



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
MAESTRÍA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
FACULTAD DE INGENIERÍA

**“LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EMPLEANDO
MÉTODOS BASADOS EN MEDICIONES DE IMPEDANCIA”**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. CHRISTAN ANÍBAL SALAS VARONA

TUTOR
DR. DANIEL GUILLÉN APARICIO

MÉXICO, D. F. AGOSTO 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Castro González Luis Miguel
Secretario: Dr. Tapia Olvera Rubén
Vocal: Dr. Guillén Aparicio Daniel
1^{er.} Suplente: Dr. Rodríguez Rodríguez Juan Ramón
2^{d o.} Suplente: Dr. Trillaud Pighi Frédéric

CDMX, Agosto 2018

TUTOR DE TESIS:
DR. DANIEL GUILLÉNAPARICIO



FIRMA

RESUMEN

En este trabajo se presentan tres algoritmos de localización de fallas basados en mediciones de impedancia de una terminal. Para implementar este tipo de algoritmos, se requiere obtener el fasor de las señales de voltaje y corriente, durante el periodo de falla. En este sentido, se desarrollan tres técnicas de estimación fasorial presentes en la literatura: filtro de Fourier de ciclo completo, filtro de Fourier con eliminación de la componente de CD, y estimación fasorial mediante el ajuste de curva por mínimos cuadrados no lineales.

Se presentan 3 casos de estudio que resultan de interés en los sistemas de protección:

El primer caso se enfoca en la localización de fallas en un sistema radial, a partir de mediciones de voltaje y corriente en un sólo bus. Se prueba el desempeño de los algoritmos de localización de fallas, así como de las técnicas de estimación fasorial. Se observa que la exactitud del localizador de fallas se puede mejorar si se elimina la componente de CD. En este sentido, se presenta un nuevo método para mejorar la exactitud de los algoritmos tradicionales utilizando el concepto de cambio en la potencia activa durante el periodo de pre-falla y falla.

En el segundo caso de estudio se evalúa el desempeño del método propuesto, en la localización de fallas en sistemas con líneas de doble circuito, ya que esta es una configuración muy común, debido a que permite incrementar la potencia transmitida, sin la necesidad de hacer grandes cambios estructurales.

Por último, se presenta un caso que incluye un limitador de corriente de falla súper conductor (SFCL, por sus siglas del inglés). El SFCL es un dispositivo que permite mitigar la magnitud de las corrientes de corto circuito, al agregar a la línea de transmisión, una impedancia (en el caso de estudio, sólo resistencia) durante el tiempo que dura la falla. Sin embargo, al hacerlo, se afecta la precisión del localizador de fallas.

ABSTRACT

This thesis presents three, one-end impedance measurement-based fault location algorithms. In order to implement this kind of algorithms, it is required to obtain the phasor of the voltage and current signals, during the failure period. In this sense, it is developed three phasor estimation techniques presented in the literature: full cycle Fourier filter, Fourier filter with DC component elimination, and phasor estimation by means of curve fitting by non-linear least square.

It is presented three study cases of interest from the point of view of the protection systems: The first study case focuses on fault location in a radial system, using one-end measurements. The fault location algorithm's behavior is tested, as well as the phasor estimation techniques. It is observed that is possible to improve the fault locator exactness, if the DC component is removed. In this sense, a new method to improve the accuracy of traditional algorithms is presented, using the concept of active power change during the pre-failure and failure period.

In the second study case, the performance of the fault location methods is evaluated in double circuit lines because this is a common configuration to increase the transmitted power without make important structural changes.

Finally, an additional case is presented, which includes a superconducting fault current limiter (SFCL). The SFCL is a device that permits the reduction of the short circuit current magnitude, adding an impedance to the transmission line (in the study case, only resistance) during the failure period. However, by doing so, the accuracy of the fault locator is affected.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a mis padres por haberme motivado a continuar con el siguiente nivel en mi preparación académica y profesional. A la gente de mi país, quienes a través del CONACYT financiaron mis estudios de maestría.

Quiero expresar mi agradecimiento al Dr. Daniel Guillén Aparicio, por su esfuerzo y colaboración durante todo el desarrollo de este trabajo.

También estoy agradecido con el Dr. Frederic Trillaud Pighi, por ser el puente que me permitió realizar mi estancia de investigación en Brasil, dónde pude conocer mucho más sobre la superconductividad aplicada, sin mencionar la experiencia de entrar en contacto con otra cultura.

“No existe una manera fácil. No importa cuán talentoso seas, tu talento te va a fallar si no lo desarrollas. Si no estudias, si no trabajas duro, si no te dedicas a ser mejor cada día.”

-Diego Montoya.

ÍNDICE DE TABLAS

3.1. Señales de entrada de acuerdo con tipo de falla.

3.2: Coeficientes para el método de componentes modales.

4.1: Datos de los conductores.

4.2: Algoritmo de reactancia usando el filtro Fourier (falla trifásica).

4.3: Algoritmo de reactancia usando el filtro Fourier modificado (falla trifásica).

4.4: Datos de los conductores.

4.5: Algoritmo de reactancia (falla monofásica).

4.5: Algoritmo de reactancia para falla monofásica (método propuesto).

5.1: Parámetros del r-SFCL.

ÍNDICE DE FIGURAS

- 2.1 Pasos para aplicar el filtro modificado de Fourier.
- 2.2: Señal de corriente para una falla monofásica.
- 2.3: Estimación fasorial mediante el algoritmo de Fourier modificado.
- 2.4: Descomposición de la corriente de falla en sus componentes sinusoidal y de CD.
- 2.5: Efecto de la reactancia de falla.
- 2.6: Descomposición del sistema radial en dos subsistemas.

- 3.1: a) Sistema radial y b) Diagrama R-X.
- 3.2: Efecto de la reactancia de falla.
- 3.3: a) Sistema original b) red de pre falla activa c) red de pre falla pasiva.
- 3.4: Voltajes de falla trifásica con $R_f=0$ [Ω] y $d=0.05$ [PU].
- 3.5: Voltajes de falla trifásica con $R_f=20$ [Ω] y $d=0.05$ [PU].
- 3.6: Corrientes de falla trifásica con $R_f=20$ [Ω] y $d=0.05$ [PU].
- 3.7: Corrientes de falla trifásica con $R_f=0$ [Ω] y $d=0.05$ [PU].
- 3.8: Magnitud del voltaje de falla (ABC-G) en función de R_f .
- 3.9: Magnitud de la corriente de falla (ABC-G) en función de R_f .
- 3.10: Metodología propuesta para obtener los voltajes y corrientes compensados.
- 3.11: Obtención de las señales compensadas de voltaje y corriente.
- 3.12: Comparación entre las señale compensadas y las señales de falla sólida.

- 4.1: Sistema de prueba para el caso de estudio 1.
- 4.2: Configuración de la torre.
- 4.3: Circuito equivalente del CVT.
- 4.4: Circuito equivalente del TC.
- 4.5: Comportamiento del error bajo las dos técnicas de estimación fasorial (falla trifásica).
- 4.6: Sistema de prueba para el caso de estudio 2.
- 4.7: Configuración de la torre.
- 4.8: Algoritmo de reactancia, comparación (falla trifásica).
- 4.9: Algoritmo de reactancia, comparación (falla monofásica).
- 4.10: Algoritmo de Takagi, comparación (falla trifásica).

