación para los ángulos α (a) y β (b).....	25
Fig. 3.4. Relación entre I_{A2} y I_{A0} (ángulo β) para fallas AG y BCG con $R_F = 0$	26
Fig. 3.5. Ángulo β para los diferentes tipos de fallas de línea a tierra.	26
Fig. 3.6. Representación polar de los sectores principales (a) y secundarios (b) para la selección de fase.	29
Fig. 3.7. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto para la selección de fase.....	31
Fig. 3.8. Energía espectral calculada para las fases A, B y C cuando ocurre una falla de línea a tierra AG: a) ángulo de inserción de falla igual a 90 grados; b) ángulo de inserción de falla igual a 0 grados.	32
Fig. 3.9. Energía espectral calculada para las fases A, B y C cuando ocurre una falla de línea a tierra AG utilizando una función de pertenencia: a) ángulo de inserción de falla igual a 90 grados; b) ángulo de inserción de falla igual a 0 grados.....	32
Fig. 3.10. Topología de la red neuronal propuesta en [14].	33

Fig. 4.1. Diagrama de bloques del algoritmo de detección de fase para disparo monopolar basado en el análisis modal.	41
Fig. 4.2. Efecto de la componente CD en la corriente de falla y la densidad de flujo: a) Con componentes de CD; b) Sin componente de CD.	43
Fig. 4.3. Representación del Filtro Delta para una forma de onda variante en el tiempo.	44
Fig. 4.4. Respuesta del Filtro Delta para una falla de línea tierra (A-G): a) Corriente instantánea; b) Corriente incremental.	44
Fig. 4.5. Respuesta del Filtro Delta para una falla de línea tierra (AG) con la presencia de la componente CD: a) Corriente instantánea; b) Corriente incremental.	45
Fig. 4.6. Ventana deslizante para la formación de la matriz de cantidades incrementales.	46
Fig. 4.7. Diagrama de bloques para la identificación de la fase fallada.	48
Fig. 4.8. Modelo del sistema eléctrico de potencia implementado en PSCAD.	49
Fig. 4.9. Corrientes incrementales para una falla de línea a tierra (AG).	50
Fig. 4.10. Valores propios calculados para una falla de línea a tierra (AG).	50
Fig. 4.11. Comportamiento de los factores de participación para una falla de línea a tierra (AG).	51
Fig. 4.12. Señal de disparo monopolar para una falla de línea a tierra de la fase A.	52
Fig. 5.1. Sistema de prueba.	55
Fig. 5.2. Configuración de conductores de las líneas de transmisión.	56
Fig. 5.3. Falla de línea a tierra en línea de transmisión 1.	59
Fig. 5.4. Falla simultánea de línea a tierra.	60
Fig. 5.5. Falla bifásica a tierra en línea de transmisión 1.	62
Fig. 5.6. Falla trifásica en la línea de transmisión 1 (línea protegida).	63
Fig. 5.7. Falla bifásica entre líneas 1 y 2.	64

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Parámetros del sistema de potencia.....	12
Tabla 2.2. Reactancia de transferencia equivalente X_T durante distintos tipos de fallas.	13
Tabla 2.3. Reactancia de transferencia X_T durante la operación de polos abiertos.	13
Tabla 2.4. Tiempo de desionización del arco eléctrico.	16
Tabla 3.1. Voltajes y corrientes utilizados en (3.3).....	28
Tabla 3.2. Selección del tipo de falla basado en la relación angular β	29
Tabla 3.3. Respuesta del algoritmo para diferentes tipos de fallas.	34
Tabla 4.1. Factores de participación asociados con λ_3	52
Tabla 5.1. Parámetros del sistema de prueba.	55
Tabla 5.2. Parámetros del TC.....	56
Tabla 5.3. Casos simulados para la evaluación del desempeño del algoritmo.....	57
Tabla 5.4. Distintos escenarios de falla a tierra simulados.	65

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

Todo elemento de un sistema de potencia está expuesto a fallas eléctricas. Debido a su inherente característica de estar expuestas a las condiciones atmosféricas y que en general son de gran longitud, las líneas de transmisión aéreas son los elementos del sistema de potencia con el índice más alto de fallas.

Una falla en la red de transmisión tiene un impacto significativo en la capacidad de transferencia de potencia del sistema eléctrico. Dejar fuera de servicio una línea de transmisión para liberar una falla eléctrica reduce drásticamente la capacidad de transferencia de potencia y puede ocasionar problemas en la estabilidad del sistema [1].

La mayoría de las fallas en líneas aéreas son fallas de línea a tierra y de naturaleza transitoria, este tipo de fallas son originadas por el contacto de la rama de un árbol, o por descargas atmosféricas, que dan como resultado el flameo de aisladores [2]. Este tipo de fallas puede ser despejado exitosamente con la apertura de sólo la fase fallada (disparo monopolar), permitiendo así que las fases sanas restantes continúen en servicio.

Una identificación precisa del tipo de falla (selección de fase) es imperativa para una operación correcta de las protecciones eléctricas, particularmente en redes de extra alto

voltaje. Los esquemas de protección de distancia pueden fallar en proporcionar una identificación precisa de la fase fallada por alguna de las siguientes razones: 1) Cuando ocurre una falla, aquellos elementos que responden de manera más rápida pueden no identificar correctamente el tipo de falla. Esto se puede resolver introduciendo un retardo de tiempo en el disparo, lo cual es indeseable. 2) Los elementos de distancia de fase pueden operar para fallas de línea a tierra cercanas al relevador [3].

Un relevador de protección que ofrece la función de apertura monopolar es aquel que después de detectar una falla y establecer que se debe realizar una apertura, abrirá sólo el polo de la fase fallada para fallas de línea a tierra. Si la falla involucra más de una fase, se realizará la apertura tripolar.

Los esquemas de apertura monopolar son usualmente considerados para incrementar la confiabilidad de una red de transmisión con configuración mallada. El uso de disparos tripolares para liberar una falla de línea a tierra puede causar una pérdida de sincronismo bajo ciertas condiciones de operación. Una apertura tripolar es necesaria para fallas que involucren más de una fase. Sin embargo, una falla de línea a tierra puede ser despejada exitosamente con la apertura de sólo la fase fallada, permitiendo así que la línea continúe transmitiendo potencia a través de las fases sanas durante el tiempo de apertura del polo. Esta transferencia de potencia reduce la posibilidad de pérdida de sincronismo.

Con base en lo mencionado anteriormente, la motivación principal de este tema de tesis consiste en desarrollar un algoritmo de detección de fase para disparo monopolar basado en el análisis modal que permita identificar de manera rápida y precisa la fase fallada independientemente de las características de la línea de transmisión, comportamiento del sistema de potencia y del tipo de falla.

1.2 ANTECEDENTES

Los disparos monopoles son utilizados para mejorar la estabilidad, la capacidad de transferencia de potencia, la confiabilidad y la disponibilidad de la red de transmisión durante y después de fallas monofásicas. Considerando el hecho que las fallas de línea a tierra (AG, BG, CG) ocurren con mayor frecuencia que los otros tipos de fallas (AB, BC, CA, ABG, BCG, CAG, ABC), se han desarrollado algoritmos de selección de fase que permiten identificar correctamente la fase fallada, con el propósito de realizar un disparo monopolar en lugar de un disparo tripolar que tiene como consecuencia la pérdida completa de la línea de transmisión [4].

En 1997, Z. Q. Bo y R. K. Aggarwal [5], propusieron una técnica para la selección de fase utilizando el ruido de alta frecuencia generado por una falla y redes neuronales. El ruido de alta frecuencia es capturado por medio de un sintonizador conectado a la línea de transmisión a través de un capacitor de acoplamiento capacitivo, para posteriormente utilizar la red neuronal que permite identificar y determinar en base a una salida programada el tipo de falla.

En 2002, Su Qianli, Dong Xinzhou y Z. Q. Bo [6], propusieron un algoritmo basado en la aplicación de la transformada Wavelet para la detección y selección de fase fallada utilizando el primer frente de onda de corriente, la detección de la falla se lleva a cabo en base a la forma en que se dispersa la energía en el espectro de frecuencias.

Otra propuesta basada en la transformada Wavelet, es la de Jianyi Chen y R. K. Aggarwal [7], quienes en el 2010 propusieron un algoritmo basado en el uso de la transformada wavelet para procesar la información proveniente de las corrientes secundarias instantáneas, además utiliza una red neuronal para el proceso de identificación y determinar en base a una salida programada el tipo de falla.

Actualmente los algoritmo de selección de fase fallada utilizados por relevadores comerciales están basados en componentes simétricas [8, 9, 10]. Fundamentalmente estos algoritmos se basan en los siguientes aspectos:

- a) Ángulo de la relación de corrientes de secuencia negativa y secuencia positiva.
- b) Ángulo de la relación de corrientes de secuencia negativa y secuencia cero.

Los algoritmos de selección de fase basados en componentes simétricas son afectados principalmente por el acoplamiento mutuo entre líneas paralelas, por lo que desarrollar un algoritmo que sea inmune a los efectos de acoplamiento mutuo ayudaría a solucionar esta problemática.

1.3 OBJETIVOS

El objetivo principal de esta tesis es desarrollar un nuevo algoritmo de detección de fase, con la intención de realizar una apertura monopolar cuando ocurre una falla de línea a tierra en una línea de transmisión. El algoritmo de detección de fase para disparo monopolar en líneas de transmisión basado en análisis modal deberá seleccionar de manera rápida y precisa la fase fallada independientemente de las características de la línea de transmisión, comportamiento del sistema y del tipo de falla monofásica.

1.4 ALCANCES

El alcance que se pretende conseguir en este trabajo de tesis es desarrollar un nuevo algoritmo de detección de fase para disparo monopolar en líneas de transmisión basado en el análisis modal que permita identificar la fase fallada en diferentes escenarios como es el caso de fallas de línea a tierra, fallas simultaneas con acoplamiento mutuo entre líneas y fallas de fase a fase entre dos líneas de transmisión.

En el caso de ocurrir una falla que no sea de línea a tierra, el algoritmo deberá realizar una apertura tripolar, como en el caso de fallas bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas.

Además de identificar correctamente la fase fallada el algoritmo deberá tener un tiempo de operación igual o menor que los algoritmos de selección de fase utilizados por relevadores comerciales para que sea viable su implementación.

1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La presente tesis está estructurada en 6 capítulos como se describe a continuación.

En el capítulo 1 se presenta la motivación que ha impulsado al desarrollo de este trabajo de tesis. También se da un breve resumen de las propuestas más relevantes que han sugerido algunos autores sobre el tema, y por último se describe el objetivo y alcances de este trabajo de investigación.

En el capítulo 2 se presentan las consideraciones generales de los esquemas de disparos monopoles y el impacto de este tipo de esquemas en la estabilidad del sistema de potencia.

En el capítulo 3 se describen distintos algoritmos de detección de fase para disparo monopolar; se hace especial énfasis en los algoritmos basados en componentes simétricas que actualmente se utilizan en relevadores comerciales.

En el capítulo 4 se presenta el algoritmo propuesto para la detección de fase para disparo monopolar basado en el análisis modal (el cual a través de la obtención de los valores propios y factores de participación asociados a una matriz de varianzas-covarianzas permite identificar la fase fallada); se describen las etapas del algoritmo y se explica la importancia del valor propio dominante para la identificación de una condición de falla.

En el capítulo 5 se muestran y analizan los resultados obtenidos a partir de la evaluación del desempeño del algoritmo propuesto bajo diferentes condiciones que se

pueden presentar en un sistema de potencia como lo son: el tipo de falla, comportamiento del sistema de potencia y las características de la línea de transmisión.

En el capítulo 6 se mencionan las conclusiones y aportaciones obtenidas a partir de este trabajo de investigación, así como también las recomendaciones para trabajos futuros en esta área del conocimiento.

CAPÍTULO 2

DISPAROS MONOPOLARES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años las compañías eléctricas han experimentado un constante incremento en la demanda de energía eléctrica, y ésta debe ser suministrada de manera continua y segura. El incremento constante en la demanda ha provocado que los sistemas eléctricos de potencia se encuentren trabajando cerca de sus límites de estabilidad debido a que las redes de transmisión no pueden operar al máximo de su capacidad, ya que el sistema de potencia en conjunto debe ser capaz de tolerar disturbios eléctricos como fallas, salidas de líneas, etc. Una falla en la red de transmisión tiene un impacto significativo en la capacidad de transferencia de potencia del sistema eléctrico. Dejar fuera de servicio una línea de transmisión para liberar una falla eléctrica reduce drásticamente la capacidad de transferencia de potencia y puede ocasionar problemas con la estabilidad del sistema [1]. Además, la mayoría de las fallas en los sistemas eléctricos de potencia ocurren en las redes de transmisión, sobre todo en líneas aéreas. El índice más alto de fallas es en líneas aéreas debido a su inherente característica de estar expuestas a las condiciones atmosféricas, siendo en su mayoría fallas monofásicas de línea a tierra y de naturaleza transitoria [2]. En la Fig. 2.1 puede observarse la frecuencia con la que ocurren cada uno de los diferentes tipos de fallas [11]:

Frecuencia de Fallas Eléctricas

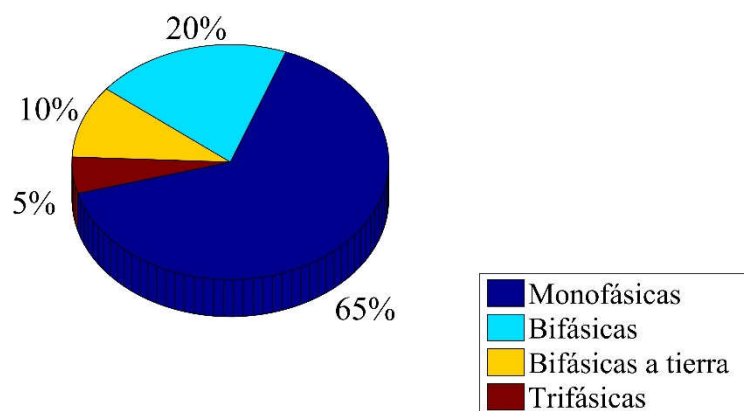


Fig. 2.1. Frecuencia de ocurrencia de fallas eléctricas.

Por esta razón una falla de línea a tierra puede ser despejada exitosamente con la apertura de solo la fase fallada (disparo monopolar), permitiendo así, que las fases sanas restantes continúen en servicio. Los disparos monopolares son utilizados para mejorar la estabilidad, la capacidad de transferencia de potencia, la confiabilidad y la disponibilidad de la red de transmisión durante y después de fallas monofásicas. Considerando el hecho que las fallas de línea a tierra (AG, BG, CG) ocurren con mayor frecuencia que los otros tipos de fallas (AB, BC, CA, ABG, BCG, CAG, y ABC), el objetivo es diseñar un esquema de protección que permita identificar correctamente que ha ocurrido una falla monofásica (*SLGF*, por sus siglas en inglés), con el propósito de realizar un disparo monopolar en lugar de un disparo tripolar que tiene como consecuencia la pérdida completa de la línea de transmisión [4].

En el presente capítulo se presentan algunos aspectos de la operación del esquema de protección de línea para fallas de línea a tierra, los beneficios de la aplicación de disparos monopolares en líneas de transmisión y el impacto que tienen en la capacidad de transferencia de potencia con respecto de los disparos tripolares.

2.2 DISPAROS MONOPOLARES

Un relevador de protección que ofrece la función de apertura y recierre monopolar es aquel que después de detectar una falla y establecer que se debe realizar una apertura, abrirá solo el polo de la fase fallada para fallas de línea a tierra. Si la falla involucra más de una fase se realizará la apertura tripolar. Para esto, es necesario que el interruptor cuente con circuitos de disparo separados. El disparo monopolar se complementa con un recierre automático, a fin de recuperar la fase una vez que la falla haya desaparecido. En general, los esquemas de disparos monopulares operan de acuerdo a los siguientes puntos [12]:

- Cuando ocurre una falla de línea a tierra en una línea de transmisión energizada, se realiza la apertura de la fase fallada y después de un tiempo adecuado se ejecuta un recierre automático. Si la falla es liberada, el esquema de protección se restablece. Si la falla aún está presente cuando se realiza el recierre, el interruptor opera de manera tripolar sin tener en cuenta un nuevo recierre.
- Cuando se presenta una falla que no sea de línea a tierra en la línea de transmisión se efectúa una apertura tripolar.
- Si durante la energización de una línea de transmisión se presenta una falla de cualquier tipo, se realiza una apertura tripolar sin la consideración de un recierre automático.

Los esquemas de disparos monopulares son usualmente considerados por alguna de las siguientes razones:

- 1) Para incrementar la disponibilidad de una estación generadora aislada que es conectada a un centro de carga a través de una o dos líneas de transmisión.
- 2) Incrementar la confiabilidad de un sistema de transmisión con configuración mallada.

2.3 DISPAROS MONOPOLARES Y LA ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS DE POTENCIA

Los sistemas de potencia modernos han reducido sus niveles de redundancia y operan cerca de sus límites de seguridad. En muchos sistemas de potencia, un disparo y recierre tripolar para liberar una falla de línea a tierra puede causar una pérdida de sincronismo bajo ciertas condiciones de operación. Una apertura y recierre tripolar son necesarios para fallas que involucren más de una fase. Sin embargo, para una falla de línea a tierra, es posible realizar sólo la apertura y recierre de la fase fallada y mantener las fases restantes conectadas.

Los esquemas de selección de fase sólo abren el polo del interruptor correspondiente a la fase fallada permitiendo que la línea continúe transmitiendo potencia a través de las fases sanas durante el periodo de apertura monopolar. Esta transferencia de potencia reduce la posibilidad de pérdida de sincronismo [13].

El criterio de áreas iguales sirve para presentar los efectos de un disparo monopolar contra uno tripolar en la capacidad de transferencia de un sistema de potencia simplificado compuesto por dos fuentes interconectadas por una línea de transmisión. La transferencia de potencia a través de la impedancia de una línea de transmisión está dada por (2.1):

$$P = \frac{E_A E_B}{X_T} \text{sen}(\delta_A - \delta_B) \quad (2.1)$$

donde:

P es la transferencia de potencia del extremo A al extremo B.

E_A, E_B son los voltajes equivalentes en los extremos A y B.

X_T es la reactancia equivalente de transferencia.

δ_A, δ_B son los ángulos de los voltajes en los extremos A y B.

Para que un sistema sea confiable debe ser capaz de permanecer estable durante condiciones anormales (fallas, desconexión de unidades generadoras, salidas de líneas, conexión y desconexión de grandes bloques de cargas, etc.). La ecuación (2.1) indica que la máxima transferencia de potencia en el sistema es:

$$P = \frac{E^2}{X_T} \quad (2.2)$$

Este es el límite teórico de estabilidad, y sucede cuando el ángulo $\delta = 90^\circ$ y asumiendo que los voltajes E_A y E_B son iguales.

En un sistema de potencia en estado estable, la conversión de energía está en equilibrio. Cuando se considera la red sin pérdidas, toda la energía mecánica es convertida en energía eléctrica ($P_m = P_e$). El flujo de potencia a través de las impedancias de las líneas de un sistema de potencia debe garantizar que la potencia mecánica sea transmitida a los grandes centros de consumo. Cualquier falta de capacidad de transmisión implica que el equilibrio se pierde ($P_m \neq P_e$), lo cual conlleva a que exista una mayor potencia mecánica que la capacidad de las líneas para transmitir potencia eléctrica.

La reactancia de transferencia equivalente X_T que aparece en (2.2) es la clave para la evaluación de la capacidad de transferencia de potencia del sistema. La Tabla 2.2 muestra los resultados de calcular la reactancia de transferencia equivalente X_T para diferentes tipos de fallas en la mitad de una de las líneas paralelas del sistema de potencia simplificado que se muestra en la Fig. 2.2 [4], cuyos parámetros se muestran en la Tabla 2.1.

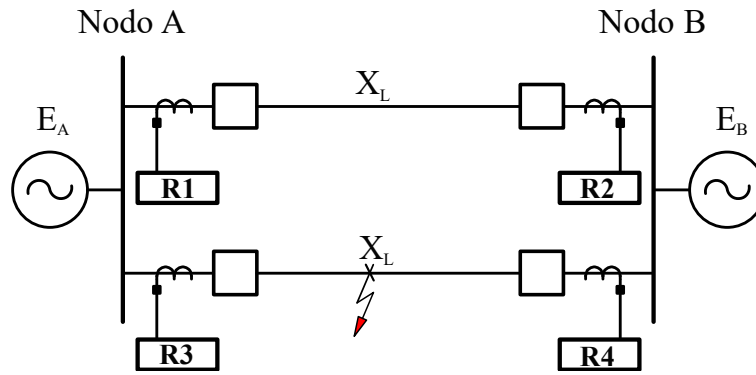


Fig. 2.2. Sistema de potencia simplificado.

Tabla 2.1. Parámetros del sistema de potencia.

Voltaje Nominal	230	kV
Ángulo δ_{A-B}	90	Grados
Longitud de la Línea 1 y Línea 2	100	km
Impedancia de la Línea 1 y Línea 2	$Z_0 = 151.14 \angle 74.3^\circ$ $Z_1 = 42.57 \angle 85.2^\circ$	Ω

La configuración de los conductores de ambas líneas se muestra en la Fig. 2.3.

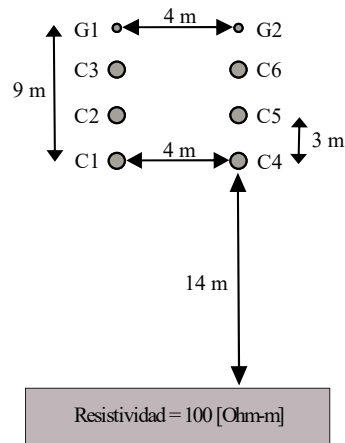


Fig. 2.3. Configuración de los conductores de las líneas de transmisión.

Tabla 2.2. Reactancia de transferencia equivalente X_T durante distintos tipos de fallas.

Condición del sistema:	X_T
Normal	$1/2 X_L$
Fallas monofásica	$5/9 X_L$
Fallas bifásicas	$2/3 X_L$
Fallas bifásicas a tierra	$3/4 X_L$
Fallas trifásicas	X_L

Durante condiciones normales, la reactancia de transferencia equivalente es $X_T = 1/2 X_L$, la combinación en paralelo de las reactancias de las líneas de transmisión. Si ocurre una falla en medio de una de las líneas paralelas, el valor de X_T indica la cantidad de potencia eléctrica que puede ser transmitida a través del sistema si $E = 1.0$ p.u. Durante la operación normal del sistema de potencia mostrado en la Fig. 2.2, 2 p.u. pueden ser transferidos a través de la red de transmisión. Cuando ocurre una falla de línea a tierra el sistema puede transmitir 9/5 p.u. Durante fallas trifásicas, el sistema de potencia sólo puede transferir 1 p.u., la mitad de la potencia de operación normal. Las fallas trifásicas afectan en gran medida la estabilidad del sistema, ya que se reduce drásticamente la capacidad de transferencia de potencia.

Las fallas de línea a tierra son el tipo de falla que ocurren con mayor frecuencia y en general son las de menor impacto para el sistema. Para despejar este tipo de fallas es necesario utilizar disparos y recierres monopolares, la Tabla 2.3 muestra el valor de la reactancia de transferencia durante la operación de uno, dos y tres polos de los interruptores en una de las líneas paralelas.

Tabla 2.3. Reactancia de transferencia X_T durante la operación de polos abiertos.

Condición del sistema:	X_T
Normal	$1/2 X_L$
Un polo abierto	$7/11 X_L$
Dos polos abiertos	$5/6 X_L$
Tres polos abiertos	X_L

La Fig. 2.4 muestra el impacto en la capacidad de transferencia de potencia durante la operación de uno, dos y tres polos de los interruptores en una de las líneas de transmisión de la Fig. 2.2. Puede observarse que la aplicación de disparos y recierres monopolares permiten la mayor cantidad de transferencia de potencia, reduciendo el impacto para el sistema durante fallas de línea a tierra.

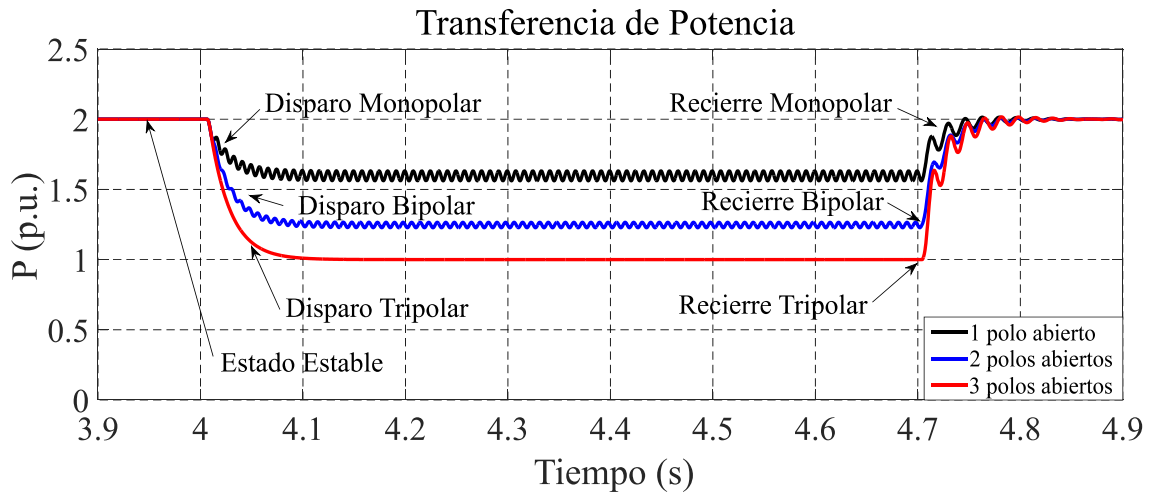


Fig. 2.4. Transferencia de potencia durante la apertura de polos.

Los sistemas de potencia están sujetos a fallas eléctricas. Los disparos y recierres monopolares pueden ayudar a reducir su impacto en la capacidad de transferencia de potencia del sistema. La apertura monopolar permite la transferencia de potencia sobre las dos fases restantes reduciendo el impacto para el sistema, lo cual puede ser observado en la Fig. 2.4.

La Fig. 2.5 muestra en forma general el funcionamiento de un esquema de disparo y recierre monopolar cuando se presenta una falla de línea a tierra [14].



- A. Estado estable
- B. Falla monofásica
- C. Disparo monopolar
- D. Apertura del polo del interruptor del extremo más cercano
- E. Apertura del polo del interruptor del extremo más alejado
- F. Recierre Monopolar

Fig. 2.5. Operación del esquema de protección para fallas de línea a tierra.

En la Fig. 2.5, el segmento A representa la condición de pre-falla o estado estable. En un instante de tiempo B ocurre una falla de línea a tierra en una línea de transmisión. Entre uno y tres ciclos después, el relevador de distancia opera correctamente (C). Debido a que el esquema de protección de la línea contiene dos relevadores, uno en cada extremo, los interruptores operan de manera secuencial (D, E). Es importante que los interruptores en ambos extremos de una línea fallada sean disparados lo más rápido posible. Cuando se utiliza la protección de distancia, y ocurre una falla eléctrica cerca de uno de los extremos de la línea, se deben hacer consideraciones especiales para garantizar la desconexión simultánea en cada uno de los extremos. Una vez que se han realizado las maniobras para interrumpir las corrientes de falla, el sistema de potencia opera con un polo abierto. Dentro de las consideraciones más importantes en la aplicación de un recierre automático (F) en líneas de transmisión de alto y extra alto voltaje están el mantenimiento de la estabilidad y sincronismo, como también la desionización del arco de falla. El tiempo de desionización de un arco eléctrico al aire libre depende del nivel de voltaje, espaciado entre conductores, corrientes de falla, duración de la falla, velocidad del viento y el acoplamiento mutuo entre conductores adyacentes. De los anteriores, el nivel de voltaje es el más importante, la Tabla 2.4 muestra los tiempos mínimos requeridos para la desnionización del aire [2].

Tabla 2.4. Tiempo de desionización del arco eléctrico.

Nivel de Voltaje (kV)	Tiempo mínimo de desionización (segundos)
66	0.2
110	0.28
132	0.3
220	0.35
275	0.38
400	0.45
525	0.55

Bajo condiciones normales de operación, la potencia mecánica (P_M) suministrada al generador es igual su potencia eléctrica de salida (P_E). En la Fig. 2.6 la curva potencia-ángulo que resulta al evaluar (2.1) en condiciones normales de operación es etiquetada como *Pre- y Post-Falla*.

Una falla de línea a tierra presente en una de las líneas de transmisión de la Fig. 2.2 incrementa la reactancia de transferencia X_T , como se muestra en la Tabla 2.2, lo cual reduce la capacidad de transferencia de potencia. La curva potencia-ángulo resultante es etiquetada como *Falla* en la Fig. 2.6. Durante la condición de falla, P_M es mayor que P_E , produciendo una aceleración en el generador y un incremento en el ángulo δ . Cuando el esquema de protección de línea opera y ambos interruptores abren sus tres polos, la transferencia de potencia es igual a cero en la línea fallada. El ángulo δ continúa incrementándose durante el periodo en el que la línea se encuentra abierta. El área A_1 en la Fig. 2.6 representa la energía cinética almacenada en el rotor del generador durante el periodo en el que P_M es mayor que P_E .

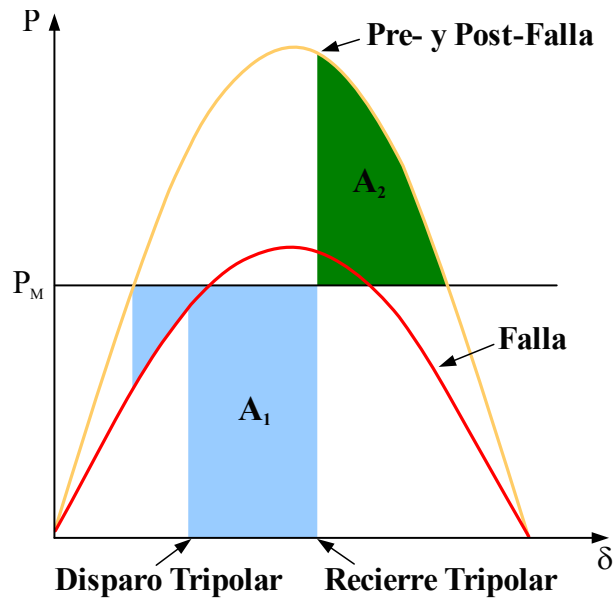


Fig. 2.6. Los disparos tripolares interrumpen completamente el flujo de potencia en la línea fallada.

Cuando se realiza el recierre tripolar de la línea, el sistema recupera la capacidad de transferencia de potencia de *Pre-Falla*. En este momento, P_E es mayor P_M y el generador comienza a desacelerar, pero δ permanece incrementándose debido a que la velocidad del generador es mayor que la velocidad síncrona. Si el ángulo δ continúa incrementándose hasta un valor en el cual el área A_1 es mayor al área A_2 , el sistema de potencia pierde sincronismo.

La Fig. 2.7 muestra los efectos de un disparo y recierre monopolar para la misma falla de línea a tierra en una de las líneas paralelas del sistema de potencia que se muestra en la Fig. 2.2. Cuando la protección opera y se realiza sólo la apertura del polo correspondiente a la fase fallada, la capacidad de la línea para transferir potencia no se reduce a cero, sino que tiene un valor dado como se indica por la curva etiquetada como *SPO* (Single Pole Open, por sus siglas en inglés) en la Fig. 2.7. Como resultado, el área de aceleración A_1 para un disparo monopolar es menor que para uno tripolar, en consecuencia el sistema es estable ya que el área A_1 es menor o igual al área A_2 . En la Fig. 2.8 se puede observar el impacto que tiene una apertura monopolar y una tripolar

para una falla de línea a tierra en la capacidad de transferencia de una línea de transmisión.

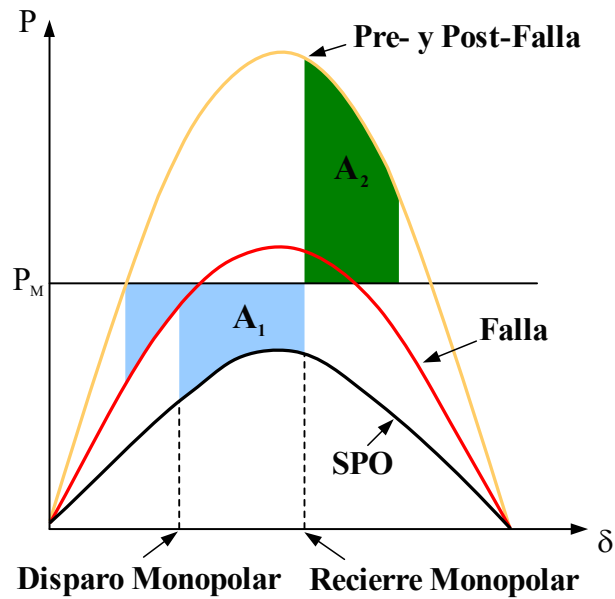


Fig. 2.7. Los disparos monopolares permiten que la línea fallada sea capaz de seguir transmitiendo potencia al disparar solo el polo correspondiente a la fase fallada.

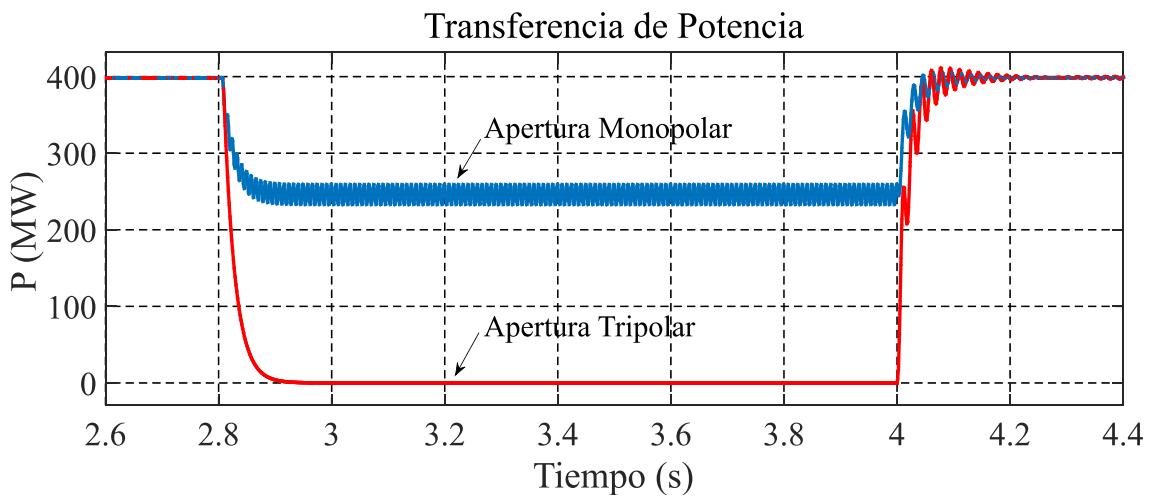


Fig. 2.8. Impacto de una apertura monopolar y una tripolar en la capacidad de transferencia de potencia en una línea de transmisión fallada.

2.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

De acuerdo a los resultados mostrados en este capítulo se observa que la aplicación de disparos y recierres monopolares ayuda a mejorar la capacidad de transferencia de potencia del sistema cuando ocurre una falla de línea a tierra, manteniendo dos de las fases de la línea conectadas durante el periodo de apertura monopolar.

La implementación de esquemas de disparo y recierre monopolar requieren de circuitos de disparo y operación independiente de los polos de los interruptores. Este tipo de interruptores representan un mayor costo que los interruptores de apertura tripolar en niveles de voltaje menores a alta tensión, a diferencia de los interruptores en niveles de extra alta tensión que cuentan con la capacidad de disparar individualmente sus polos.

El periodo de apertura monopolar dependerá del tiempo mínimo requerido para la desionización del arco eléctrico, el cual está directamente relacionado con el nivel de voltaje del sistema de potencia.

CAPÍTULO 3

ALGORITMOS DE SELECCIÓN DE FASES FALLADAS

3.1 INTRODUCCIÓN

Para mayor seguridad, los esquemas de protección de distancia deben tener en cuenta el comportamiento de cada uno de los elementos de distancia para fallas a tierra y fallas entre fases (AG, BG, CG, AB, BC y CA) bajo condiciones de estado estable, como también en condiciones de falla [3].

Las consideraciones principales a tener en cuenta son:

- 1) Los elementos de distancia de tierra pueden llegar a tener un sobrealcance para fallas bifásicas a tierra.
- 2) Los elementos de distancia de fase pueden operar para fallas de línea a tierra cercanas al relevador.

La primera consideración generalmente es un problema en todas las aplicaciones, mientras que la segunda resulta ser un problema para los esquemas de disparos

monopolares. Por lo tanto, la identificación precisa del tipo de falla es imprescindible para el funcionamiento correcto del relevador de distancia, en especial en las redes de alto voltaje [8].

Los esquemas de disparos y recierres monopolares requieren de algoritmos que permitan identificar y seleccionar rápida y correctamente la fase fallada.

3.2 ALGORITMOS DE SELECCIÓN DE FASE BASADOS EN COMPONENTES SIMÉTRICAS

Existen diversos enfoques para lograr la identificación y selección del tipo de falla, de los cuales, los más utilizados están basados en componentes simétricas. En general, los algoritmos basados en componentes simétricas para la selección de fase evalúan los siguientes aspectos [9]:

- a) Ángulo de la relación de corrientes de secuencia negativa y secuencia positiva.
- b) Ángulo de la relación de corrientes de secuencia negativa y secuencia cero.
- c) Incremento significativo en magnitud de la corriente de secuencia positiva con la ausencia de las componentes de secuencia negativa y cero.

A continuación se describe el funcionamiento y la respuesta de los algoritmos para la selección de fase basados en componentes simétricas, cabe mencionar que estos algoritmos son utilizados por relevadores comerciales que actualmente operan en los sistemas eléctricos de potencia.

3.2.1 ALGORITMO DE SELECCIÓN DE FASE BASADO EN LOS ÁNGULOS α Y β

El algoritmo basado en componentes simétricas se presenta en [8], el cual utiliza las componentes de secuencia positiva, negativa y cero para la selección del tipo de falla.