- 4.11: Algoritmo de Takagi, comparación (falla monofásica).
- 4.12: Método de componentes modales comparación (falla trifásica).
- 4.13: Método de componentes modales comparación (falla monofásica).

- 5.1: Sistema de transmisión de AC con r-SFCL.
- 5.2: Corrientes de corto circuito (falla trifásica).
- 5.3: Evaluación del factor k.
- 5.4: Diagrama de flujo (Falla monofásica).
- 5.5: Comportamiento del error con método Takagi (Falla monofásica).
- 5.6: Comportamiento del error con método Takagi (Falla trifásica).

- A.1: Capas de la cinta superconductora.
- A.2: Circuito eléctrico equivalente.
- A.3: Circuito eléctrico equivalente por cinta.
- A.4: Diagrama de flujo.

INDICE GENERAL

| | |
|---|----|
| Resumen | 3 |
| Abstract | 4 |
| Agradecimientos | 5 |
| Índice de tablas | 6 |
| Índice de figuras | 7 |
| | |
| 1. Introducción | |
| 1.1 Introducción. | 12 |
| 1.2 Planteamiento del problema. | 13 |
| 1.3 Justificación. | 13 |
| 1.4 Estado del arte. | 14 |
| 1.5 Objetivo general. | 20 |
| 1.5.1 Objetivos específicos. | 20 |
| 1.6 Hipótesis. | 21 |
| 1.7 Organización de la tesis. | 21 |
| | |
| 2. Estimación fasorial | |
| 2.1 Introducción. | 23 |
| 2.2 Técnicas de estimación fasorial. | 24 |
| 2.2.1 Estimación fasorial mediante el algoritmo de Fourier. | 25 |
| 2.2.2 Estimación fasorial eliminando la componente de CD. | 26 |
| 2.2.3 Estimación fasorial mediante mínimos cuadrados no lineales. | 30 |
| | |
| 3. Algoritmos para localización de fallas con mediciones de una terminal | |
| 3.1 Introducción. | 33 |
| 3.2 Localización de fallas en sistemas de un solo circuito. | 34 |
| 3.2.1 Método de reactancia. | 34 |
| 3.2.2 Método de Takagi. | 37 |

| | |
|--|----|
| 3.2.3 Método modificado de Takagi. | 39 |
| 3.3 Localización de fallas en sistemas de doble circuito. | 40 |
| 3.3.1 Parámetros de líneas de transmisión de doble circuito. | 40 |
| 3.3.2 Localización de fallas mediante el análisis modal. | 42 |
| 3.4 Nuevo enfoque para mejorar el desempeño de los algoritmos convencionales. | 44 |
| 3.4.1 Estimación de la resistencia de falla. | 48 |
| 3.4.2 Compensación de fasores mediante el cálculo de las pendientes. | 49 |
| 3.4.3 Método del factor ΔR . | 54 |
| | |
| 4. Casos de estudio | |
| 4.1 Introducción. | 56 |
| 4.2 Caso de estudio 1: Localización de fallas en sistema radial. | 57 |
| 4.3 Caso de estudio 2: Localización de fallas en líneas de transmisión de doble circuito. | 64 |
| 4.4 Conclusiones. | 71 |
| | |
| 5. Localización de fallas incluyendo un r-SFCL | |
| 5.1 Introducción. | 73 |
| 5.2 Limitadores de corriente de falla superconductores (SFCL). | 74 |
| 5.2.1 Modelado de un r-SFCL. | 75 |
| 5.3 Caso de estudio 3: Localización de fallas en líneas de transmisión de AC que incorporan un r-SFCL. | 77 |
| 5.3.1 Conclusiones. | 83 |
| | |
| 6. Conclusiones y trabajos futuros | |
| 6.1 Conclusiones generales. | 84 |
| 6.2 Aportes. | 85 |
| 6.3 Trabajos futuros. | 85 |
| | |
| Apéndice A: <i>Scripts</i> de Matlab para los algoritmos: Reactancia, Takagi y análisis modal. | 87 |

| | |
|---|-----|
| Apéndice B: <i>Script</i> de Matlab para la estimación fasorial mediante mínimos cuadrados no lineales. | 93 |
| Apéndice C: <i>Script</i> de Matlab para la estimación fasorial mediante mínimos cuadrados no lineales, utilizando el toolbox <i>fminsearch</i> | 95 |
| Apéndice D: <i>Script</i> de Matlab para el Filtro de Fourier. | 95 |
| Apéndice E: Transient Analysis in Distribution Networks using Superconducting Fault Current Limiters | 96 |
| Referencias | 102 |

CAPÍTULO 1

“INTRODUCCIÓN”

1.1 INTRODUCCIÓN

El sistema de potencia debe ser confiable y seguro, para garantizar esto, se ha puesto un interés particular en el sistema de protección. Entre los elementos a proteger están las líneas de transmisión, las cuales utilizan relevadores de distancia, que se encargan de detectar la falla y mandar la señal de disparo a los interruptores correspondientes. Esto con la finalidad de aislar la sección fallada tan rápido como sea posible.

Un relevador digital está diseñado para detectar fallas permanentes en líneas, para que posteriormente envíe una señal de disparo a los interruptores correspondientes en el menor tiempo posible, a fin de garantizar la seguridad y la estabilidad del sistema. Además, es deseable que el relevador cuente con la función de localización de fallas, de modo que se pueda indicar con exactitud el lugar donde ocurrió la falla. Para realizar esta tarea se exige una alta precisión en la estimación de la distancia de falla. Esto da lugar a que se puedan emplear algoritmos de localización que requieran métodos iterativos. Por ejemplo, aquellos que, durante la estimación fasorial eliminan la componente de CD con el objetivo de obtener mejores resultados. Tanto la función de detección como la de localización, se realiza mediante las señales de voltaje y corriente provenientes de los transformadores de instrumento, lado secundario.

Con la tendencia de incrementar la interconexión entre los subsistemas, para formar un sistema de potencia de gran escala, se ha logrado mejorar la estabilidad de voltaje en estado estable (como consecuencia de la reducción de la impedancia total). Sin embargo, debido a que esto incrementa la potencia de corto circuito, la magnitud de la corriente de falla también se ha elevado, hasta un nivel que podría superar la capacidad de los interruptores y poner en riesgo la estabilidad transitoria. En este sentido, uno de los elementos más

importantes del sistema de protección, es el limitador de corriente de falla, ya que, mitiga la magnitud de la corriente de corto circuito, elevando el margen de estabilidad transitoria.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El tema de la localización de fallas en líneas de transmisión ha sido ampliamente estudiado por más de seis décadas, de tal forma que podría pensarse que ya no hay nada más que agregar al respecto. En este contexto, existen en la actualidad varios algoritmos ampliamente usados en el campo. Entre ellos, los que ofrecen resultados más exactos (dentro de la categoría de mediciones de impedancia) son los de tipo multi-terminal, ya que, al emplear mediciones desde múltiples buses de la red, éstos no se ven afectados por la resistencia de falla. Sin embargo, para poder implementarlos, se requieren varias unidades de medición fasorial (PMUs), así como también, canales de comunicación para intercambiar información sobre el estado del sistema; por lo que resultan considerablemente costos. Por otro lado, los algoritmos de una terminal, sólo requieren de mediciones de un bus de la red, por lo que su aplicación es directa y menos costosa. Por esta razón, sigue siendo deseable mejorar el desempeño de algoritmos de una sola terminal, puesto que su exactitud se ve afectada por la resistencia de falla. En este sentido, este trabajo tiene como propósito desarrollar un método que permita compensar el efecto de la resistencia de falla y poder incrementar la exactitud del localizador de fallas.