En la Fig. 3.1a se ilustra el criterio angular α , definido por (3.1), que resulta del cociente de la corriente de secuencia positiva (I_{A1}) y la corriente de secuencia negativa (I_{A2}) (referenciadas a la fase A, secuencia de fases ABC) para los diferentes tipos de fallas eléctricas (AG, BG, CG, AB, BC, CA, ABG, BCG y CAG).

$$\alpha = \text{ang} \left(\frac{I_{A2}}{I_{A1}} \right) \quad (3.1)$$

En la Fig. 3.1a se observa que al utilizar como único criterio de selección la relación entre la secuencia positiva y negativa no es posible distinguir entre fallas bifásicas (LL) y fallas bifásicas a tierra (LLG), debido a que el ángulo entre la corriente de secuencia positiva y la corriente de secuencia negativa para una falla bifásica (AB, por ejemplo) y una falla bifásica a tierra (ABG), en ambos tipos de fallas es igual a 60 grados. La componente de secuencia cero puede ser utilizada como criterio adicional para distinguir entre cada una de las de fallas. No obstante, esto resulta de poca importancia desde el punto de vista del esquema de disparo y recierre monopolar, ya que ambas fallas involucran más de una fase, por consiguiente se lleva a cabo una apertura tripolar.

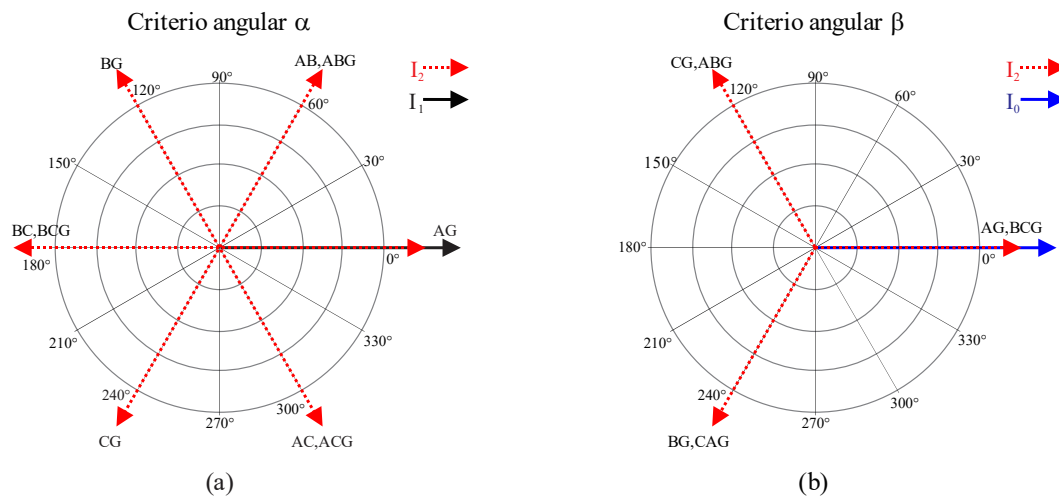


Fig. 3.1. Relaciones angulares: (a) Secuencia negativa entre secuencia positiva; (b) Secuencia negativa entre secuencia cero.

Otro criterio de selección se presenta en la Fig. 3.1b, el criterio angular β se define en (3.2), y resulta de dividir la corriente de secuencia negativa entre la corriente de secuencia cero. Sin embargo al utilizar únicamente este criterio angular no es posible realizar la selección de fase, debido a que la corriente de secuencia cero no está presente durante fallas bifásicas (LL). Además el ángulo entre la corriente de secuencia negativa y la corriente de secuencia cero para fallas monofásicas (A-G, por ejemplo) se traslapa con el ángulo para fallas bifásicas a tierra (BCG).

$$\beta = \text{ang} \left(\frac{I_{A2}}{I_{A0}} \right) \quad (3.2)$$

Ambos enfoques (ángulos α y β de la Fig. 3.1) carecen de la capacidad de identificar fallas trifásicas, así que un incremento significativo en la corriente de secuencia positiva con la ausencia de las corrientes de secuencia negativa y secuencia cero, permite identificar una condición de falla trifásica.

En la Fig. 3.2 se presenta la estructura general del funcionamiento del algoritmo para la selección de fase. El algoritmo utiliza tanto las señales de corriente como las señales de voltaje. Sin embargo, se le da prioridad a las corrientes. Si los voltajes no están disponibles, el algoritmo trabaja sólo con las señales de corriente. Si las señales de voltaje se encuentran disponibles, estas son utilizadas sólo cuando los ángulos α y β calculados a partir de las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero, se encuentran fuera de los sectores de la Fig. 3.3, ocasionando errores en la identificación del tipo de falla.

Las señales de corriente son pre-filtradas para eliminar la componente aperiódica exponencial decreciente (componente CD), después se estiman los fasores de corriente a frecuencia fundamental. Posteriormente se calculan las componentes de secuencia positiva, negativa y cero a partir de los fasores de corriente. Con el fin de enfatizar una condición de falla, y diferenciar en forma confiable entre el estado de falla y pre-falla, se

utilizan cantidades incrementales de las componentes de secuencia ($\Delta I_0, \Delta I_1, \Delta I_2$) para lo cual se utiliza un filtro Delta [15].

Si durante un evento de falla, las componentes de secuencia negativa y secuencia cero existen, el algoritmo utiliza ambos criterios angulares (α y β) para identificar el tipo de falla.

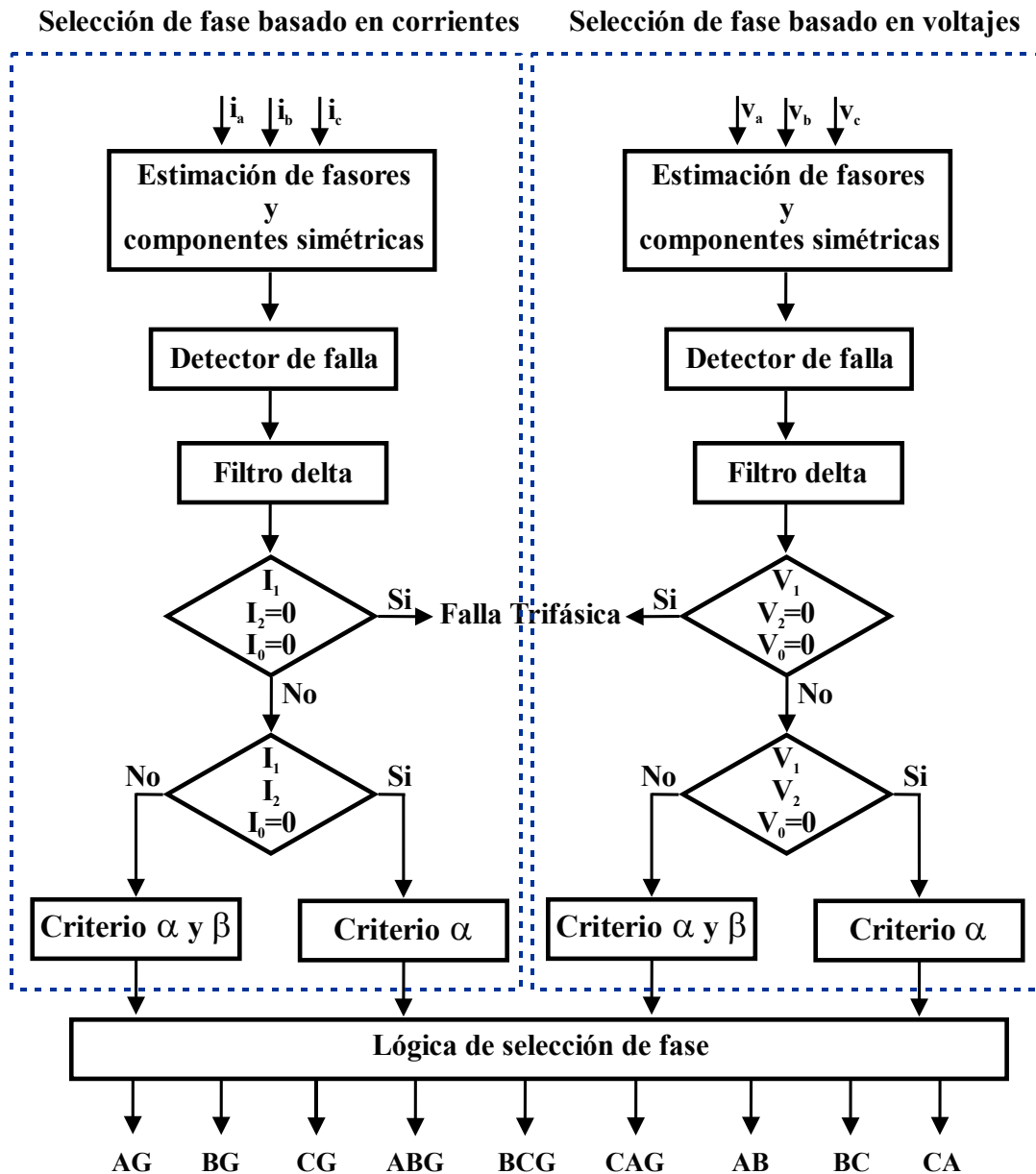


Fig. 3.2. Estructura general del funcionamiento del algoritmo basado en componentes simétricas para la selección de fase.

En [8] se establecen seis sectores (color verde), los cuales engloban las diferentes posiciones que puede tomar el ángulo α en la gráfica polar que se presenta en la Fig. 3.3a. También se establecen otros tres sectores (color azul) para encerrar las diferentes posiciones que puede tomar el ángulo β en la gráfica polar de la Fig. 3.3b. Los límites de ángulo para cada uno de los sectores de las Figs. 3.3a y 3.3b son 30 y 60 grados, respectivamente. Ángulos menores a 30 y 60 grados incrementan la precisión para identificar el tipo de falla, pero provocan una respuesta lenta del algoritmo. Además puede ocasionar que el algoritmo no opere para un tipo de falla determinado debido a que los ángulos α y β pueden no entrar en alguno de los sectores de la Fig. 3.3.

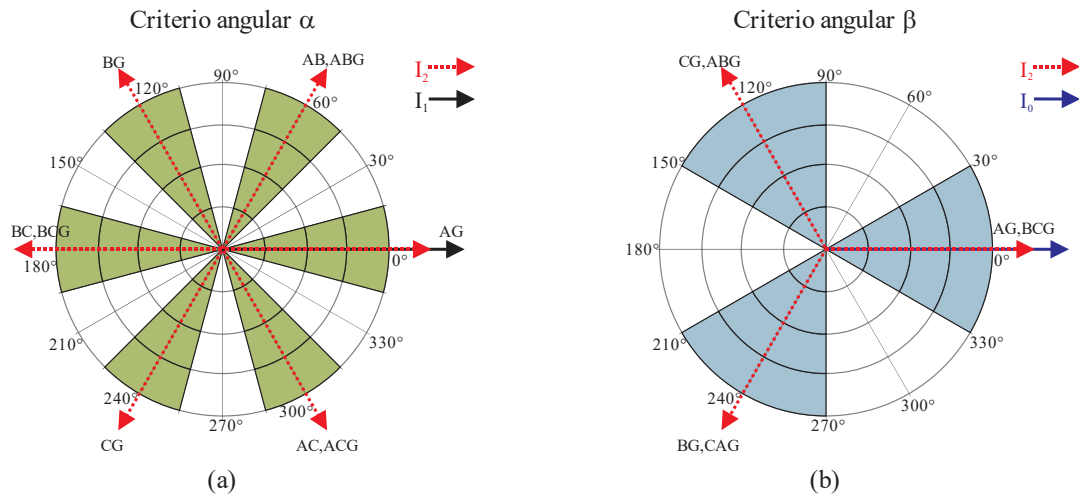


Fig. 3.3. Límites de los sectores de comparación para los ángulos: (a) α y (b) β .

3.2.2 ALGORITMO DE SELECCIÓN DE FASE BASADO EN EL ÁNGULO β

Otro algoritmo que está basado en componentes simétricas para la selección de fase se presenta en [10], que se basa en la comparación del ángulo entre la corriente de secuencia negativa (I_{A2}) y la corriente de secuencia cero (I_{A0}) (referenciadas a la fase A). En la Fig. 3.4 se observa que para fallas de tipo AG y BCG con una R_F igual a cero, I_{A2} y I_{A0} están en fase ($\beta = 0$ grados).

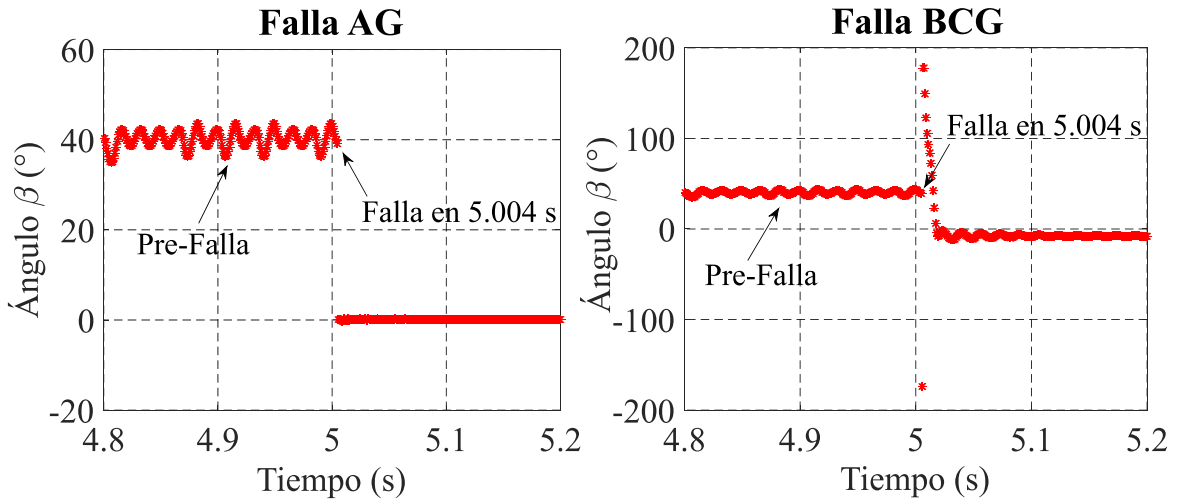


Fig. 3.4. Relación entre I_{A2} y I_{A0} (ángulo β) para fallas AG y BCG con $R_F = 0$.

En la Fig. 3.5 se muestran las relaciones entre I_{A2} y I_{A0} (ángulo β) para los distintos tipos de fallas de línea a tierra (AG, BG y CG). Tenga en cuenta que I_{A2} está en fase con I_{A0} ($\beta = 0$ grados) para una falla AG, pero I_{A2} se atrasa de I_{A0} ($\beta = -120$ grados) para una falla BG, por último, para una falla CG, I_{A2} se adelanta de I_{A0} ($\beta = 120$ grados). Por lo tanto mediante la creación de diferentes sectores dentro de una gráfica polar es posible utilizar estas relaciones para identificar el tipo de falla.

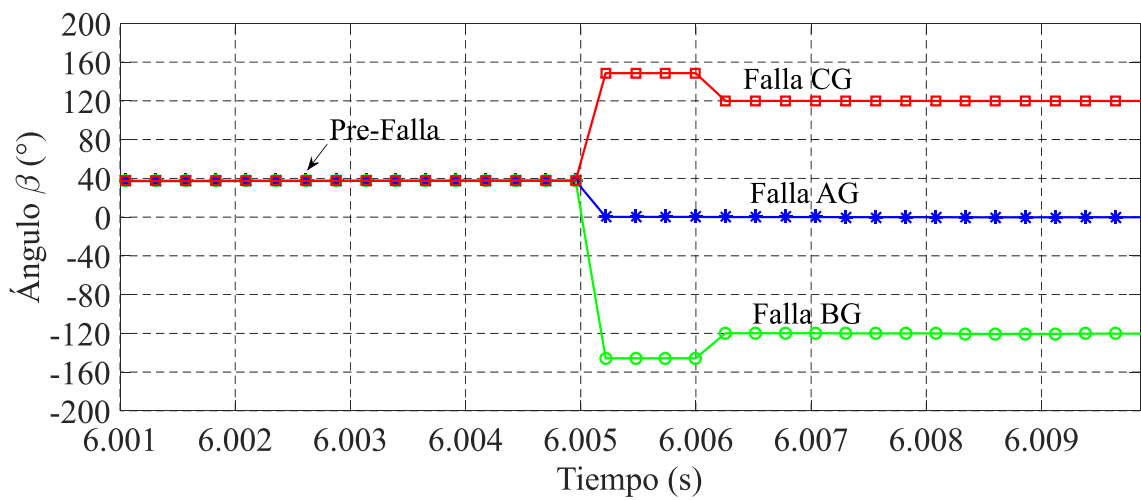


Fig. 3.5. Ángulo β para los diferentes tipos de fallas de línea a tierra.

A medida que R_F aumenta su valor, el ángulo entre I_{A2} y I_{A0} es cada vez es mayor. Cuando el ángulo es más de 30 grados de su valor esperado, se comparan las estimaciones de la resistencia de falla (R_F) de los elementos de fase y de tierra del relevador de distancia, y se selecciona el tipo de falla de menor resistencia.

La estimación de la resistencia de falla de línea a tierra (fase A) está dada por (3.3):

$$R_{ag} = \frac{\text{Im} \left[V_A \left[Z_{1L} (I_A + k_0 I_R) \right]^* \right]}{\text{Im} \left[1.5 (I_{A2} + I_{A0}) \left[Z_{1L} (I_A + k_0 I_R) \right]^* \right]} \quad (3.3)$$

donde:

R_{ag} es la resistencia de falla de la fase A a tierra.

V_A es el voltaje de la fase A.

Z_{1L} es la impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión.

I_A es la corriente de la fase A.

k_0 es el factor de compensación de corriente residual, definido por (3.4) [16].

I_R es la corriente residual ($3I_0$).

I_{A0} es la corriente de secuencia cero.

I_{A2} es la corriente de secuencia negativa.

$$k_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \quad (3.4)$$

La ecuación (3.3) es inmune de los efectos de carga balanceada debido a que excluye la corriente de secuencia positiva, y asegura que el relevador mide correctamente la R_F para un sistema con configuración radial. Pero en un sistema con configuración mallada (la mayoría de los sistemas de potencia tienen configuraciones malladas para aumentar los niveles de confiabilidad y robustez), cualquier aportación a la corriente de falla

proveniente del extremo remoto, provocara que la estimación de R_F se incremente debido a que en (3.3) no se incluye la aportación a la corriente de falla del extremo remoto.

Para una selección correcta del tipo de falla es necesario la estimación de R_F para los otros tipos de fallas. Para el cálculo de R_{bg} , R_{cg} , R_{ab} , R_{bc} y R_{ca} se utilizan ecuaciones similares a (3.3), sustituyendo los voltajes y corrientes apropiados para cada tipo de falla, según se observa en la Tabla 3.1 [3].

El proceso de selección del tipo de falla que se presenta en [10] se resume en la Tabla 3.2. Las figuras 3.6a y 3.6b son representaciones graficas de los sectores principales y secundarios, respectivamente, utilizados por el algoritmo para la selección del tipo de falla.

Tabla 3.1. Voltajes y corrientes utilizados en (3.3).

Elemento	Voltaje	Corriente
AG	V_A	$I_A + k_0 I_R$
BG	V_B	$I_B + k_0 I_R$
CG	V_C	$I_C + k_0 I_R$
AB	$V_A - V_B$	$I_A - I_B$
BC	$V_B - V_C$	$I_B - I_C$
CA	$V_C - V_A$	$I_C - I_A$

Tabla 3.2. Selección del tipo de falla basado en la relación angular β .