Si además de lo anterior, se considera el hecho de que es importante garantizar el buen funcionamiento de los algoritmos de localización de fallas, cuando se integran nuevas tecnologías en la red, como es el caso de los limitadores de corriente de falla de tipo superconductor, entonces no queda duda de la relevancia del tema abordado en este trabajo. El caso de estudio adicional que se presenta en el capítulo 5, se enfoca precisamente en este problema.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La detección y localización de fallas permanentes en líneas de transmisión es de suma importancia, ya que esto permite restaurar el elemento fallado con mayor rapidez, incrementando así el nivel de confiabilidad del sistema. No solamente se eleva la

continuidad del servicio, sino que, además, se evita que las otras líneas de transmisión se sobrecarguen (lo que podría ocasionar disparos en cascada de líneas de transmisión). Por otro lado, cuando la falla es temporal, aunque con el re-cierre automático se garantice la continuidad del servicio; la localización de la falla también es importante, porque en este caso se encontrarán puntos débiles en la línea, que deberán ser tomados en cuenta durante el mantenimiento, evitando problemas futuros [1].

Los algoritmos de localización de fallas de una sola terminal, sin embargo, su principal desventaja radica en que la exactitud que ofrecen, disminuye de manera proporcional a la magnitud de la resistencia de falla. Por lo tanto, es importante desarrollar un método que permita compensar este efecto.

1.4 ESTADO DEL ARTE

En términos generales, los algoritmos de localización de fallas en líneas de transmisión se pueden clasificar como [1]:

1. Métodos basados en mediciones de impedancia.
2. Métodos basados en el concepto de la onda viajera.
3. Métodos basados en las componentes de alta frecuencia de las ondas de voltaje y corriente, que se generan por la falla.
4. Métodos basados en inteligencia artificial.

A continuación, se profundiza en cada uno de estos métodos, dando especial énfasis al primero de ellos, ya que es el tema de investigación que se desarrolla en este trabajo.

1.4.1 Métodos basados en mediciones de impedancia

Estos métodos emplean fasores de voltaje y corriente a la frecuencia fundamental del sistema, que se obtienen del secundario de los transformadores de instrumento. Estos a su vez, pueden subclasificarse dependiendo del número de mediciones disponibles; métodos de una terminal y métodos multi-terminal.

Métodos de una terminal. Sólo requieren mediciones del extremo de línea en el que está instalado el localizador [2-6]. Estos métodos son más simples de aplicar en comparación con los métodos multi-terminal o los de medición de área amplia; ya que, a diferencia de estos otros dos tipos de métodos, los de una terminal, no requieren canales de comunicación. Sin embargo, su exactitud disminuye en función de la resistencia de falla y de la corriente de carga. Uno de estos métodos es el de Takagi [5], que mejora el desempeño del método de reactancia simple [7], pero requiere mediciones de la corriente de pre falla.

El problema de la localización de fallas en líneas de transmisión de doble circuito ha representado un desafío para los ingenieros de protección, debido al efecto de acoplamiento mutuo sobre el perfil de las señales de voltaje y corriente. En este sentido, se han desarrollado algoritmos de localización de fallas que se enfocan específicamente a este tipo de sistemas, como el que se presenta en [3], en el que no se requiere conocer la impedancia equivalente de las fuentes ni las mediciones de pre falla, y además se puede emplear en relevadores de distancia adaptativos.

Para implementar el algoritmo que se presenta en [5], a diferencia de los que se proponen en [1, 3], no se requiere clasificar previamente la falla. Sin embargo, sólo se puede aplicar en fallas no aterrizadas.

Métodos multi-terminal. Se requieren mediciones de corriente y voltaje en ambos extremos de la línea [8-11], o en múltiples buses de la red [12-18].

Para este tipo de métodos es común emplear la técnica del fasor sincronizado [17, 18]. Esta técnica consiste en sincronizar los fasores de todos los buses, con el objetivo de que la falla sea detectada al mismo tiempo en cada bus, mejorando de esta forma el desempeño de los algoritmos de localización. Para esto, se emplea un tiempo de referencia común provisto por el satélite (GPS), con el que es posible sincronizar las señales obtenidas con las unidades de medición fasorial (PMU).

En [8] se presenta un algoritmo de este tipo, en el que la falla se localiza mediante la intersección de las dos ecuaciones que representan el cambio repentino en los voltajes de secuencia positiva, en ambos buses. Este método no depende del tipo de falla, así que no es

necesario clasificarla previamente. Sin embargo, utiliza un modelo de línea de parámetros concentrados, por lo que el error aumenta si se aplica a líneas largas. En [9] también se emplea la técnica del fasor sincronizado, pero el método se puede extender a sistemas de tres terminales. Además, como no es iterativo, y no requiere clasificación del tipo de falla, la solución se obtiene rápidamente. Para las líneas se utiliza un modelo de parámetros distribuidos.

El método que se propuso en [10] es similar al de [9], con la diferencia de que no emplea mediciones de corriente con el objetivo de evitar errores causados por la saturación de los TCs. Este algoritmo se puede implementar tanto en sistemas con líneas transpuestas como no transpuestas, y considera el caso de líneas con doble circuito. Si no se dispone del GPS, los fasores no podrán sincronizarse, y se dice que el muestreo es asíncrono. En sistemas de este tipo, las mediciones se pueden sincronizar matemáticamente, como se muestra en [4], en donde se reduce el sistema multi-terminal original, a uno equivalente de dos terminales con la sección fallada.

En [6] se propone un método que calcula la corriente total de corto circuito, que a su vez emplean 3 subrutinas, cada una para una sección de línea distinta (tres terminales); luego se procede a determinar con cuál de las 3 subrutinas se obtuvo el resultado correcto. Esto se logra mediante el cálculo de la resistencia de falla, verificando en qué cuadrante del diagrama R-X se encuentran las impedancias de las fuentes. Además, este algoritmo puede aplicarse en líneas largas, tal que para que proporcione resultados más exactos en la estimación de la distancia de falla, es necesario recurrir a un método iterativo. A diferencia de [17], que se aplica en un contexto similar, con la excepción de que fue diseñado para utilizarse con un modelo de parámetros distribuidos para las líneas, sin la necesidad de emplear cálculos iterativos; excepto cuando la falla se encuentra en la tercera sección de línea, para la cual, además, se necesita conocer el tipo de falla. En [11] se introduce una metodología para trabajar con líneas de tres terminales, pero con doble circuito. El método propuesto no es iterativo.

Un sistema de monitoreo de área amplia (WAM), no dispone de PMU en todos los buses, por lo que el algoritmo de localización de fallas que se implemente (multi-terminal) debe tener esto en consideración. Un ejemplo se presenta en [19], donde se utiliza un método de

mínimos cuadrados ponderados para linealizar las ecuaciones, y obtener una solución directa. Otro algoritmo se presenta en [20], donde se estudia el caso de las fallas dobles.

En [21] se propone un algoritmo que puede aplicarse en líneas con compensación serie, que emplea mediciones sincronizadas en ambos extremos de la línea. Básicamente, se basa en una subrutina para cuando la falla se presenta detrás del capacitor, y otra para cuando la falla ocurre frente a éste. Después, mediante un procedimiento particular se selecciona con cuál de estas dos subrutinas se obtiene la solución correcta. Otro algoritmo que puede implementarse en líneas compensadas se presenta en [22], en donde la línea se modela en el dominio de la frecuencia para considerar el efecto *skin*; y luego se aplica la transformación modal para resolver las ecuaciones de la línea. Con este método no es necesario que las mediciones estén sincronizadas, y no requiere clasificación de la falla.

Todos los algoritmos de localización de fallas basados en mediciones de impedancia requieren de alguna técnica de estimación fasorial. En la literatura se reportan varias de ellas: filtro Fourier, filtro coseno, método de Prony, Filtro Kalman Taylor Fourier, etc., cada una tiene sus características, a saber, algunos requieren un ciclo o más de la señal para obtener el fasor (filtro Fourier y filtro coseno), algunos eliminan casi por completo la componente de CD, y otros son más rápidos y exactos. Una comparación detallada entre estas técnicas fue realizada en [23].

Entre los dispositivos de protección que se emplean en la red están los limitadores de corriente de falla (Fault Current Limiter, FCL). Estos, independientemente del tipo al que pertenezcan (superconductores, magnéticos o de estado sólido) deben presentar una impedancia mínima durante el estado normal de operación del sistema (para evitar pérdidas de potencia), y una alta impedancia durante el disturbio, con el objetivo de reducir la magnitud de la corriente de corto circuito, y como consecuencia, mejorar el margen de estabilidad transitoria. Sin embargo, esta impedancia tiene un efecto perjudicial para la estimación de la distancia al punto de falla.

Los limitadores de corriente de falla superconductores (Superconducting Fault Current Limiter, SFCL) presentan ciertas ventajas respecto a los limitadores de estado sólido, lo que ha dado lugar a la implementación de estos en redes de distribución. En algunas publicaciones [24-26] se estudia el diseño de estos dispositivos, pero pocos artículos se

centran en analizar el impacto que el SFCL tiene sobre la red. Por esta razón, y como valor agregado de la tesis, se pretende incluir un caso de estudio sobre localización de fallas en líneas de transmisión que incorporan un SFCL tipo resistivo [27].

1.4.2 Métodos basados en el fenómeno de las ondas viajeras

Desde la década de 1950 [28, 29] se ha aplicado el fenómeno de la onda viajera para localizar fallas en líneas aéreas. Estos métodos se basan en el hecho que, cuando ocurre una falla, se producen ondas de voltaje debido al cambio de impedancia (en componentes de alta frecuencia), que viajan a la velocidad de la luz en ambas direcciones de la línea, y al llegar a los extremos son reflejadas debido a la impedancia de ésta. La estimación de la distancia a la falla se realiza por medio de la onda que va desde localizador, y regresa a este. El tiempo de propagación es un parámetro importante en este método.

El método de onda viajera es inmune a las oscilaciones de potencia, a la saturación de los TC, y es insensible al tipo de falla; sin embargo, una de sus limitaciones es que requiere una alta tasa de muestreo, por lo que su implementación resulta más costosa; además de presentar problemas para distinguir entre si la onda se reflejó desde el punto de falla, o desde el extremo de la línea [30].

La transformada wavelet es la herramienta de procesamiento de señal más utilizada en el método de la onda viajera, ya que posee características únicas que la hacen adecuada para este tipo de aplicaciones. Las ondas que se generan por la falla tienen componentes de alta frecuencia que se adicionan a las señales de frecuencia fundamental que son registradas por los relevadores; al procesar estas señales usando la transformada wavelet, es posible calcular con gran exactitud la distancia a la falla [30]. Una de las desventajas de estos métodos de localización de fallas, es que cuando la falla ocurre en el momento en que el ángulo del voltaje es cercano a cero, no se producirán suficientes componentes de onda viajera (alta frecuencia) para poder estimar la distancia [31].

1.4.3 Métodos basados en las componentes de alta frecuencia

Este método se basa en la identificación sucesiva de la llegada de las señales de voltaje de alta frecuencia, al lugar en que está instalado el localizador de fallas. En [31] se describe

una técnica de localización de fallas, en la que se evita la identificación de las múltiples reflexiones de la onda, desde el punto de falla al extremo de la línea. Además, no tiene problema en estimar la distancia a la falla, cuando esta se produce durante valores bajos del ángulo de voltaje.

Los métodos basados en componentes de alta frecuencia no son muy utilizados debido a que son complejos y costosos, ya que requieren de filtros sintonizados especialmente para medir las componentes de alta frecuencia [1].

1.4.4 Métodos basados en inteligencia artificial

En términos generales, la inteligencia artificial (IA), es un campo de las ciencias de la computación en el que se busca que las máquinas imiten el pensamiento de los seres humanos. Lo que incluye aspectos como: tomar decisiones racionales, adaptarse a situaciones en las que falten datos, y acumular experiencia para mejorarse a sí mismo.

Al aplicar estos métodos en el sistema de potencia (específicamente en la localización de fallas), se puede lograr mayor exactitud y menor costo computacional. Tres distintos métodos de IA se consideran aplicables al SEP [1]:

- Redes Neuronales Artificiales.
- Sistemas expertos.
- Sistemas lógicos difusos.

Los sistemas expertos se emplean cuando la cantidad de datos a procesar es muy alta; toman una decisión en base a un conjunto de reglas preestablecidas.

En [25] se emplea un sistema experto para localizar fallas de alta impedancia en sistemas de distribución, que es capaz de distinguir entre una condición de falla y una interrupción por maniobra (transitorios por conmutación), y es insensible al tipo de falla.

A diferencia de los métodos tradicionales, en los sistemas lógicos difusos no es necesario representar con exactitud las variables involucradas en el algoritmo, y por lo general se obtienen resultados con mayor exactitud y rapidez [1].

Una red neuronal artificial es un conjunto de neuronas organizadas en varias capas, que no requieren de una base de datos con reglas preestablecidas, como en los sistemas expertos. En su lugar, necesitan ser entrenadas para aprender a responder de una determinada manera ante ciertos casos de estudio. *“Se puede decir, que la red neuronal artificial procesa la información, en base a los ejemplos aprendidos previamente. Desde este punto de vista, es el método más representativo de inteligencia artificial”* [1].