Ángulo entre I_{A2} y I_{A0}	Tipo de falla
I_{A2} está en fase (± 30 grados) con I_{A0} (sector azul de la Fig. 3.6a)	Selecciona AG o BCG basado en el elemento mho con menor alcance calculado.
I_{A2} se atrasa de I_{A0} por 90 a 150 grados (sector naranja de la Fig. 3.6a)	Selecciona BG o CAG basado en el elemento mho con menor alcance calculado.
I_{A2} se adelanta de I_{A0} por 90 a 150 grados (sector rojo de la Fig. 3.6a)	Selecciona CG o ABG basado en el elemento mho con menor alcance calculado.
I_{A2} se adelanta o se atrasa de I_{A0} por 30 a 60 grados (sector azul de la Fig. 3.6b)	Se compara R_{ag} con la R_f del elemento de fase con menor alcance calculado. Si R_{ag} es menor, la falla involucra a la fase A. De lo contrario, se selecciona al elemento de fase como el tipo de falla.
I_{A2} se atrasa de I_{A0} por 60 a 90 grados o por 150 a 180 grados (sector naranja de la Fig. 3.6b)	Se compara R_{bg} con la R_f del elemento de fase con menor alcance calculado. Si R_{bg} es menor, la falla involucra a la fase B. De lo contrario, se selecciona al elemento de fase como el tipo de falla.
I_{A2} se adelanta de I_{A0} por 60 a 90 grados o por 150 a 180 grados (sector rojo de la Fig. 3.6b)	Se compara R_{cg} con la R_f del elemento de fase con menor alcance calculado. Si R_{cg} es menor, la falla involucra a la fase C. De lo contrario, se selecciona al elemento de fase como el tipo de falla.

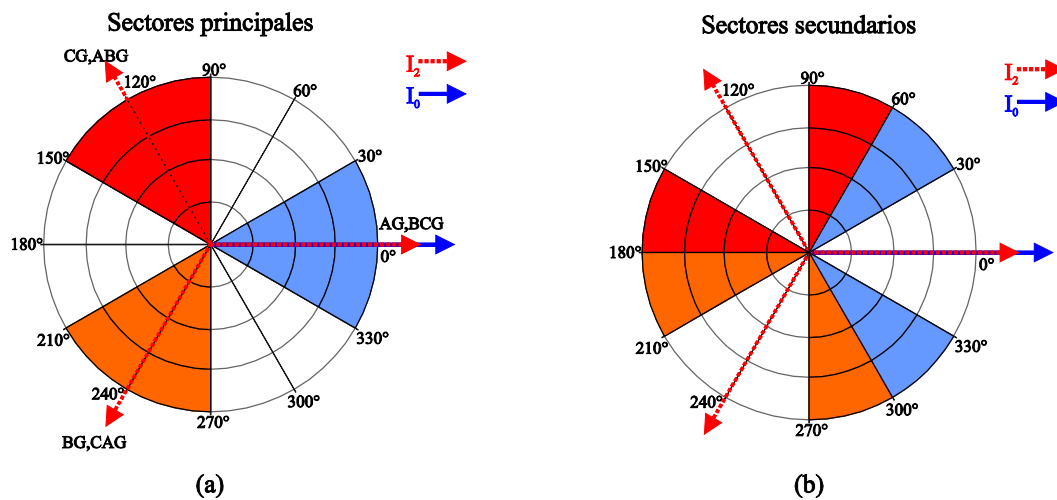


Fig. 3.6. Representación polar de los sectores principales (a) y secundarios (b) para la selección de fase.

El ángulo de I_{A2} es comparado con el ángulo de I_{A0} . En la Fig. 3.6a, si I_{A2} está en fase con I_{A0} (± 30 grados), entonces el tipo de falla es AG o BC. En este sector (azul), el relevador selecciona AG o BC en base a que elemento tiene el alcance calculado más bajo. Si I_{A2} se atrasa a I_{A0} por 120 grados (± 30 grados), entonces el tipo de falla es BG o CA. En este sector (naranja), el relevador selecciona BG o CA en base a qué elemento tiene el alcance calculado más bajo. Si I_{A2} se adelanta a I_{A0} por 120 grados (± 30 grados), entonces el tipo de falla es CG o AB. En este sector (rojo), el relevador selecciona CG o AB en base a que elemento tiene el alcance calculado más bajo.

Un incremento en R_F produce que el ángulo de I_{A2} se mueva fuera de los sectores principales que se muestran en la Fig. 3.6a. Cuando I_{A2} se encuentra en uno de los sectores secundarios, el relevador primero selecciona el elemento de fase con el alcance calculado más bajo. Si I_{A2} se encuentra dentro del sector azul, entonces se compara el cálculo de resistencia de falla de fase a tierra (R_{ag}) del elemento de tierra con el cálculo de resistencia de falla del elemento de fase. Si R_{ag} es menor, el relevador selecciona AG como el tipo de falla, de lo contrario se selecciona el elemento de fase como el tipo de falla.

El mismo criterio se aplica para los sectores en color rojo y verde de la Fig. 3.6b, el cual consiste en comparar la resistencia de falla del elemento de tierra con la resistencia de falla del elemento de fase con menor alcance calculado.

3.3 ALGORITMOS DE SELECCIÓN DE FASE BASADOS EN REDES NEURONALES Y RUIDO DE ALTA FRECUENCIA

Las redes neuronales artificiales (artificial neural network) ANN, son un método de clasificación conectivo basado en la realización secuencial de operaciones lineales y no

lineales sobre la señal de entrada del proceso, con capacidad de establecer patrones complejos de entrada/salida y altamente no lineales.

En [7] se propone un algoritmo basado en el uso de la transformada Wavelet para procesar la información proveniente de las corrientes secundarias instantáneas, además utiliza una red neuronal para el proceso de identificación y determinar en base a una salida programada el tipo de falla, de manera que sea posible realizar una apertura monopolar para fallas de línea a tierra. La Fig. 3.7 muestra el diagrama de flujo del algoritmo propuesto para la selección de fase fallada basado en la transformada Wavelet y redes neuronales.

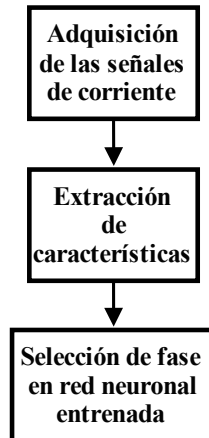


Fig. 3.7. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto para la selección de fase.

En la etapa de extracción de características, las señales de corriente son procesadas por medio de la aplicación de la transformada Wavelet utilizando una ventana deslizante de 20 muestras de longitud. La transformada discreta Wavelet de la señal de corriente, que contiene información de las componentes de alta frecuencia, puede ser utilizada para la identificación del tipo de falla.

En la Fig. 3.8 se observa que al ocurrir una falla de línea a tierra (AG), la energía espectral máxima aparece en el punto de inicio de la fase fallada. Las diferencias en las magnitudes entre la fase fallada y las fases sanas son comparadas para realizar la selección de fase.

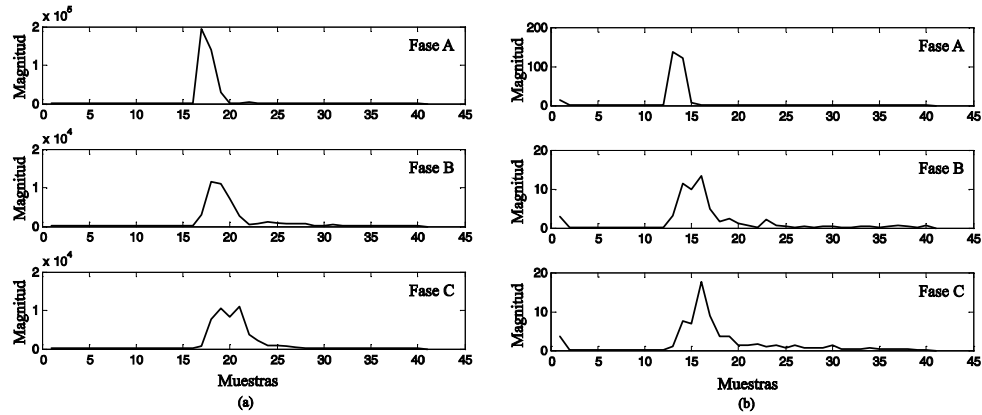


Fig. 3.8. Energía espectral calculada para las fases A, B y C cuando ocurre una falla de línea a tierra AG: (a) ángulo de inserción de falla igual a 90 grados; (b) ángulo de inserción de falla igual a 0 grados.

Es importante tener en cuenta que, la magnitud de la energía espectral varía de manera significativa con el ángulo de inserción de falla, esto significa que utilizar estas señales como la entrada de la red neuronal, no es la mejor opción para identificar la fase fallada. Para resolver este problema, se utiliza una función de pertenencia de lógica difusa que permita reducir sólo la diferencia entre diferentes ángulos de inserción de falla manteniendo las características entre la fase fallada y las fases sanas. Como se muestra en la Fig. 3.9, la energía máxima es igual 1 para un ángulo de inserción de falla igual a 90 grados como para un ángulo de inserción de falla igual a 0 grados, además el hecho de que la magnitud máxima de la energía es mucho mayor en la fase fallada que la de las fases sanas se mantiene.

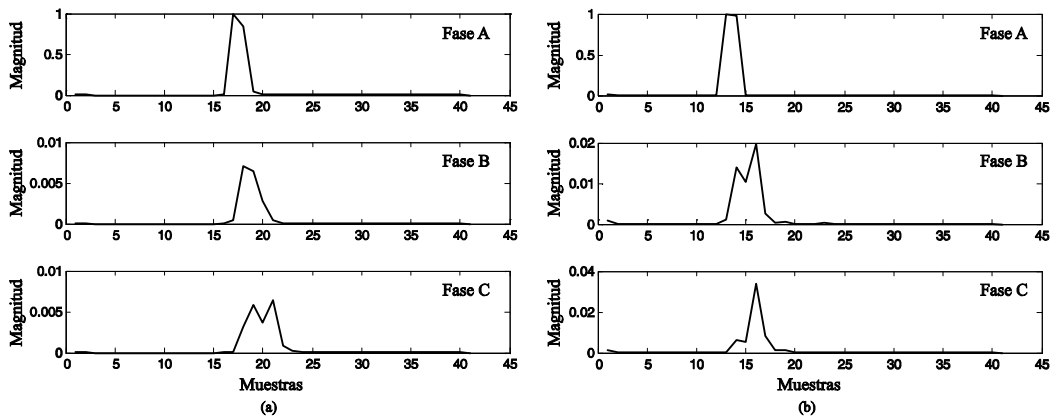


Fig. 3.9. Energía espectral calculada para las fases A, B y C cuando ocurre una falla de línea a tierra AG utilizando una función de pertenencia: (a) ángulo de inserción de falla igual a 90 grados; (b) ángulo de inserción de falla igual a 0 grados.

Una vez que se han generado los conjuntos de patrones de entrenamiento/prueba, se debe seleccionar la arquitectura apropiada de la red neuronal y los parámetros asociados a ésta. La tarea de la red neuronal es captar las características implícitas para seleccionar la fase fallada. Por lo tanto, se propone el uso de una red de alimentación directa de múltiples capas, debido a que este tipo de red es muy adecuado para la clasificación de patrones. En la Fig. 3.10 se muestra una red neuronal de tres capas, la cual consiste en 3 entradas en la capa de entrada, donde cada entrada corresponde a una corriente de fase, 16 nodos en la capa oculta determinados en forma heurística y 4 salidas en la capa de salida, para formar un código binario para la identificación de la fase fallada.

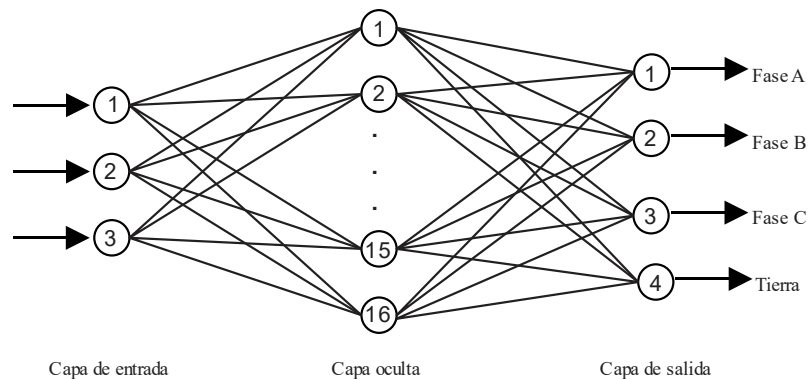


Fig. 3.10. Topología de la red neuronal propuesta en [14].

Una vez que la red neuronal ha sido entrenada, un conjunto independiente de patrones de prueba se suministra como entrada a la red con el fin de evaluar su desempeño. En la Tabla 3.3 se resumen los resultados de prueba presentados en [7]. Las cuatro columnas de la izquierda son las salidas deseadas, idealmente 1 o 0, y las cuatro columnas de la derecha son las salidas reales.

Tabla 3.3. Respuesta del algoritmo para diferentes tipos de fallas.

		Salidas deseadas				Salidas reales			
Tipo de Falla		A	B	C	G	A	B	C	G
AG	12 km V_{max}	1	0	0	1	1	0	0	1
AG	64 km V_{max}	1	0	0	1	1	0	0	1
AG	108 km V_{max}	1	0	0	1	1	0	0	1
BG	32 km V_{max}	0	1	0	1	0.0002	1	0	1
CG	96 km V_{min}	0	0	1	1	0	0.0003	1	1
AB	32 km V_{max}	1	1	0	0	1	1	0	0.0012
BC	12 km V_{max}	0	1	0	1	0	1	1	0.0282
BC	12 km V_{max}	0	1	0	1	0	1	1	0.0002
BC	108 km V_{max}	0	1	0	1	1	0.0053	1	0.0346
AC	96 km V_{min}	1	0	0	1	1	0.0053	1	0.0346
ABG	12 km	1	1	0	1	1	1	0.0370	1
BCG	20 km	0	1	1	1	0.0001	1	1	0.9984
ACG	12 km	1	0	1	1	1	0.0005	0.9903	1
ACG	64 km	1	0	1	1	1	0	1	1
CAG	108 km	1	0	1	1	1	0	1	0.9993
ABCG	32 km	1	1	1	1	1	1	1	1

De la Tabla 3.3 se observa que el algoritmo de selección de fase basado en redes neuronales identifica y selecciona de manera correcta la fase fallada. Aunque el método obtiene buenos resultados, tiene un mayor nivel de complejidad computacional respecto a los algoritmos basados en componentes simétricas.

3.4 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

Los disparos monopolares son utilizados para mejorar la capacidad de transferencia de potencia durante y después de una falla de línea a tierra, debido a que este tipo de fallas puede ser despejada exitosamente con la apertura de sólo la fase fallada, permitiendo que las fases sanas restantes continúen en servicio. Existen diferentes enfoques para la selección de fase para realizar una apertura monopolar, sin embargo los principales están basados en componentes simétricas.

Los algoritmos de selección de fase basados en componentes simétricas descritos son utilizados por relevadores comerciales de las empresas General Electric (GE) y Schweitzer Engineering Laboratories (SEL). Estos algoritmos hacen uso principalmente del ángulo entre la corriente de secuencia negativa y la corriente de secuencia cero para la selección de fase, y de manera complementaria, utilizan el ángulo entre la corriente de secuencia negativa y la corriente de secuencia positiva, como también la estimación de la resistencia de falla, respectivamente.

CAPÍTULO 4

ALGORITMO DE DETECCIÓN DE FASE BASADO EN ANÁLISIS MODAL

4.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo describe el algoritmo propuesto para la selección de fase fallada basado en análisis modal para la aplicación de disparos monopolares en líneas de transmisión y que puede ser incorporado como uno de los algoritmos auxiliares de la protección de distancia y de los métodos de localización de fallas en líneas de transmisión.

En las siguientes secciones se realiza una explicación a detalle del funcionamiento de cada una de las etapas del algoritmo, haciendo hincapié en el uso de los valores y vectores propios para identificar y seleccionar fallas de línea a tierra del resto de las fallas eléctricas. La teoría del análisis modal se aplica a una matriz de varianza-covarianza construida a partir de las corrientes secundarias de los transformadores de corriente (TC). El uso de la matriz de varianza-covarianza permite ver las varianzas de las corrientes secundarias y las covarianzas entre todos los pares posibles de corrientes para los diferentes tipos de fallas. Se presenta la relación entre los factores de participación y las fallas monofásicas. Finalmente, se incluyen ejemplos para ilustrar el desempeño del algoritmo propuesto.

4.2 ANÁLISIS MODAL

El comportamiento de un sistema dinámico, como un sistema de potencia, puede ser modelado por un número finito de ecuaciones diferenciales acopladas de primer orden [17], [18]:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i=1, 2, \dots, n \quad (4.1)$$

donde n es el orden del sistema y r es el número de entradas.

Utilizando notación vectorial, tenemos:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (4.2)$$

El vector columna \mathbf{x} se conoce como el vector de estado y sus entradas x_i como variables de estado. El vector columna \mathbf{u} es el vector de entradas del sistema. El tiempo se representa por t , la derivada del vector de estado con respecto al tiempo se denota como $\dot{\mathbf{x}}$. Cuando la función \mathbf{f} no depende explícitamente del tiempo, se dice que el sistema es autónomo o invariante en el tiempo. En este caso, la ecuación (4.2) se simplifica a:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (4.3)$$

La forma linealizada de (4.3) es:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \quad (4.4)$$

donde:

$\Delta \mathbf{x}$ es el vector de estado de dimensión n

$\Delta \mathbf{u}$ es el vector de entrada de dimensión r

\mathbf{A} es la matriz del sistema de dimensiones $n \times n$

\mathbf{B} es la matriz de entradas de dimensiones $n \times r$

Considere las siguientes matrices:

$$\mathbf{\Phi} = [\phi_1 \quad \phi_2 \quad \cdots \quad \phi_n] \quad (4.5)$$

$$\mathbf{\Psi} = [\psi_1^T \quad \psi_2^T \quad \cdots \quad \psi_n^T]^T \quad (4.6)$$

$$\mathbf{\Lambda} = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \lambda_n \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

donde $\mathbf{\Phi}$ y $\mathbf{\Psi}$ son los vectores propios derechos e izquierdos de \mathbf{A} , respectivamente, de dimensiones $n \times n$.

Por la definición de valores propios, tenemos que:

$$\mathbf{A} \mathbf{\Phi} = \mathbf{\Phi} \mathbf{\Lambda} \quad (4.8)$$

$$\mathbf{\Psi} \mathbf{\Phi} = \mathbf{I} \quad \mathbf{\Psi} = \mathbf{\Phi}^{-1} \quad (4.9)$$

De (4.8) se deduce que:

$$\mathbf{\Phi}^{-1} \mathbf{A} \mathbf{\Phi} = \mathbf{\Lambda} \quad (4.10)$$

Con respecto a la ecuación de estado (4.4), vemos que la respuesta de libre movimiento está dada por:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} \quad (4.11)$$

El problema con la ecuación anterior es que la razón de cambio de cada variable de estado es una combinación lineal de todas las variables de estado. Como resultado del acoplamiento entre los estados es difícil aislar los parámetros que influyen en el movimiento de una manera significativa. A fin de eliminar el acoplamiento entre las variables de estado, considere un nuevo vector de estado \mathbf{z} relacionado con el vector de estado original $\Delta \mathbf{x}$ por la transformación:

$$\Delta \mathbf{x} = \mathbf{\Phi} \mathbf{z} \quad (4.12)$$

donde Φ es la matriz modal definida por (4.8).