Es oportuno destacar algunas razones por las que este trabajo se centra únicamente en los algoritmos basados en mediciones de impedancia. Algunas ventajas notables:

Son más económicos si se comparan con los que emplean el concepto de la onda viajera, debido a que la frecuencia de muestreo del equipo de medición debe ser apenas la necesaria para satisfacer el teorema de muestreo de Nyquist. Además, son más robustos que aquellos que emplean redes neuronales, debido a que éstos últimos deben entrenarse cada vez que se realiza algún cambio en la configuración del sistema.

1.5 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un nuevo método de localización de fallas capaz de mejorar el desempeño de los algoritmos tradicionales de una sola terminal basados en mediciones de impedancia.

1.5.1 Objetivos específicos

- Implementación un sistema de prueba en la plataforma de simulación ATPDraw (entorno gráfico del software ATP-EMTP), cuya finalidad es, la obtención de las señales de voltaje y corriente.
- Desarrollar una técnica de estimación fasorial que permita eliminar la componente de CD durante el periodo de falla.
- Implementar varios algoritmos de localización de fallas para un sistema radial y un sistema con líneas de doble circuito, con mediciones en un extremo de la línea.
- Desarrollar un método que sea capaz de mejorar la localización de fallas en líneas de transmisión.

- Validar el método propuesto mediante simulaciones realizadas en ATP-EMTP en conjunto con Matlab.

1.6 HIPÓTESIS

En algoritmos de localización de fallas basados en mediciones de impedancia de una terminal, el error de localización aumenta de manera proporcional a la resistencia de falla, así también lo hacen las pérdidas de potencia activa. Por lo tanto, es posible encontrar un factor, utilizando el concepto de cambio en la potencia activa durante el periodo de falla, que permita compensar dicho error, mejorando así la exactitud de los algoritmos tradicionales.

1.7 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

Capítulo 2. Se presentan tres técnicas de estimación fasorial que se implementaron a lo largo de la tesis.

Capítulo 3. Se presentan tres algoritmos de localización de fallas basados en mediciones de impedancia de un bus, que se emplean en relevadores comerciales, tanto en líneas de un sólo circuito, como de doble circuito. Además, se propone un nuevo método con el que es posible mejorar el desempeño de dichos algoritmos.

Capítulo 4. Se realizan 2 casos de estudio para evaluar el desempeño de las técnicas de estimación fasorial, así como de los algoritmos de Takagi y de reactancia (caso 1); y para validar la eficacia del método de localización de fallas propuesto (caso 2).

Capítulo 5. Se desarrolla un modelo simplificado para un limitador de corriente de falla superconductor tipo resistivo r-SFCL, ya que estos dispositivos permiten mejorar tanto la seguridad del sistema, como su margen de estabilidad transitoria. Se presenta un caso de estudio adicional, donde se pone a prueba el método propuesto en el capítulo 3, en un sistema que emplea el dispositivo r-SFCL modelado.

Capítulo 6. Se presentan las conclusiones generales que se obtienen a partir de las pruebas realizadas a lo largo de toda la tesis, así como los aportes y posibles trabajos futuros que se pueden derivar del tema de investigación tratado.

CAPÍTULO 2

“ESTIMACIÓN FASORIAL”

2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se abordan los conceptos fundamentales de tres técnicas de estimación fasorial empleadas para la localización de fallas en líneas de transmisión. Con el propósito de lograr mayor exactitud en la estimación de la distancia a la falla, se pueden seguir dos enfoques: uno de ellos es mejorar la técnica de estimación fasorial, y el otro es enfocarse en el algoritmo de localización en sí. Siguiendo el primer enfoque, en este capítulo se evalúan tres técnicas de estimación fasorial reportadas en la literatura: filtro Fourier de ciclo completo, filtro modificado de Fourier y el ajuste de curva mediante mínimos cuadrados no lineales.

Las técnicas presentadas, permiten remover la componente de CD que aparece durante el período de falla, que como consecuencia produce mayor exactitud durante el proceso de localización de fallas.

2.2 TÉCNICAS DE ESTIMACIÓN FASORIAL

En general, todos los algoritmos de localización de fallas basados en mediciones de impedancia requieren de alguna técnica de estimación fasorial que les permita obtener la magnitud y ángulo de fase de las señales de voltaje y corriente durante la falla.

Las señales de voltaje y corriente que se obtienen de los transformadores de instrumento pasan por un convertidor analógico a digital, debido a que los relevadores microprocesados trabajan con señales discretas.

Durante el procesamiento digital de señales de tensión y corriente, es fundamental satisfacer el “teorema de muestreo de Nyquist”, que afirma que, para poder reconstruir una señal, ésta debe muestrearse mínimo a una frecuencia del doble de la frecuencia fundamental de la señal original, es decir, $f_s > 2f_l$. Por ejemplo, si la señal analógica tiene una frecuencia fundamental de 60 Hz, la frecuencia de muestreo debe ser mayor a 120 Hz. Con base al estándar IEC 60255 [32], la frecuencia de muestreo puede ser de 3.84 kHz o bien de 7.68 kHz, equivalentes a 64 y 128 muestras por ciclo, respectivamente.

Una señal de tiempo continuo “ t ”, se puede discretizar en función del tiempo discreto “ t_k ”, tal que:

$$t_k = kT_s \quad (2.1)$$

donde:

T_s es el periodo de muestreo (s)

k es el número de muestra

Previo al proceso de discretización de una señal, se debe utilizar un filtro pasa bajas, para evitar que durante la discretización de los datos aparezca una réplica de la señal muestreada, desplazada a la frecuencia de muestreo, que podría mezclarse con la señal deseada. A este fenómeno se le conoce como *antialiasing*.

2.2.1 Estimación fasorial mediante el algoritmo de Fourier

Entre las técnicas de estimación fasorial que se emplean, está el filtro Fourier de ciclo completo, el cual se desprende de la transformada rápida de Fourier (FFT).

Si “ $x(t)$ ” es una señal de tiempo continuo, esta señal se puede expresar en el dominio de la frecuencia una vez que se le aplica la FFT, definida por:

$$X(j\omega) = \int_0^{\infty} x(t)e^{-j\omega t} = X_R(\omega) + jX_I(\omega) \quad (2.2)$$

Para una señal de tiempo discreto “ $x(k)$ ”, la transformada discreta de Fourier (DFT) está dada por:

$$X(n) = \sum_{k=0}^{M-1} x(k)e^{-j2\pi nk/M} \quad \dots \quad k=0, 1, \dots, M-1 \quad (2.3)$$

Aplicando la identidad de Euler a la exponencial de la ecuación (2.3), esta ecuación se puede representar en términos de funciones sinusoidales:

$$X_R(n) + jX_I(n) = \sum_{k=0}^{M-1} x(k) \cos(k\omega_0 n T_s) - j \sum_{k=0}^{M-1} x(k) \sin(k\omega_0 n T_s) \quad (2.4)$$

donde:

$$\omega_0 = \frac{2\pi}{MT_s} = 2\pi f_0 \quad (2.5)$$

M es el número total de muestras de la señal.

n es la componente armónica.

A partir de la ecuación (2.4), se pueden obtener las componentes ortogonales del fasor para la señal $x(k)$, tanto para la componente fundamental, como para todas sus armónicas. En este caso, la componente fundamental ($n=1$) es la que define la magnitud del fasor.

Por lo tanto, las componentes ortogonales de la ecuación (2.4) que definirán la magnitud y fase del fasor, se pueden determinar a partir de (2.6) y (2.7)

$$X_R(k) = \frac{2}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x(k-i)h_R(i) \quad (2.6)$$

$$X_I(k) = -\frac{2}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x(k-i)h_I(i) \quad (2.7)$$

donde:

N es número de muestras por ciclo

y,

$$h_R(i) = \cos(\nu(N-i-0.5)) \quad (2.8)$$

$$h_I(i) = \sin(\nu(N-i-0.5)) \quad (2.9)$$

$$\nu = 2\pi / N \quad (2.10)$$

Las ecuaciones (2.6) y (2.7) se pueden expresar de manera iterativa como:

$$X_R(k) = X_R(k-1) + \frac{2}{N} \cos(\nu k)(x(k) - x(k-N)) \quad (2.11)$$

$$X_I(k) = X_I(k-1) - \frac{2}{N} \sin(\nu k)(x(k) - x(k-N)) \quad (2.12)$$

Estas dos últimas ecuaciones (2.11) y (2.12) constituyen el algoritmo de Fourier de ciclo completo.

2.2.2 Estimación fasorial eliminando la componente de CD

Una corriente de corto circuito presenta una componente de CD que se desvanece con el tiempo, la cual se representa por una exponencial decreciente, cuya magnitud inicial y constante de tiempo son impredecibles, debido a que dependen tanto la resistencia de falla, como del instante en que esta se presenta; y éstos son factores aleatorios. Esta componente de CD puede causar errores en la estimación fasorial, que a su vez disminuyen la exactitud del algoritmo de localización de fallas.

Tanto el filtro Fourier como el filtro coseno pueden emplearse para eliminar la componente de CD, pero no pueden rechazarla por completo [33]. Además, estas técnicas no se pueden emplear en fallas de corta duración, porque requieren más de un ciclo de la señal para hacer la estimación fasorial.

En [1] se propone un algoritmo que modifica el filtro de Fourier de ciclo completo definido por (2.11) y (2.12). El algoritmo se basa en aplicar funciones de corrección “ δ_c ” y “ δ_s ”, como se muestra a continuación.

$$X_c(k) = \frac{2}{N} \sum_{j=0}^{N-1} h_c(k-j)x(k-j) = X_R(k) - \delta_c(k) \quad (2.13)$$

$$X_s(k) = \frac{2}{N} \sum_{j=0}^{N-1} h_s(k-j)x(k-j) = X_I(k) + \delta_s(k) \quad (2.14)$$

Las funciones de corrección son proporcionales a la componente de CD, “ X_a ” y se definen como:

$$\delta_c(k) = d_c(k)X_a(k) \quad (2.15)$$

$$\delta_s(k) = d_s(k)X_a(k) \quad (2.16)$$

donde:

$$X_a(k) = \frac{2}{N} \sum_{j=0}^{N-1} x(k-j) \quad (2.17)$$

$$d_c(k) = p_c h_R(k) + p_s h_I(k) \quad (2.18)$$

$$d_s(k) = p_s h_R(k) - p_c h_I(k) \quad (2.19)$$

Los coeficientes p_c y p_s son dependientes de la frecuencia de muestreo y del parámetro “ r ”, que está asociado con la constante de tiempo. El parámetro r se obtiene de manera recursiva, mediante la relación que existe entre la componente de CD (X_a) y su valor anterior, básicamente se refiere a la razón de cambio de la componente de CD.

$$r = \frac{X_a(k)}{X_a(k-1)} \quad (2.20)$$

Los coeficientes p_s y p_c se obtienen a partir de la razón de cambio de la componente de CD, y se definen como:

$$p_c = \frac{(1-r)(\cos \nu - r)}{(1-r)^2 + \sin^2 \nu} \quad (2.21)$$

$$p_s = \frac{(1-r)\sin \nu}{(1-r)^2 + \sin^2 \nu} \quad (2.22)$$

En la Figura 2.1 se muestra el diagrama de flujo para realizar la estimación fasorial mediante el Filtro de Fourier modificado, con el cual es posible eliminar la componente de CD.