Sustituyendo $\Delta \mathbf{x}$ de la expresión anterior en (4.11), se tiene:

$$\Phi \dot{\mathbf{z}} = \mathbf{A} \Phi \mathbf{z} \quad (4.13)$$

La nueva ecuación de estado puede escribirse como:

$$\dot{\mathbf{z}} = \Phi^{-1} \mathbf{A} \Phi \mathbf{z} \quad (4.14)$$

De acuerdo con (4.10), la ecuación anterior se convierte en:

$$\dot{\mathbf{z}} = \Lambda \mathbf{z} \quad (4.15)$$

La diferencia importante entre (4.15) y (4.11) es que Λ es una matriz diagonal mientras que \mathbf{A} generalmente no lo es.

La ecuación (4.15) representa n ecuaciones de primer orden desacopladas:

$$\dot{z}_i = \lambda_i z_i \quad i=1,2,\dots,n \quad (4.16)$$

Por lo tanto, el efecto de la transformación (4.12) es desacoplar las ecuaciones de estado.

En el análisis anterior, se planteó la respuesta del sistema en términos de los vectores de estado $\Delta \mathbf{x}$ y \mathbf{z} , los cuales están relacionados uno a otro de la siguiente manera:

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \Phi \mathbf{z}(t) \quad (4.17)$$

y

$$\mathbf{z}(t) = \Psi \Delta \mathbf{x}(t) \quad (4.18)$$

Las variables $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$ son las variables de estado originales elegidas para representar el desempeño dinámico del sistema. Las variables z_1, z_2, \dots, z_n son las variables de estado transformadas de tal manera que cada variable está asociada con un solo modo.

La matriz de factores de participación (\mathbf{P}) es una medida de la asociación entre las variables de estado y los modos, y se define como:

$$\mathbf{P} = [\mathbf{p}_1 \quad \mathbf{p}_2 \quad \cdots \quad \mathbf{p}_n] \quad (4.19)$$

con

$$\mathbf{p}_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \psi_{in} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

donde ϕ_{ki} = k -ésima entrada del vector propio ϕ_i

ψ_{ik} = k -ésima entrada del vector propio ψ_i

El elemento $p_{ki} = \phi_{ki} \psi_{ik}$ se denomina factor de participación y es una medida de la participación relativa de la k -ésima variable de estado en el i -ésimo modo. Ya que ϕ_{ki} mide la actividad de x_k en el i -ésimo modo y ψ_{ik} pondera la contribución de esta actividad, entonces el producto p_{ki} mide la participación total.

4.3 ALGORITMO PROPUESTO

El algoritmo está basado en el comportamiento de los valores propios y vectores propios derechos e izquierdos, calculados a partir de una matriz de varianzas-covarianzas construida con los valores de las corrientes incrementales de línea. Como se utilizan cantidades instantáneas, el algoritmo no requiere de una estimación fasorial, además su funcionamiento no se ve afectado por el acoplamiento mutuo entre líneas paralelas o la componente aperiódica exponencial decreciente (componente CD), permitiendo una identificación rápida y correcta de la fase fallada para fallas de línea a tierra en líneas de transmisión. En la Fig. 4.1 se presenta la estructura general del

algoritmo propuesto para la selección de fase para disparos monopolares a partir de las corrientes de entrada.

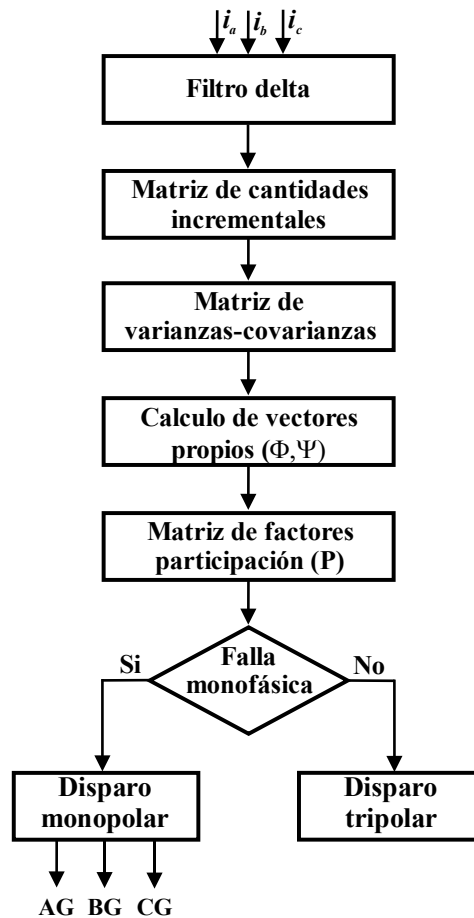


Fig. 4.1. Diagrama de bloques del algoritmo de detección de fase para disparo monopolar basado en el análisis modal.

Después de eliminar la componente sinusoidal de estado estable de las corrientes secundarias (filtro Delta), se construye la matriz de cantidades incrementales, donde cada una de sus columnas representa k muestras por ciclo de las corrientes incrementales. A partir de la matriz de cantidades incrementales se obtiene la matriz de varianzas-covarianzas, a la cual se le aplica el análisis modal para la obtención de los valores y vectores propios. El comportamiento del valor propio dominante de la matriz de varianzas-covarianzas permite identificar una condición de falla, y los factores de participación asociados a este, permiten seleccionar la fase fallada para fallas de línea a

tierra. En las siguientes secciones se describirá con más detalle cada una de las siguientes etapas que conforman el algoritmo propuesto.

4.4 SEÑALES DE ENTRADA

En la práctica, los relevadores de distancia disponen de las señales analógicas de voltaje y corriente para realizar las funciones de protección. El algoritmo de detección de fase fallada propuesto se basa exclusivamente en señales de corriente, ya que éstas proporcionan una mejor discriminación entre las condiciones de pre-falla y falla que las señales de voltaje. A diferencia de otras aplicaciones, el algoritmo propuesto se basa en valores instantáneos de corriente en lugar de utilizar el fasor de corriente, esto elimina el retraso de tiempo en la determinación del fasor en la etapa de filtrado digital en un relevador.

No obstante, uno de los problemas que enfrentan los relevadores es la distorsión de las señales de corriente provenientes de los transformadores de corriente (TC) debido al fenómeno de saturación del núcleo magnético originado por la componente aperiódica exponencial presente en la corriente durante un cortocircuito.

Una adecuada selección del transformador de corriente permite reducir el efecto de la saturación sobre las señales de corriente. El criterio definido por (4.21), puede ser utilizado para evitar la saturación [19].

$$20 \geq \left(\frac{X}{R} + 1 \right) \cdot I_F \cdot Z_B \quad (4.21)$$

donde:

I_F es la máxima corriente de falla en pu.

Z_b es la impedancia del burden del TC en pu en términos del burden estándar del TC.

$\frac{X}{R}$ es la relación X/R del circuito primario.

La Fig. 4.2 muestra el efecto de la saturación en las corrientes secundarias debido a la presencia de la componente de CD. El punto en la onda de voltaje en el instante en el que ocurre la falla determina el nivel de la componente de CD en la corriente primaria de falla. La máxima componente de CD ocurrirá cuando la falla ocurre en el punto donde la onda de voltaje está en su valor mínimo. Como se observa en la Fig.4.2a, la componente de CD provoca un aumento de flujo magnético, llevando al TC a la saturación. La reducción de la corriente secundaria es evidente en la Fig. 4.2a.

La Fig. 4.2b muestra que cuando no existe la componente de CD en la corriente primaria de falla, el TC no se satura y por lo tanto, la corriente secundaria es una réplica exacta de la corriente primaria dividida entre el número de vueltas del devanado secundario.

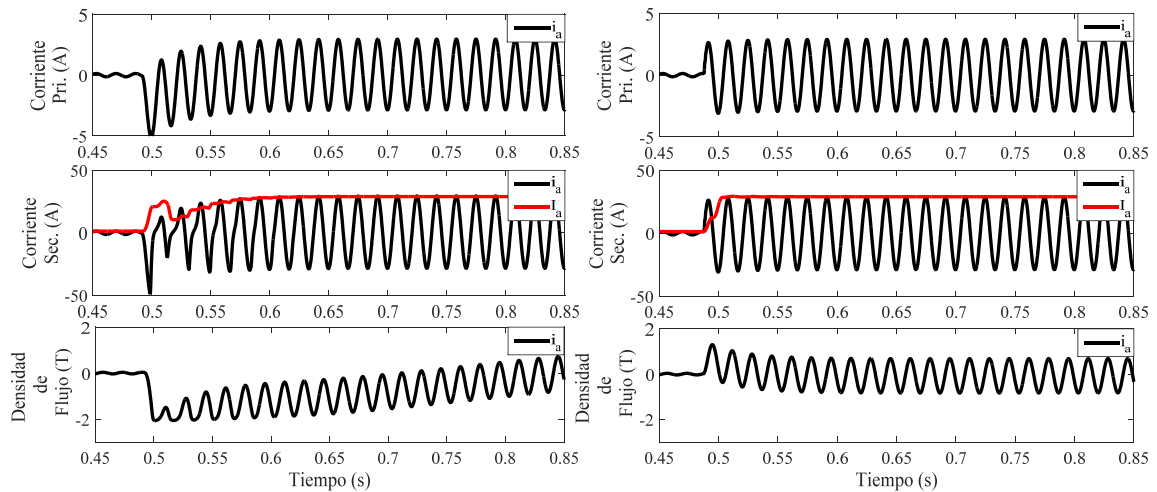


Fig. 4.2. Efecto de la componente CD en la corriente de falla y la densidad de flujo:
a) Con componentes de CD; b) Sin componente de CD.

Una ventaja de utilizar las cantidades instantáneas en el algoritmo propuesto es que la saturación del TC debido a la componente de CD no es inmediata por la naturaleza inductiva del TC; dependiendo del TC, la saturación ocurre después de $\frac{1}{4}$ de ciclo de ocurrida la falla. En ese tiempo, la señal de corriente está prácticamente libre de distorsión (Fig. 4.2a). Como se explicará en siguientes secciones, esto ayuda a una respuesta más rápida en la selección e identificación de la fase fallada.

4.5 SEÑALES INCREMENTALES

Con el fin de enfatizar una condición de falla, y diferenciar en forma confiable entre el estado de falla y pre-falla, las corrientes instantáneas (i_a, i_b, i_c) son filtradas a través del filtro Delta [15] utilizando una ventana deslizante, de manera que se obtienen las corrientes incrementales ($\Delta i_a, \Delta i_b, \Delta i_c$).

El filtro delta, representado por la Fig. 4.3, sustrae a la forma de onda de la corriente secundaria $i_a(t)$ la misma forma de onda retrasada por un número entero de veces el periodo de la misma forma de onda $i_a(t-nT)$. La Figs. 4.4 y 4.5 muestran la respuesta del filtro para una falla de línea a tierra de la fase A sin y con la presencia de la componente de CD.

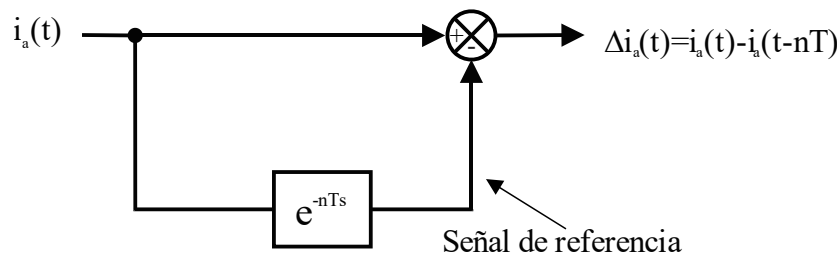


Fig. 4.3. Representación del Filtro Delta para una forma de onda variante en el tiempo.

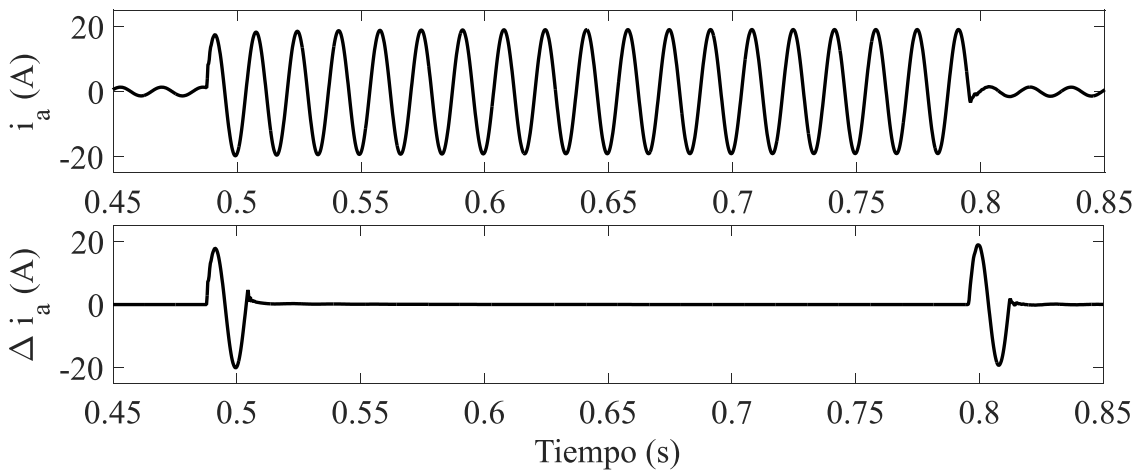


Fig. 4.4. Respuesta del Filtro Delta para una falla de línea tierra (A-G): a) Corriente instantánea; b) Corriente incremental.

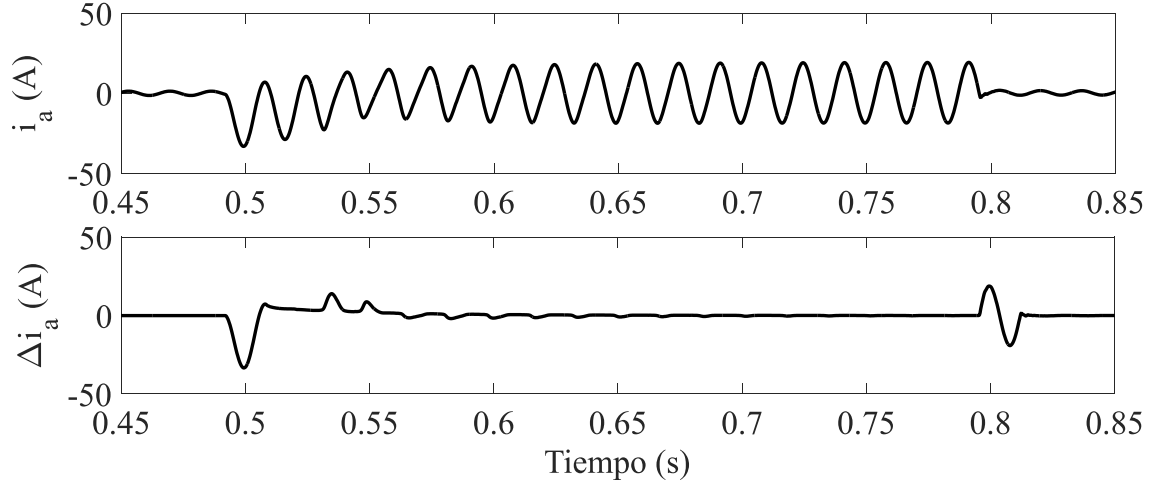


Fig. 4.5. Respuesta del Filtro Delta para una falla de línea tierra (AG) con la presencia de la componente CD: a) Corriente instantánea; b) Corriente incremental.

De la Fig. 4.5 se observa que la componente de CD presente en la corriente de falla, provoca que la señal de corriente incremental tenga una mayor magnitud en el primer medio ciclo de falla y una respuesta distinta a la que se muestra en la Fig. 4.4, debido a la naturaleza aperiódica de la componente de CD. Sin embargo, esto no compromete la correcta operación del algoritmo para la selección de fase como se mostrara más adelante.

Después de eliminar la componente sinusoidal de estado estable de las corrientes de línea, se construye la matriz de cantidades incrementales, definida por (4.22), donde cada una de sus columnas representa k muestras por ciclo de las corrientes incrementales. La matriz de cantidades incrementales es actualizada por cada muestra nueva disponible, esto permite prescindir de un criterio de arranque. La Fig. 4.6 ilustra el proceso de ventaneo para formar la matriz de cantidades incrementales, donde la longitud de la ventana deslizante es de un ciclo.

$$\Delta I_{(k,3)} = \begin{bmatrix} \Delta i_a(1) & \Delta i_b(1) & \Delta i_c(1) \\ \Delta i_a(2) & \Delta i_b(2) & \Delta i_c(2) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \Delta i_a(k) & \Delta i_b(k) & \Delta i_c(k) \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

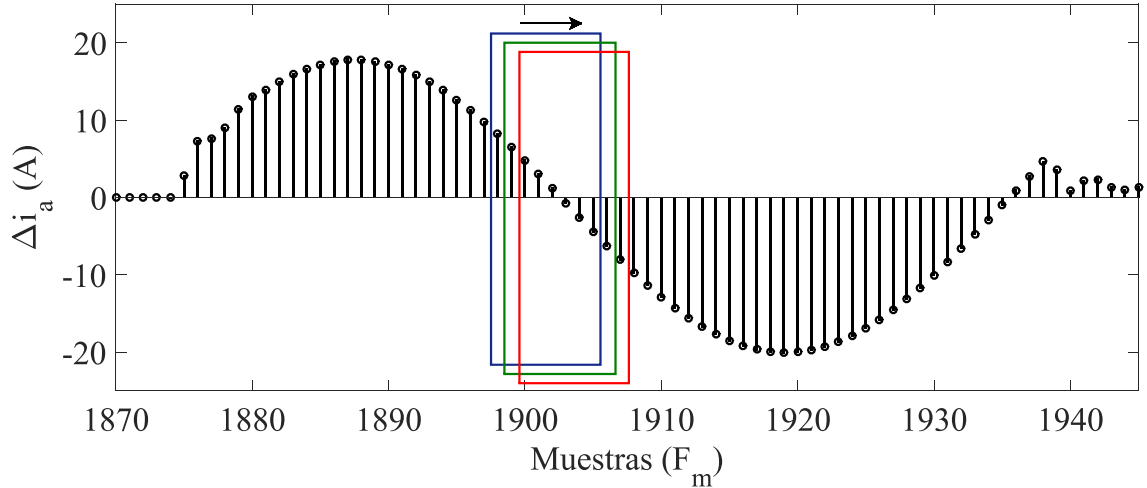


Fig. 4.6. Ventana deslizante para la formación de la matriz de cantidades incrementales.