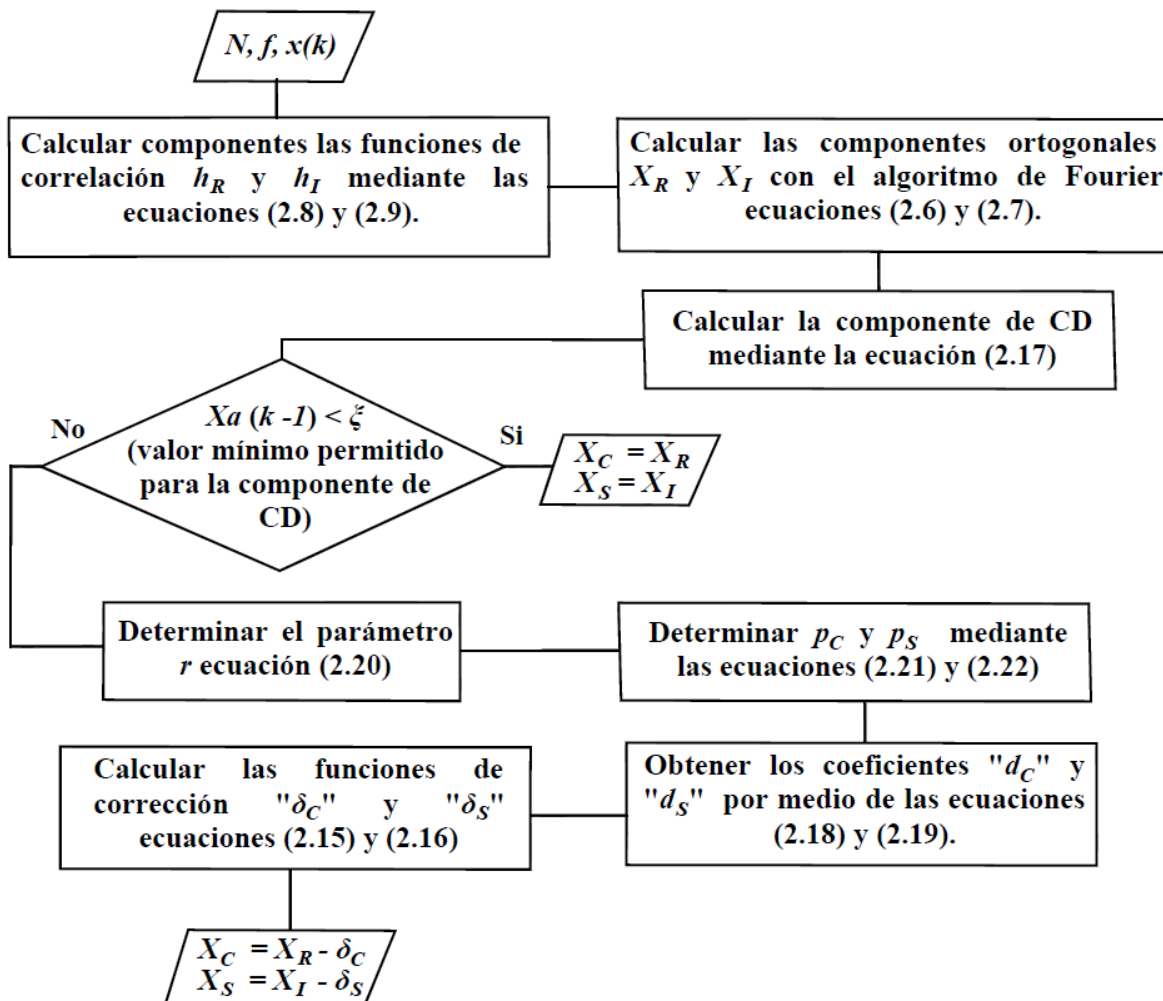


Figura 2.1: Pasos para aplicar el filtro modificado de Fourier

En la Figura 2.2 se muestran las señales de corriente medidas durante una condición de falla (falla monofásica); la fase fallada presenta una señal asimétrica con un valor absoluto máximo de 15 A, después de un determinado tiempo, esta señal alcanza un valor aproximado de 9 A. Estos cambios son la principal razón de que se introduzcan errores en los algoritmos de localización de fallas basados en mediciones de impedancia. Por lo tanto, al eliminar la componente de CD, la localización de la falla es más exacta. Por ejemplo, la Figura 2.3 muestra el comportamiento de la magnitud y fase para el fasor de corriente, de donde se observa que, al eliminar la componente de CD (se eliminan las oscilaciones que se presentan cuando se usa el filtro de Fourier de ciclo completo), se reducen las variaciones en la magnitud del fasor (algoritmo modificado de Fourier) y como consecuencia, se tendrá menor error en el proceso de localización de fallas.

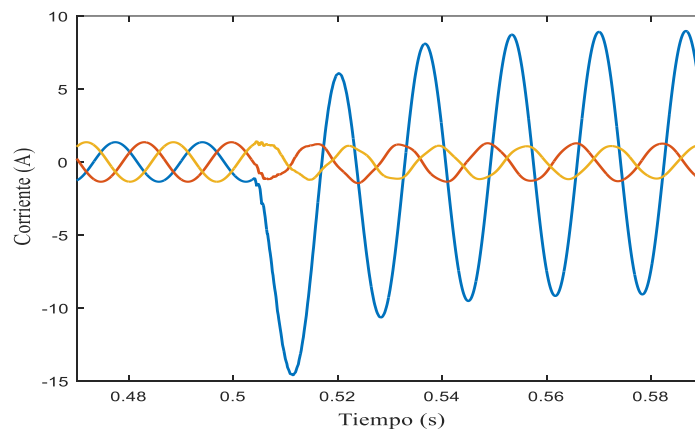


Figura 2.2: Señal de corriente para una falla monofásica.

Además, de la Figura 2.3 se puede observar que la estimación fasorial es más rápida cuando se remueve la componente de CD, ya que con el filtro de Fourier se presentan algunas oscilaciones antes de alcanzar el valor final. Esto significa que no sólo se pueden obtener mejores resultados al remover la componente de CD, sino que, además es posible aplicar esta técnica para fallas de corta duración. Por ejemplo, si se realizara la estimación fasorial en un tiempo de 0.5326 s, con el filtro Fourier se tendría una magnitud de 8.156 A, mientras que el valor más exacto se obtiene con el algoritmo modificado de Fourier, y es de 9.021 A.

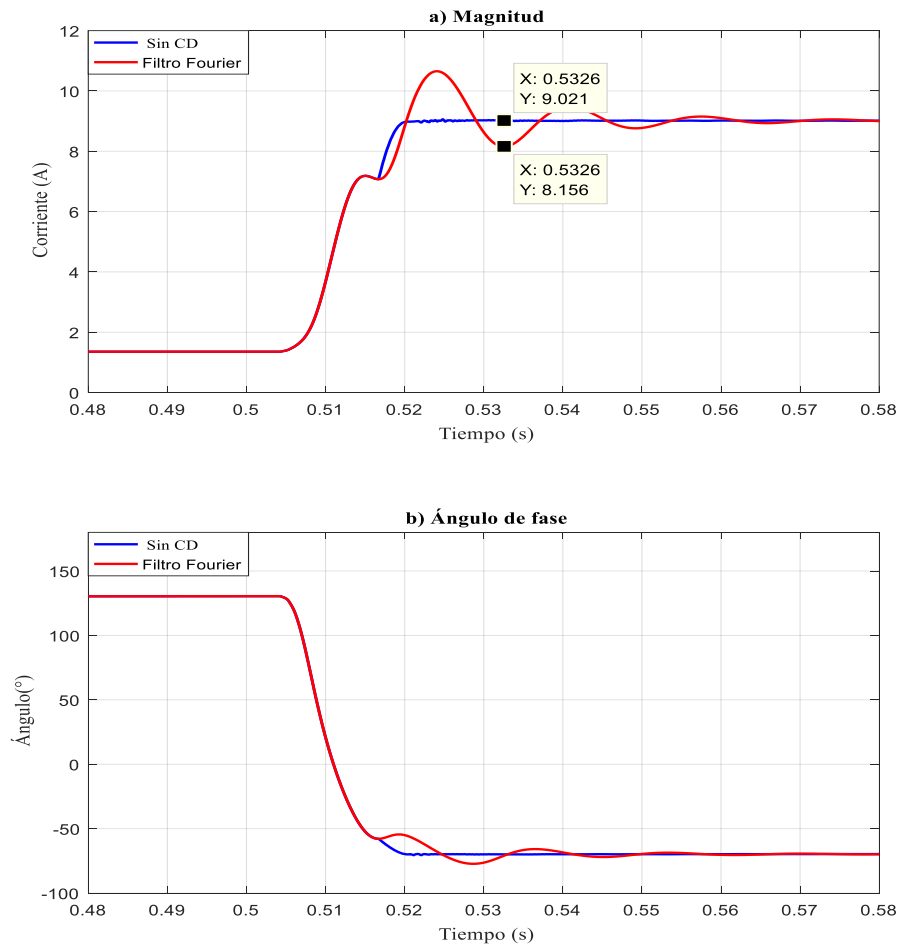


Figura 2.3: Estimación fasorial mediante el algoritmo de Fourier modificado.

2.2.3 Estimación fasorial mediante mínimos cuadrados no lineales

En [33] se presenta una técnica basada en mínimos cuadrados no lineales, con esta técnica de estimación fasorial también se puede eliminar la componente de CD, la cual consiste en ajustar una señal que se compone por una componente sinusoidal y una exponencial decreciente.

La curva de ajuste utilizada para la estimación fasorial se define por:

$$X_i = \beta_1 \cos(2\pi f t_i + \beta_2) + \beta_3 e^{-\beta_4 t_i} \quad (2.23)$$

donde:

β_1 es la magnitud de la componente sinusoidal.

β_2 es el ángulo de fase la componente sinusoidal.