4.6 MATRIZ DE VARIANZAS-COVARIANZAS

A partir de la matriz de cantidades incrementales se obtiene la matriz de varianzas-covarianzas (Σ), donde los elementos de la diagonal principal contienen las varianzas de las variables $(\Delta i_a, \Delta i_b, \Delta i_c)$, mientras que los elementos fuera de la diagonal contienen las covarianzas entre todos los pares posibles de las corrientes incrementales. La matriz Σ esta defina por (4.23).

$$\Sigma = \begin{bmatrix} \text{var}(\Delta i_a) & \text{cov}(\Delta i_a, \Delta i_b) & \text{cov}(\Delta i_a, \Delta i_c) \\ \text{cov}(\Delta i_b, \Delta i_a) & \text{var}(\Delta i_b) & \text{cov}(\Delta i_b, \Delta i_c) \\ \text{cov}(\Delta i_c, \Delta i_a) & \text{cov}(\Delta i_c, \Delta i_b) & \text{var}(\Delta i_c) \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

Según (4.10), es posible diagonalizar la matriz Σ , utilizando la siguiente transformación modal:

$$\Lambda = \Psi \Sigma \Phi \quad (4.24)$$

donde Φ es la matriz de vectores propios derechos, Ψ es la matriz de vectores propios izquierdos, y Λ es la matriz de valores propios, asociados a Σ .

La matriz de factores de participación, definida por (4.25), es calculada utilizando los vectores propios derechos e izquierdos. La suma de los valores de todos los elementos de una fila o columna de \mathbf{P} es siempre igual a 1.

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} \phi_{11}\psi_{11} & \phi_{12}\psi_{21} & \phi_{13}\psi_{31} \\ \phi_{21}\psi_{12} & \phi_{22}\psi_{22} & \phi_{23}\psi_{32} \\ \phi_{31}\psi_{13} & \phi_{32}\psi_{23} & \phi_{33}\psi_{33} \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

4.7 LÓGICA DE SELECCIÓN DE FASE

Para determinar si existe una condición de falla en el sistema de potencia se observa el comportamiento de los valores propios asociados a la matriz de varianzas-covarianzas; para fallas de línea a tierra el comportamiento de los valores propios es el mismo sin importar la ubicación donde ocurre la falla, o como en el caso de líneas paralelas si existe acoplamiento mutuo, como se demostrará más adelante.

Para identificar la fase fallada, se utiliza la matriz de factores de participación, la cual mide la participación relativa de las variables de estado ($\Delta i_a, \Delta i_b, \Delta i_c$) en cada uno de los modos ($\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$). Por ejemplo, para una falla de línea a tierra en la fase C, la variable Δi_c tendrá un factor de participación mayor que los relacionados con las variables Δi_a y Δi_b en la columna correspondiente al valor propio dominante. La Fig. 4.7 muestra el diagrama de bloques utilizado para la identificación de la fase fallada.

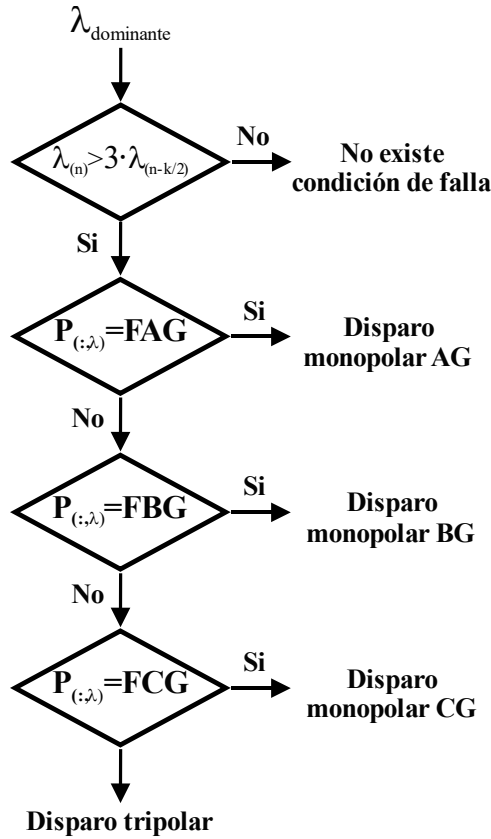


Fig. 4.7. Diagrama de bloques para la identificación de la fase fallada.

El incremento de los valores de corriente durante una falla en una línea de transmisión provoca un incremento en la magnitud de los valores propios de la matriz de varianzas-covarianzas; un análisis del comportamiento de los valores propios durante la transición del estado de pre-falla a falla permitió establecer que existe una condición de falla cuando la magnitud del valor propio dominante sea mayor a tres veces su magnitud medio ciclo anterior. Una vez que se establece la condición de falla, se debe de identificar y seleccionar la fase fallada para realizar una apertura monopolar. Para lograr la selección de la fase fallada se utilizan tres matrices **FAG**, **FBG** y **FCG**, las cuales están definidas por (4.26).

$$\mathbf{FAG} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad \mathbf{FBG} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad \mathbf{FCG} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

La identificación de la fase fallada se realiza mediante la comparación de la columna de la matriz de factores de participación correspondiente al valor propio dominante con una constante igual a 0.3. Esta constante fue determinada en base a que la suma de filas o columnas de la matriz de factores de participación es igual a 1, debido a que \mathbf{P} es una matriz cuadrada de 3×3 , se determinó que la constante de 0.3 es adecuada para diferenciar la fase fallada del resto de las fases sanas.

Si el resultado de la comparación es igual a alguna de las matrices definidas por (4.26), entonces se selecciona a la fase correspondiente como la fase fallada.

4.8 IDENTIFICACIÓN DE UNA FALLA MONOFÁSICA

Cuando ocurre una falla de línea a tierra se debe identificar y seleccionar de manera rápida y precisa la fase fallada para realizar una apertura monopolar y despejar la falla, para lograr lo anterior se aplica el análisis modal para la obtención de los valores y vectores propios de la matriz de varianzas-covarianzas. A continuación se presenta un caso de una falla de línea a tierra en una línea de transmisión sin el efecto de acoplamiento mutuo, con la finalidad de mostrar la operación del algoritmo basado en el análisis modal. Se utilizó una frecuencia de muestreo de 3840 Hz, de manera que por cada ciclo de la frecuencia fundamental (60 Hz) se tienen 64 muestras de la corrientes secundarias, con un tiempo entre muestras de 260.4166×10^{-6} s. El sistema de potencia que se muestra en la Fig. 4.8 consiste en dos fuentes equivalentes Thevenin de voltaje (230 kV, 60 Hz), una carga trifásica de 75 MVA y tres líneas de transmisión de 230 kV [20].

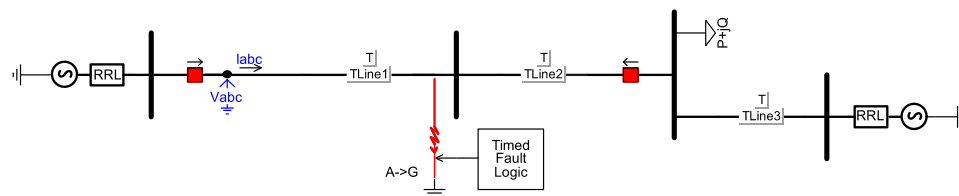


Fig. 4.8. Modelo del sistema eléctrico de potencia implementado en PSCAD.

En la figura 4.9 se muestran las corrientes incrementales para una falla de línea a tierra (AG) que ocurre al final de la línea de transmisión 1 en $t = 0.49167$ s; debido a la falla monofásica existe una variación en la corrientes incrementales, y en consecuencia, existe una variación en la magnitud y el comportamiento de los valores propios, como se observa en la Fig. 4.10.

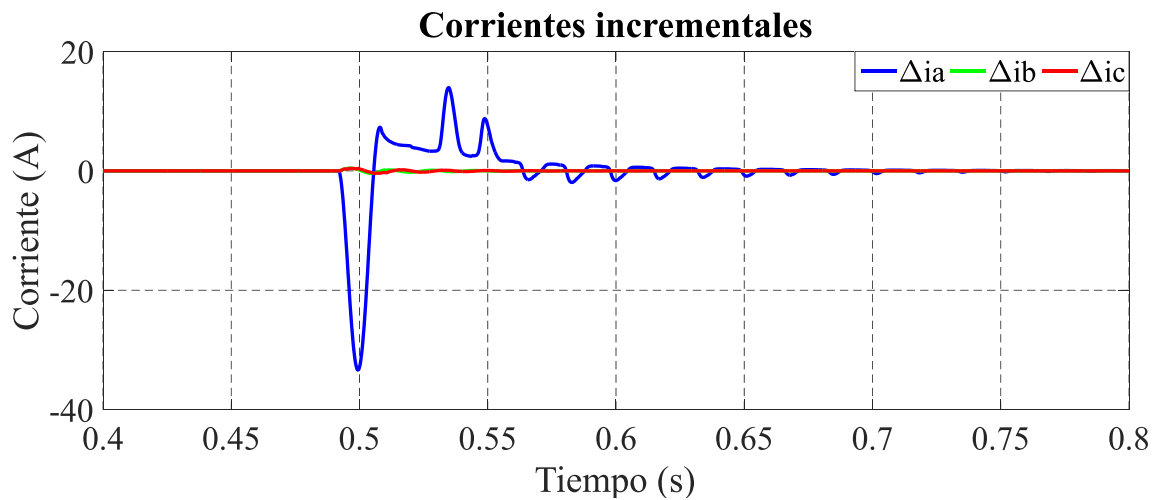


Fig. 4.9. Corrientes incrementales para una falla de línea a tierra (AG).

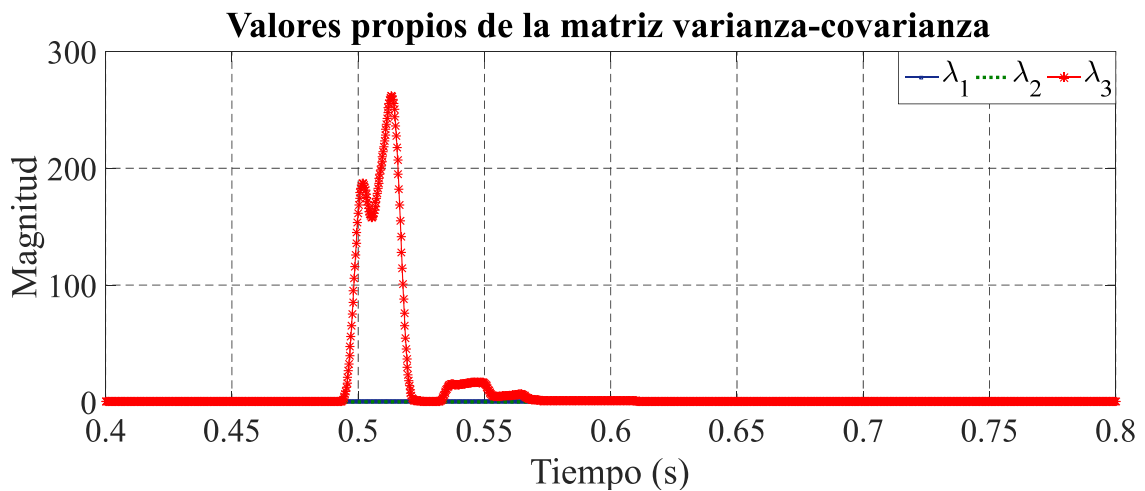


Fig. 4.10. Valores propios calculados para una falla de línea a tierra (AG).

El cambio en las corrientes incrementales debido a la falla, provoca un aumento en la magnitud de los valores propios, siendo más evidente en el valor propio dominante, cuando el incremento en la magnitud del valor propio dominante es mayor a tres veces

su magnitud medio ciclo atrás, el algoritmo detecta que existe una falla en el sistema de potencia. Para seleccionar la fase fallada se compara a la columna correspondiente del valor propio dominante con una constante igual a 0.3. Cuando la comparación mencionada tiene la forma de $[1 \ 0 \ 0]^T$, se selecciona la fase A como la fase fallada, debido a que la variable Δi_a tiene una mayor actividad y contribución, que se refleja en un factor de participación superior que los relacionados con Δi_b y Δi_c . Los factores de participación asociados con el valor propio dominante (λ_3) para este caso se muestran en la Fig. 4.11.

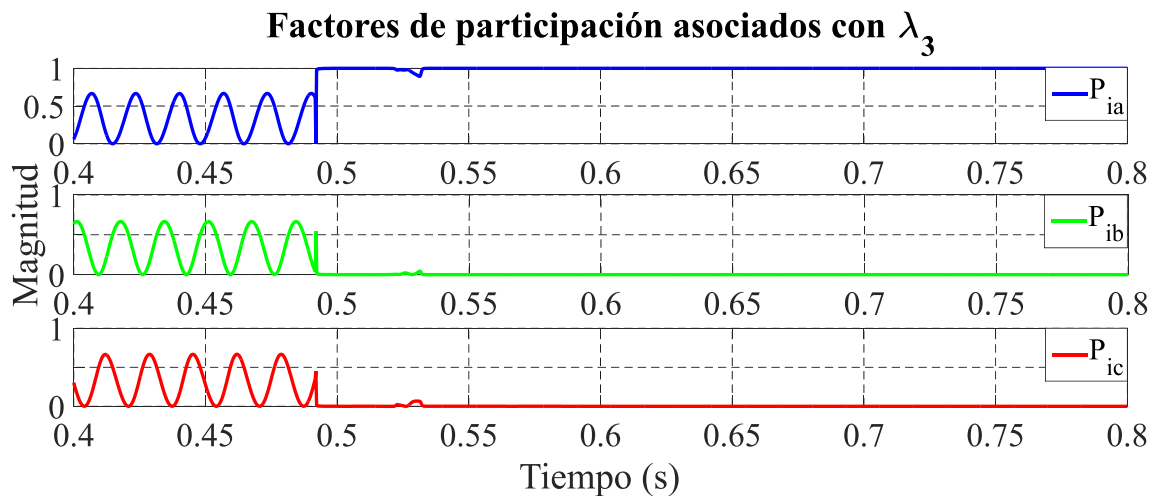


Fig. 4.11. Comportamiento de los factores de participación para una falla de línea a tierra (AG).

Se observa que al ocurrir la falla de línea a tierra, la corriente incremental de la fase A (Δi_a) tiene un factor de participación ($P_{\Delta i_a}$) mayor que $P_{\Delta i_b}$ y $P_{\Delta i_c}$ asociados con Δi_b y Δi_c , respectivamente, debido a que la fase A es la fase fallada, esto tiene como resultado que Δi_a tenga una mayor participación en la columna correspondiente al valor propio dominante λ_3 .

La Fig. 4.12 muestra la respuesta de salida del algoritmo, se observa que la fase fallada es identificada en 0.4938 s, teniendo un tiempo de respuesta de 2.13×10^{-3} s. La

Tabla 4.1 muestra los factores de participación asociados con λ_3 en el instante de tiempo igual a 0.4938 s.

Tabla 4.1. Factores de participación asociados con λ_3 .

Δi_a	0.9793
Δi_a	0.0082
Δi_a	0.0125

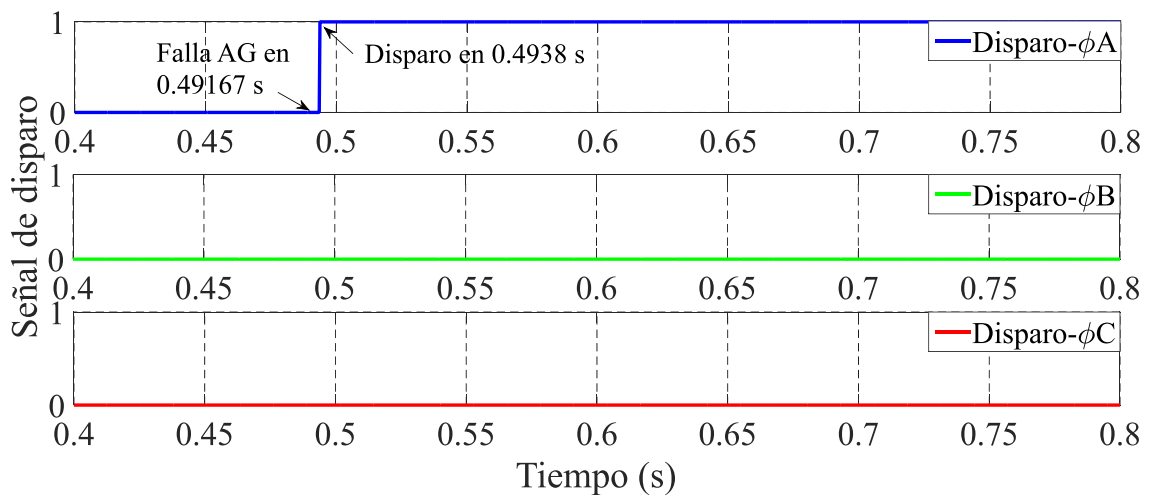


Fig. 4.12. Señal de disparo monopolar para una falla de línea a tierra de la fase A.

4.9 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

En este capítulo se presentó un nuevo algoritmo de detección de fase para disparo monopolar en líneas de transmisión basado en el análisis modal.

Los valores instantáneos de las corrientes secundarias de los TC's son filtradas y organizadas en la matriz de cantidades incrementales, donde cada una de sus columnas representa k muestras por ciclo de las corrientes incrementales de línea.

A partir de la matriz de cantidades incrementales se obtiene la matriz de varianzas-covarianzas. Se aplica el análisis modal para obtener los valores propios y los factores de participación asociados para identificar y seleccionar la fase fallada. La identificación de la fase fallada se realiza mediante la comparación de las columnas de la matriz de participación con una constante de 0.3, determinada sobre la base de que la suma de filas o columnas de la matriz de factores de participación es igual a 1.

Una ventaja del análisis modal es que la magnitud del valor propio dominante permite diferenciar entre un estado de pre-falla y falla, por lo que no es necesaria una función de detección de fallas.

El algoritmo propuesto tiene una alta efectividad, ya que del 100% de los casos analizados, que incluyen efecto de acoplamiento mutuo, desbalances, asimetrías y resistencia de falla, en todos los casos de falla monofásica se realizó una correcta identificación de la fase fallada. En el capítulo 5 se describen estos resultados.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS

5.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo se evaluará el desempeño del algoritmo propuesto para la selección de fase ante diferentes tipos de fallas eléctricas que se presentan en las líneas de transmisión, como lo son las fallas trifásicas, bifásicas a tierra, bifásicas y monofásicas, siendo estas últimas las de principal interés debido a que ocurren con mayor frecuencia en el sistema de potencia.

A continuación se presenta el sistema de prueba y las características de este, además se describirán los diferentes escenarios seleccionados para la evaluación del algoritmo de detección de fase fallada. En cada uno de los casos seleccionados se presenta de manera gráfica el comportamiento de los factores de participación, que como se mencionó en el capítulo anterior, miden la participación relativa de las variables de estado (i_a, i_b, i_c) , permitiendo la identificación de la fase fallada para fallas de línea a tierra.

5.2 SISTEMA DE PRUEBA

El sistema de prueba que se muestra en la Fig. 5.1, fue implementado en PSCADTM/EMTDCTM para la evaluación del algoritmo propuesto basado en el análisis

modal. Este sistema está compuesto por dos fuentes equivalentes de Thevenin en los extremos y 3 secciones de líneas paralelas.

Cada par de líneas paralelas están sobre una misma estructura, teniendo interés principalmente en las líneas de transmisión identificadas como “Línea 1” y “Línea 2”, las cuales están protegidas por los relevadores R1, R2 y R3, R4, respectivamente.

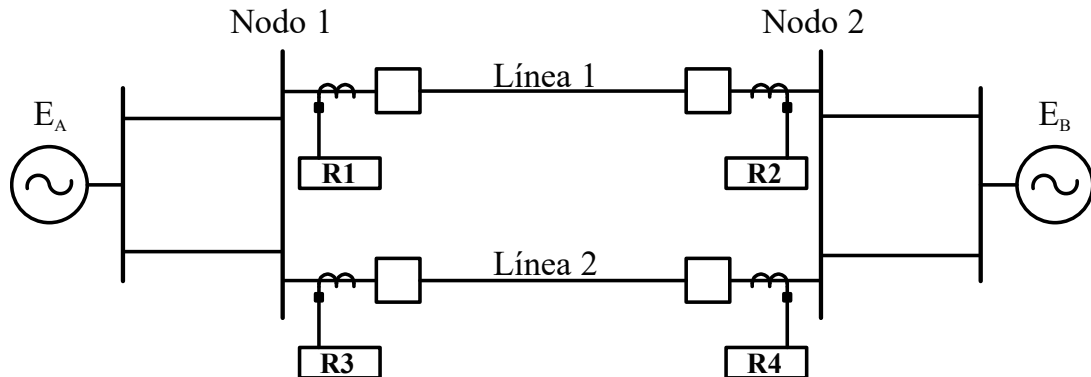


Fig. 5.1. Sistema de prueba.

Los parámetros del sistema de potencia se muestran en la Tabla 5.1, el arreglo de los conductores para cada par de líneas de transmisión se muestra en la Fig. 5.2. Téngase en cuenta que al utilizar este tipo de arreglo, se considera el efecto de acoplamiento mutuo entre las fases de una misma línea y el efecto de acoplamiento mutuo entre líneas paralelas, como es el caso de las líneas 1 y 2 de las Fig. 5.1.

Tabla 5.1. Parámetros del sistema de prueba.

Voltaje nominal	230	kV
Longitud de las líneas 1 y 2	100	km
Impedancia de la fuente A	$Z_1 = 17.95 \angle 87.67^\circ$ $Z_0 = 14.99 \angle 80.86^\circ$	Ω
Impedancia de la fuente B	$Z_1 = 3.8 \angle 87.69^\circ$ $Z_0 = 6.02 \angle 80.9^\circ$	Ω
Impedancias de las líneas 1 y 2	$Z_1 = 43 \angle 85.32^\circ$ $Z_0 = 150.97 \angle 75.33^\circ$	Ω

En la Tabla 5.2 se presentan los parámetros de los transformadores de corriente (TC) utilizados en el sistema de prueba para la medición de las corrientes primarias.

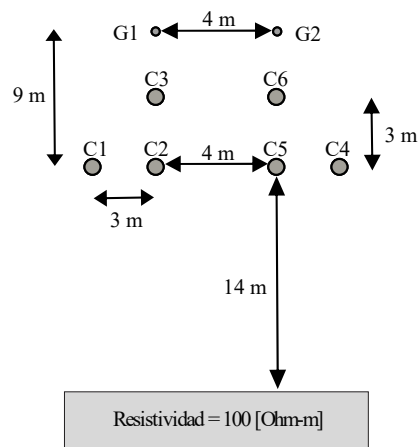


Fig. 5.2. Configuración de conductores de las líneas de transmisión.

Tabla 5.2. Parámetros del TC.

Relación de transformación	1500/5	
Resistencia secundaria	0.5	Ω
Inductancia secundaria	0.8	mH
Área transversal magnética	2.601×10^{-3}	m^2
Longitud de la trayectoria magnética	0.6377	m
Flujo remanente	0	T
Resistencia de burden	0.1	Ω
Inductancia de burden	0.5	m Ω

5.3 CASOS DE EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL ALGORITMO

Para la evaluación del desempeño del algoritmo se realizaron un total de 102 simulaciones en las que se consideraron cada uno de los 10 diferentes tipos de fallas eléctricas (AG, BG, CG, ABG, BCG, CAG, AB, BC, CA y ABC).

En la Tabla 5.3 se presenta un resumen del número total de casos para la evaluación del desempeño del algoritmo en las que se consideraron el efecto de acoplamiento mutuo, distintos ángulos de inserción de falla, desbalances y diferentes valores de resistencia de falla.

Tabla 5.3. Casos simulados para la evaluación del desempeño del algoritmo.

Tipo de falla	Ubicación de la falla (km)	Resistencia de falla (Ω)	Ángulo de inserción (grados)	Número de casos simulados
Falla monofásica AG	30, 60, 90	20, 50	0, 45, 90	18
Falla monofásica BG	30, 60, 90	10, 40	0, 60, 135	18
Falla monofásica CG	30, 60, 90	15, 30	90, 150, 210	18
Falla bifásica AB	60, 90	50, 70	0, 90	8
Falla bifásica BC	60, 90	35, 50	45, 135	8
Falla bifásica CA	60, 90	50, 60	210, 245	8
Falla bifásica a tierra ABG	90	40, 50	0, 90, 135	6
Falla bifásica a tierra BCG	90	50, 60	210, 245, 290	6
Falla bifásica a tierra CAG	90	30, 40	15, 75, 165	6
Falla trifásica ABC	90	40, 60	0, 90, 135	6

A continuación se presentan 5 casos para mostrar el desempeño del algoritmo de detección de fase para disparo monopolar en líneas de transmisión. En cada uno de estos casos se incluye una figura que contiene información gráfica de las corrientes secundarias instantáneas, los factores de participación asociados con el valor propio dominante y la respuesta de salida del algoritmo para cada uno de los relevadores R1, R2, R3 y R4, respectivamente, los cuales están instalados en las líneas de transmisión 1 y 2 del sistema de potencia que se muestra en la Fig. 5.1.

5.3.1 FALLA DE LÍNEA A TIERRA

En este caso se simula una falla de línea a tierra (BG) al 90% de la línea protegida (línea 1) a partir de R1 con una resistencia de falla (R_f) de 15Ω en el instante de tiempo igual a 6.0 s. La falla monofásica produce un incremento en las corrientes medidas de los secundarios de los transformadores de corriente instalados en los extremos de la línea fallada, como se muestra en las Figs. 5.3a y 5.3b, produciendo que la fase B tenga un factor de participación mayor que el de las fases sanas. Los relevadores R1 y R2 seleccionan la fase B como la fase fallada de manera correcta. Debido al acoplamiento mutuo que existe entre las líneas de transmisión, se inducen corrientes de falla en la línea paralela (línea 2), sin embargo a pesar de este efecto no deseado, el algoritmo no opera, lo cual es correcto ya que no existe una falla en la línea paralela.

5.3.2 FALLA SIMULTÁNEA DE LÍNEA A TIERRA

En este escenario se presenta el desempeño del algoritmo de selección de fase cuando ocurre una falla simultánea. La primera falla (AG) ocurre al 90% de la línea protegida a partir de R1 con una $R_f = 10 \Omega$ en el instante de tiempo igual a 6.5 s. Después de 4 ms ocurre la segunda falla (BG) en la línea paralela en la misma ubicación geográfica con una $R_f = 10 \Omega$. En la Fig. 5.4 se muestra que los relevadores R1 y R2 seleccionan la fase A para ser disparada de manera monopolar, mientras que R3 y R4 seleccionan la fase B, en ambos casos el algoritmo selecciona la fase fallada de manera correcta permitiendo realizar una apertura monopolar en ambas líneas de transmisión.

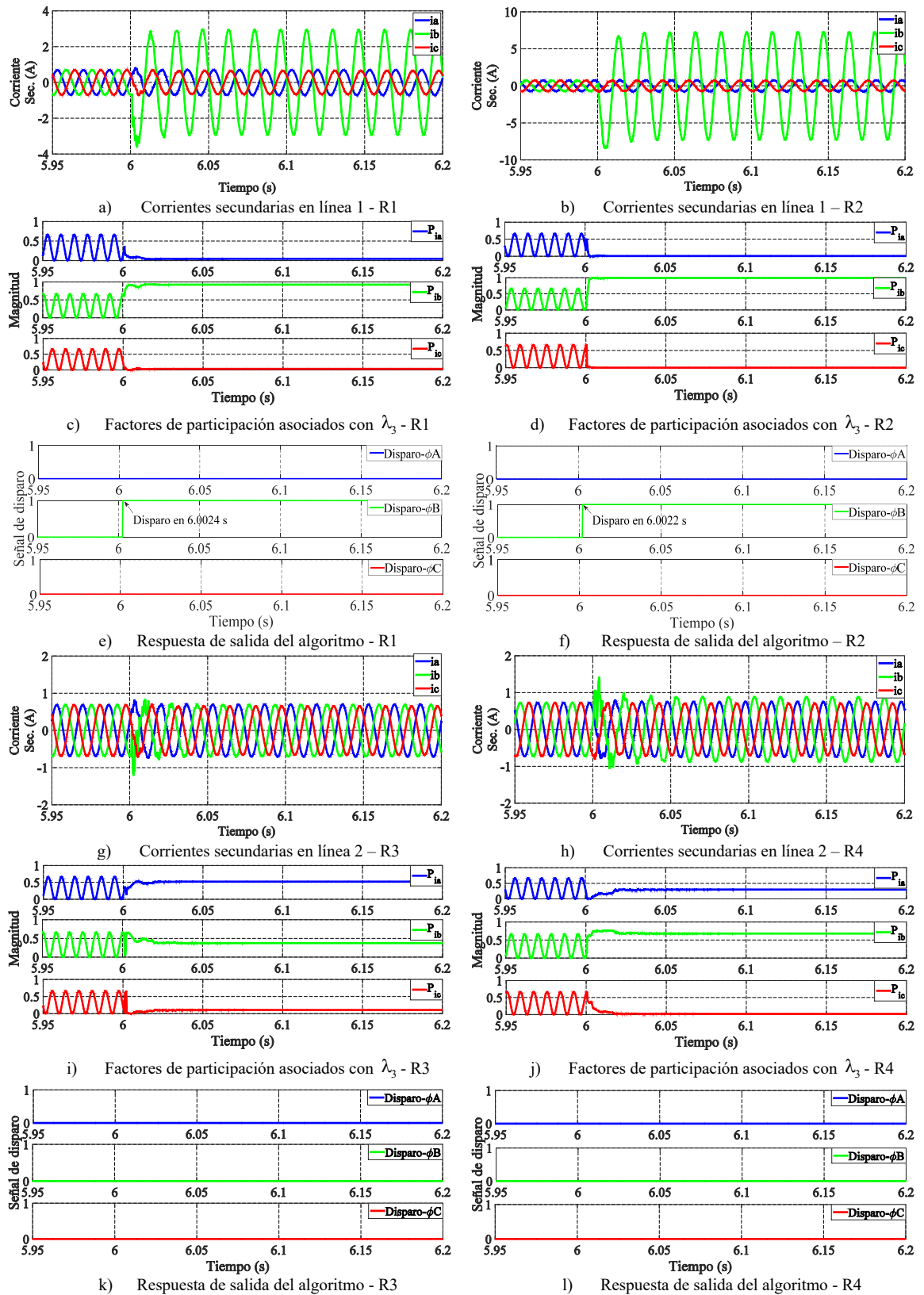


Fig. 5.3. Falla de línea a tierra en línea de transmisión 1.

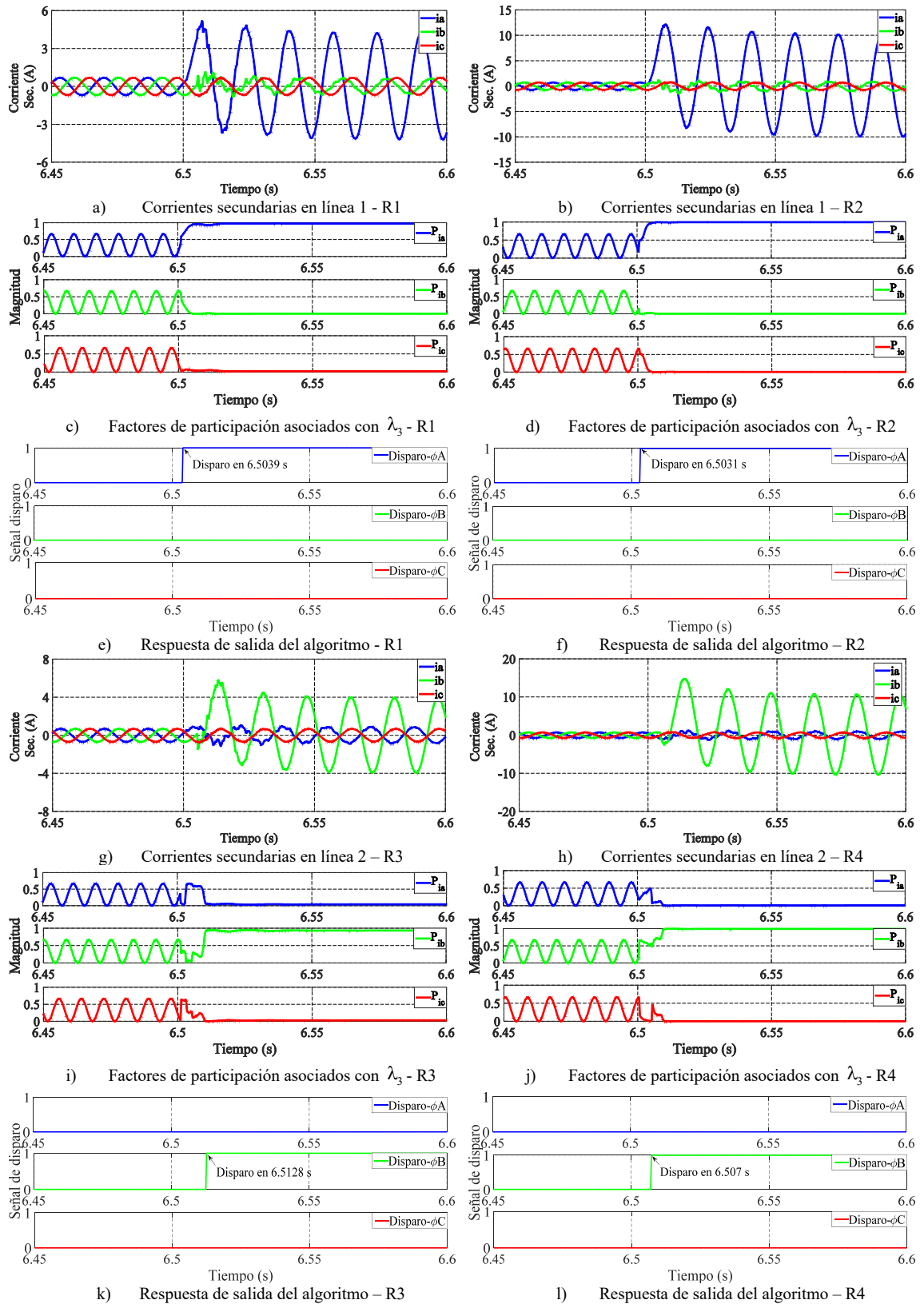


Fig. 5.4. Falla simultánea de línea a tierra.

5.3.3 FALLA BIFÁSICA A TIERRA

En el caso de ocurrir una falla que no sea de fase a tierra, se debe realizar una apertura tripolar. En este caso se muestra el desempeño del algoritmo ante una falla bifásica a tierra (CAG), que ocurre al 90% de la línea protegida a partir de R1 con una $R_f = 15 \Omega$ en el instante de tiempo igual a 6.0 s. De la Fig. 5.5 se observa que R1 y R2 operan de manera tripolar debido a la falla bifásica a tierra en la línea protegida. También se observa que R3 y R4 no operan ya que no existe una falla en la línea paralela.

5.3.4 FALLA TRIFÁSICA

Las fallas trifásicas son las más severas y de mayor impacto para el sistema de potencia, afortunadamente son las que ocurren con menor frecuencia. En este escenario se presenta una falla trifásica al 90% de la línea protegida a partir de R1 para evaluar el desempeño del algoritmo ante este tipo de fallas. La falla ocurre en $t=6.0$ s con una $R_f = 60 \Omega$. La Fig. 5.6 muestra que R1 y R2 operan correctamente al realizar un disparo tripolar para despejar la falla en la línea protegida.

5.3.5 FALLA DE FASE C DE LA LÍNEA 1 CONTRA LA FASE A DE LA LÍNEA 2

En este escenario se simula una falla bifásica entre la fase C de la línea 1 y la fase A de la línea 2 de la Fig. 5.1. La falla ocurre en el instante de tiempo igual a 5.006777 s con una $R_f = 0 \Omega$. En las Figs. 5.7e y 5.7f se observa que el algoritmo selecciona correctamente la fase C como la fase fallada, mientras que las Figs. 5.7k y 5.7l muestran que la fase fallada es a la fase A. Por lo tanto, se realizan dos disparos monopolares, uno en la línea 1 correspondiente a la fase C y el otro en la línea 2 correspondiente a la fase A.

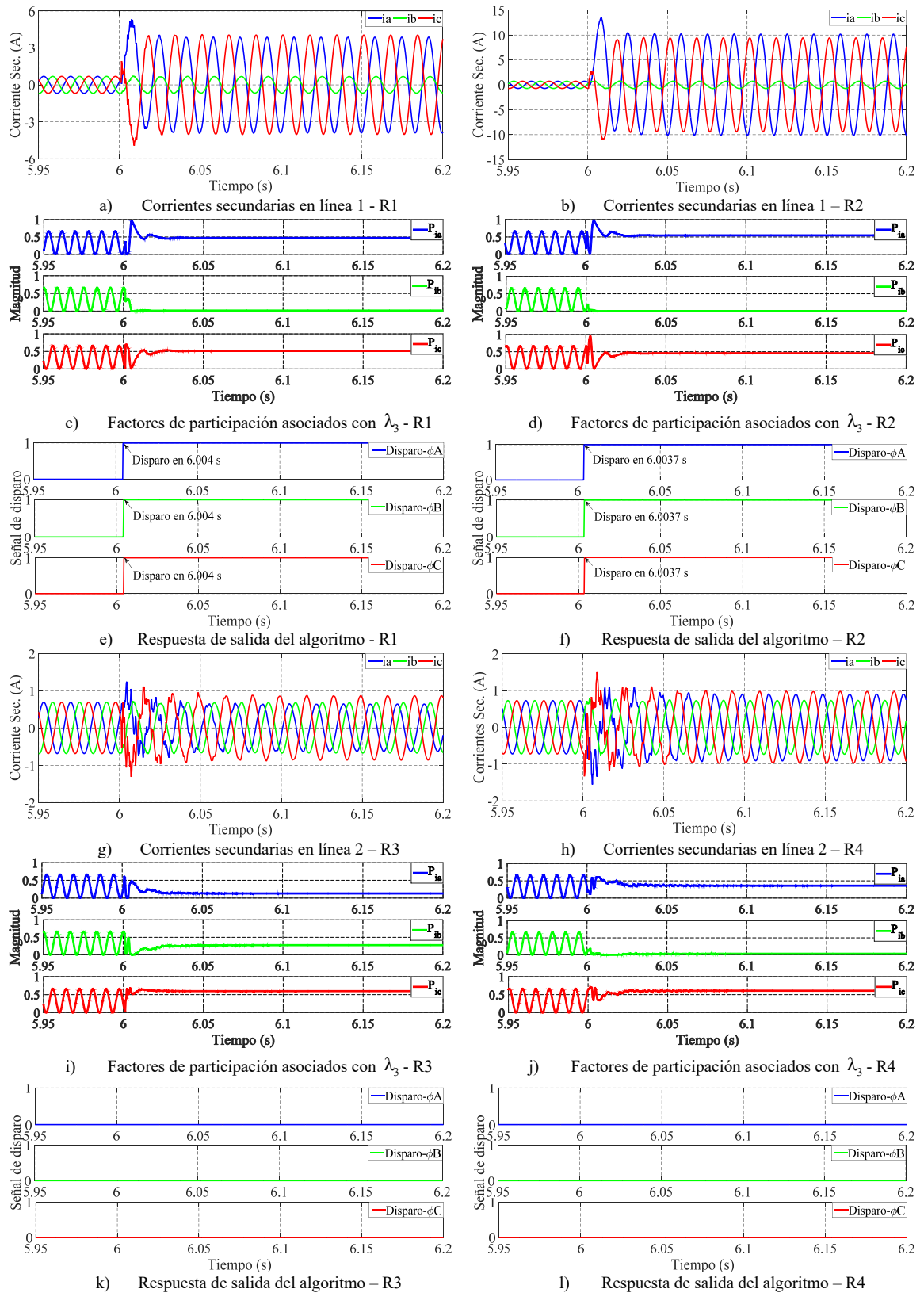


Fig. 5.5. Falla bifásica a tierra en línea de transmisión 1.

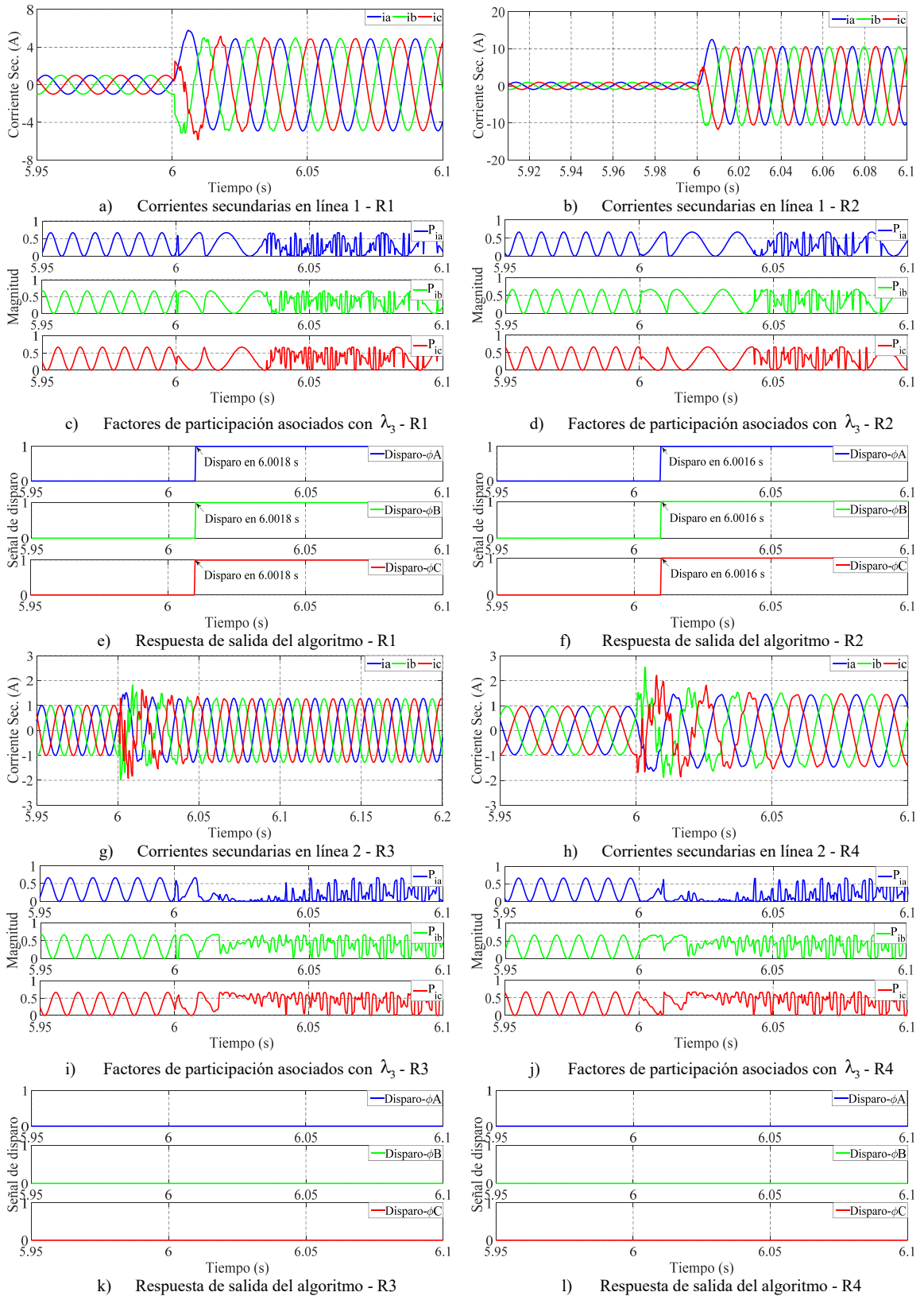


Fig. 5.6. Falla trifásica en la línea de transmisión 1 (línea protegida).

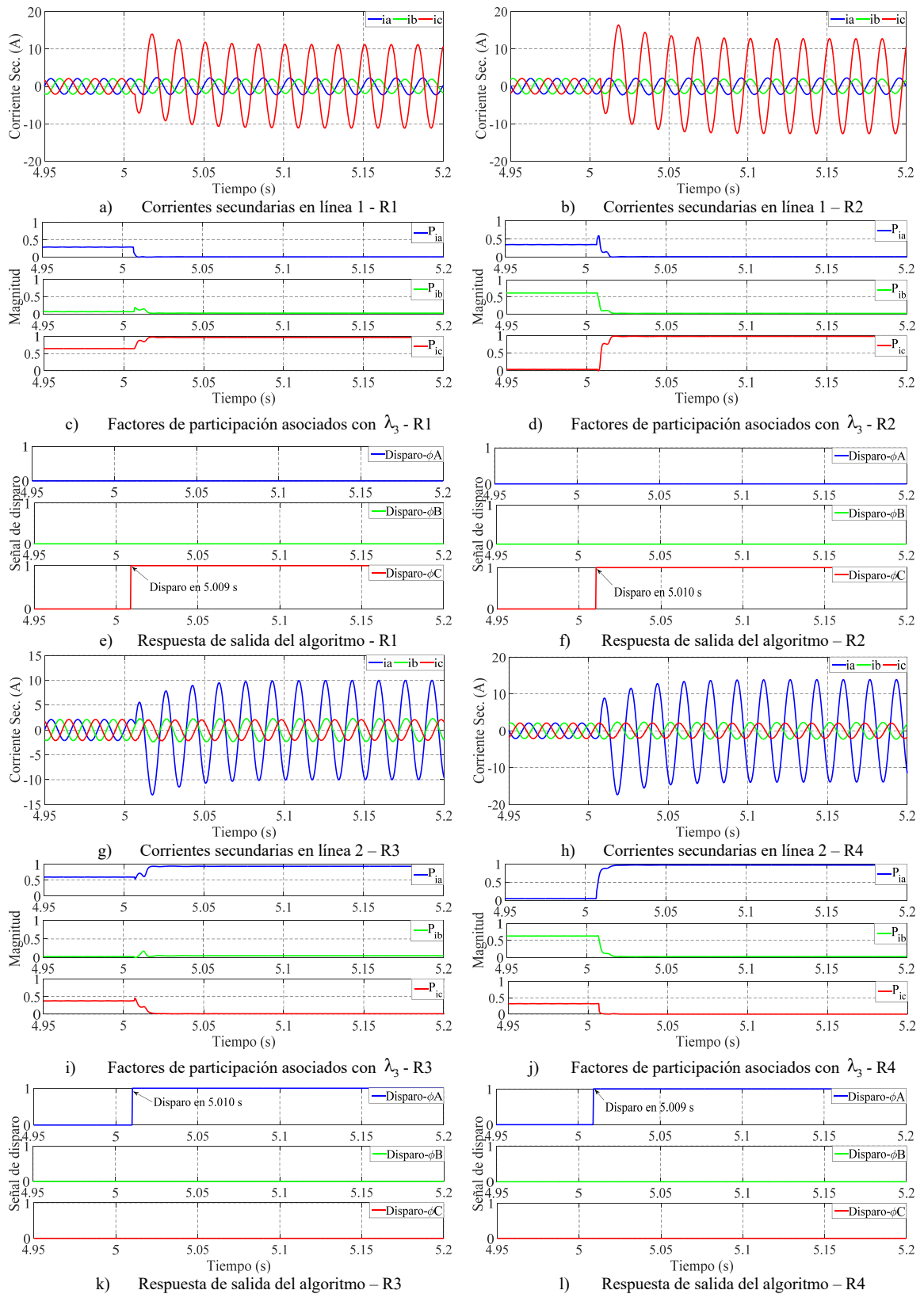


Fig. 5.7. Falla bifásica entre líneas 1 y 2.

5.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los escenarios mencionados en la sección anterior muestran de manera gráfica que el algoritmo es capaz de identificar y seleccionar la fase fallada para fallas de línea a tierra. En la Tabla 5.4 se describen distintos escenarios de fallas a tierra; las fallas fueron simuladas en distintos instantes de tiempo respecto a la onda de voltaje (esto modifica la polaridad y magnitud de la componente de CD en la corriente e falla), en distintos puntos de la línea de transmisión y con diferentes valores de la resistencia de falla. En todos los casos, la respuesta del algoritmo fue correcta, se disparó la fase fallada en el caso de fallas monofásicas y se realizó apertura tripolar para una falla distinta a la monofásica.

Tabla 5.4. Distintos escenarios de falla a tierra simulados.

Tipo de Falla	Instante de inserción de falla	Ubicación de la falla en línea 1	Resistencia de falla	Tiempo de operación
AG	5.8875 s	90 km	50 Ω	3.891 ms
AG	5.8854 s	90 km	50 Ω	2.575 ms
AG	5.8875 s	90 km	20 Ω	3.091 ms
BG	4.9559	90 km	10 Ω	3.410 ms
BG	4.9573	60 km	40 Ω	2.822 ms
BG	4.9573 s	60 km	10 Ω	2.522 ms
CG	6.2036 s	90 km	30 Ω	3.001 ms
CG	6.1984 s	90 km	30 Ω	2.556 ms
CG	6.2039 s	90 km	15 Ω	2.801 ms

5.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO

El algoritmo de detección de fase basado en el análisis modal es capaz de identificar y seleccionar la fase fallada para fallas de línea a tierra sin importar la ubicación en donde ocurre la falla en la línea de transmisión con o sin el efecto de acoplamiento mutuo entre

líneas paralelas. Así mismo, el algoritmo es inmune al efecto de la resistencia de falla y no es afectado en el caso de fallas simultáneas.

Se realizaron 102 casos de simulación en un sistema de potencia considerando el efecto de acoplamiento mutuo entre líneas de transmisión, desbalances, asimetrías y diferentes valores de resistencia de falla. En todos los casos, el algoritmo propuesto identificó correctamente entre fallas de fase a tierra (disparo monopolar) y otros tipos de fallas (disparo tripolar). El tiempo de operación promedio para la selección de la fase fallada es de 3 ms, que es menor comparado con los algoritmos utilizados actualmente en relevadores comerciales.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan las conclusiones generales de este trabajo de investigación, las principales aportaciones realizadas y las recomendaciones para trabajos futuros relacionadas con la aplicación del análisis modal.

6.2 CONCLUSIONES

La mayoría de las fallas que ocurren en líneas de transmisión aéreas son monofásicas y de naturaleza transitoria. El uso de un esquema de apertura monopolar puede despejar exitosamente este tipo de fallas con la apertura de sólo la fase fallada, permitiendo la transferencia de potencia sobre las dos fases restantes reduciendo así, el impacto para el sistema.

En esta investigación se propone un nuevo algoritmo de detección de fase para disparo monopolar en líneas de transmisión basado en la aplicación del análisis modal. El algoritmo determina los valores propios y vectores propios derechos e izquierdos para la formación de la matriz de factores de participación, la cual permite identificar la fase fallada para fallas de línea a tierra.

Los valores instantáneos de las corrientes secundarias de los TC's son filtradas y organizadas en la matriz de cantidades incrementales, donde cada una de sus columnas representa k muestras por ciclo de las corrientes incrementales de línea. A partir de la matriz de cantidades incrementales se obtiene la matriz de varianzas-covarianzas. Se aplica el análisis modal para obtener los valores propios y los factores de participación asociados para identificar y seleccionar la fase fallada.

Una ventaja del análisis modal es que la magnitud del valor propio dominante permite diferenciar entre un estado de pre-falla y falla, por lo que no es necesaria una función de detección de fallas.

Se estableció un umbral para la identificación fallas en líneas de transmisión. Este umbral fue determinado de manera heurística a partir de todas las simulaciones realizadas para la evaluación del algoritmo. Este umbral establece que si la magnitud del valor propio dominante es mayor a tres veces su magnitud medio ciclo anterior corresponde a una condición de falla.

Después de que se ha identificado una condición de falla, se utilizan los factores de participación asociados con el valor propio dominante. El uso de los factores de participación permite identificar la fase fallada debido a que son una medida de la participación relativa de las variables de estado (i_a, i_b, i_c) . La selección de la fase fallada se realiza mediante la comparación de la columna correspondiente al valor propio dominante de la matriz de participación con una constante de 0.3, determinada sobre la base de que la suma de filas o columnas de la matriz de factores de participación es igual a 1. Por lo tanto, para una falla de línea a tierra la fase fallada tendrá un factor de participación mayor que el de las fases sanas, permitiendo así, seleccionar la fase fallada.

El sistema de prueba utilizado para la validación del desempeño del algoritmo está compuesto por dos fuentes equivalentes de 230 kV interconectadas por 3 secciones de

líneas paralelas acopladas magnéticamente. Todas las simulaciones realizadas se llevaron a cabo en el software PSCADTM/EMTDCTM.

El algoritmo propuesto tiene una alta efectividad, ya que del 100% de los casos analizados, que incluyen efecto de acoplamiento mutuo, desbalances, asimetrías y resistencia de falla, en todos los casos de falla monofásica se realizó una correcta identificación de la fase fallada, inclusive en el caso de una falla de fase a fase entre ambas líneas el algoritmo demostró una correcta identificación de la fase fallada. El algoritmo tiene un tiempo de respuesta promedio de 3 ms en la identificación de la fase fallada, que es menor comparado con los algoritmos utilizados actualmente en relevadores comerciales, los cuales tienen tiempos de operación de 4 a 8 ms.

6.3 APORTACIONES

Las principales aportaciones de este trabajo de investigación son:

- Un nuevo algoritmo de detección de fase para disparo monopolar en líneas de transmisión basado en la aplicación del análisis modal capaz de seleccionar la fase fallada para fallas de línea a tierra independientemente de la ubicación en donde ocurre la falla, el efecto de acoplamiento mutuo y resistencia de falla. Así mismo, el algoritmo propuesto no es afectado en el caso de fallas simultáneas y tiene un tiempo promedio de respuesta promedio de 3 ms para la identificación de la fase fallada.
- Se desarrolló una herramienta para el análisis transitorio de señales de voltaje y corriente basado en el análisis modal, que permitirá el diseño de nuevos esquemas de protección y supervisión, como son la función de bloqueo de relevadores de distancia durante oscilaciones de potencia y la protección de pérdida de excitación en generadores síncronos.

6.4 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

A partir de los resultados de esta investigación, las recomendaciones para trabajos futuros en esta área del conocimiento son:

- Considerar otros escenarios para evaluar el desempeño del algoritmo propuesto, como son el caso de líneas de transmisión con compensación serie y líneas con reactores de compensación.
- Evaluar el desempeño del algoritmo de selección de fase fallada propuesto utilizando registros de falla reales.
- Extender la aplicación de la metodología utilizada en este trabajo de tesis para otro tipo de aplicaciones de protección y supervisión, como son la función de bloqueo de relevadores de distancia durante oscilaciones de potencia y la protección de pérdida de excitación en generadores síncronos.

REFERENCIAS

- [1] E. Godoy, A. Celaya, H. J. Altuve, N. Fischer and A. Guzmán, “Tutorial on Single-Pole Tripping and Reclosing”, proceedings of the 39th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2012.
- [2] AREVA, Network Protection & Automation Guide, Barcelona, Cayfosa, 2005.
- [3] E. O. Schweitzer III and J. Roberts, “Distance Relay Element Design”, published in the SEL Journal of Reliable Power, Vol. 1, No. 1, July 2010.
- [4] F. Calero and D. Hou, “Practical Considerations For Single-Pole-Trip Line-Protection Schemes”, proceedings of the 31st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2004.
- [5] Z. Q. Bo, R. K. Aggarwal, A.T. Johns, H. Y. Li y Y. H. Song, “A new approach to phase selection using fault generated high frequency noise and neural networks”, IEEE transactions on Power Delivery. Vol. 12, No. 1, January 1997.
- [6] Su Qianli, Dong Xinzhou y Z. Q. Bo, “New Approach of Fault Detection and Fault Phase Selection Based on Initial Current Traveling Waves”, IEEE Power Engineering Society, 2002.
- [7] J. Chen y R. K. Aggarwal, “Current signal based phase selection in EHV-transmission lines using wavelet transforms and neural network”, proceedings of the 45th international Universities Power Engineering Conference (UPEC), September 2010.

- [8] B. Kasztenny, B. Campbel and J. Mazareeuw, “Phase Selection for Single-Pole Tripping- Weak Infeed Conditions and Cross-Country Faults”, proceedings of the 27th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2000.
- [9] E. Rosolowski and J. Izykoski, “Phase Algorithm in Symmetrical Components Coordinates for Double-Circuit Series Compensated Lines”, publish in Computational Problems of Electrical Engineering Journal, Vol. 1, No. 1, 2011.
- [10] D. Costello and K. Zimmerman, “Determining the Faulted Phase”, proceedings of the 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, March 2010.
- [11] D.O. Koval and A.A. Chowdhury, “Assessment of Transmission Line Common Mode, Station Originated and Fault Types Forced Outage Rates”, Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, 2009.
- [12] General Electric, “High Voltage Transmission Line Protection with Single Pole”.
- [13] V.H. Serna, J.C. Rivera, H.E. Prado, H.J. Altuve, D. Sánchez and J. Gallegos, “Transmission Line Single-Pole Tripping: Field Experience in the Western Transmission Area of Mexico”, proceedings of the 37th Annual Western Protective Relay Conference, October 2010.
- [14] M.C. Durán, V. H. Ortiz and J.L. Naredo, “Modeling Distance Algorithms to Acquire Autoreclose Settings”, proceedings of the 39th North American Power Symposium, 2007.
- [15] G. Benmouyal y J. Roberts, “Superimposed Quantities: Their True Nature and Application in Relays”, Schweitzer Engineering Laboratories, 1999.

- [16] S. E. Zocholl, "Three-Phase Circuit Analysis and the Mysterious k_0 Factor", presented at the 22nd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 1995.
- [17] P. Kundur, "Power System Analysis", McGraw-Hill Series in Electrical and Computer Engineering, 1999.
- [18] H. K. Khalil, "Nonlinear Systems", Prentice Hall, 2002.
- [19] J. Roberts y S. E. Zocholl, "Selecting CTs to Optimize Relay Performance", presented at the Pennsylvania Electric Association Relay Committee Fall Meeting, September 1996.
- [20] D. Muthumuni, L. Ruchkall y R. Jayasinghe, "Modeling Current Transformer (CT) Saturation for Detailed Protection Studies", Manitoba HVDC Research Centre, December 2011.