β_3 es la magnitud de la componente de CD.

β_4 es el inverso de la constante de tiempo de la componente de CD.

De acuerdo con [33], los parámetros β_1 , β_2 , β_3 y β_4 se estiman al minimizar la suma de los errores al cuadrado, entonces la función objetivo es:

$$\text{Minimizar} \quad \sum_i (Y_i - X_i)^2 \quad (2.24)$$

$$\text{Sujeto a} \quad \beta_4 > 0$$

donde Y_i es la señal digital obtenida del sistema de prueba durante el periodo de falla.

En este trabajo se emplea el método de Newton - Raphson para resolver el sistema de ecuaciones no lineales que resultan de la función objetivo. Alternativamente se puede emplear el toolbox de optimización “*fminsearch*” de Matlab.

Una vez que se resuelve el problema de optimización restringida, se obtienen los coeficientes de la señal ajustada “ X_i ”. Entonces, β_1 corresponde a la magnitud y β_2 al ángulo del fasor buscado.

$$I = \frac{\beta_1}{\sqrt{2}} \angle \beta_2 \quad (2.25)$$

En la Figura 2.4, se muestra una corriente de falla monofásica sólidamente aterrizada (obtenida de uno de los sistemas de prueba estudiados). La señal medida es utilizada para minimizar el error definido por (2.24), que consiste en determinar los parámetros de (2.23). Una vez que el error es minimizado, los parámetros son utilizados para representar la componte de CD y la componente fundamental, ver Figura 2.4. Obsérvese que, puesto que la estimación fasorial se realiza mediante β_1 y β_2 (señal de color cian), la componente de CD (señal de color negro) también se remueve con este método. De modo que, al sumar ambas componentes de puede obtener la corriente de falla. Esto se puede ver claramente en la Figura 2.4.

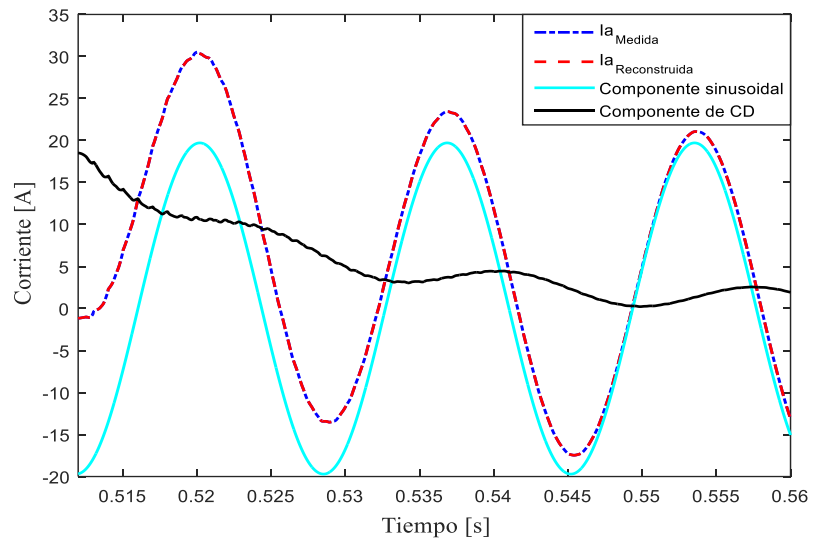


Figura 2.4: Descomposición de la corriente de falla en sus componentes sinusoidal y de CD.

CAPÍTULO 3

“ALGORITMOS PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS CON MEDICIONES DE UNA TERMINAL”

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se estudian los algoritmos de localización de fallas que se emplean en relevadores comerciales, particularmente los que se basan en mediciones de impedancia de una sola terminal. Estos son los más simples y económicos de implementar, sin embargo, su exactitud se ve afectada por la corriente de carga y por la resistencia que se presenta en el punto de falla. Si además se pretende realizar la localización de fallas en sistemas de transmisión de doble circuito, el error aumenta debido al acoplamiento mutuo. Por esta razón, también se presentan algunos algoritmos que fueron diseñados específicamente para aplicarse en sistemas que emplean líneas de doble circuito. Particularmente, en este capítulo se analiza un algoritmo, donde se propone realizar un análisis modal para desacoplar las ecuaciones de la línea, logrando así mayor exactitud en la localización de la falla.

En este capítulo se presenta la principal contribución de este trabajo, la cual describe un método capaz de mejorar el desempeño de los algoritmos de localización de fallas basados en mediciones de impedancia de una terminal. Básicamente, el método se basa en compensar la distancia estimada, por medio de un factor que se obtiene mediante el cambio en la potencia activa, que se presenta cuando ocurre la falla.

3.2 LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS CON LÍNEAS DE UN SÓLO CIRCUITO

Los métodos de localización de fallas que emplean mediciones de ambos extremos de la línea son más exactos que aquellos que usan señales sólo de un bus; debido a que estos últimos se ven afectados por la resistencia de falla y la corriente de carga. Sin embargo, desde el punto de vista práctico, es más conveniente obtener resultados únicamente con los fasores que se miden en un bus, siempre que estos sean razonablemente exactos. Esta es la principal ventaja que tienen estos métodos, no requieren canales de comunicación, y su aplicación es directa.

A lo largo de las décadas se han desarrollado varios algoritmos de este tipo, cada uno de ellos requiere diferentes datos de entrada: algunos requieren la impedancia de los equivalentes de red, mientras que otros no. Existen métodos que necesitan mediciones de pre falla, mientras que para otros basta con los fasores que se obtienen durante la falla. Además, la mayoría se basan en suposiciones como: que las líneas están transpuestas, que son de parámetros concentrados, que son homogéneas, etc.

Desde esta perspectiva, en [7] se recomienda que, para seleccionar un algoritmo en particular, se debe verificar que información se tiene disponible, así como también, considerar el sistema al que se va a aplicar.

3.2.1 Método de reactancia

En la categoría de los algoritmos de localización de fallas basados en mediciones de impedancia de una terminal, este es el más simple.

Sea el sistema de la Figura 3.1a, y aplicando la ley de voltajes de Kirchoff se obtiene:

$$V_S = dZ_{1L}I_G + R_F I_F \quad (3.1)$$

La ecuación (3.2) es de la que parten todos los algoritmos de localización de una terminal; como puede notarse, se tienen 3 incógnitas: la resistencia de falla “ R_F ”, la corriente total de corto circuito “ I_F ” y la distancia que se desea obtener “ d ”.

En el método de reactancia se asume que las corrientes I_F e I_G están en fase, con lo que la caída de tensión por la resistencia de falla, se reduce a un número real. Entonces, se toma únicamente la parte reactiva y se despeja la distancia, tal que:

$$d = \frac{\text{Im}\left(\frac{V_G}{I_G}\right)}{\text{Im}(Z_{1L})} \quad (3.3)$$

La exactitud de la distancia estimada mediante la ecuación (3.3) se ve muy afectada cuando las corrientes I_F e I_G no están en fase, el ángulo de desfase depende de la carga. La Figura 3.2 muestra el efecto que introduce el desfase, en la localización de la falla: ésta podría sub estimarse o sobre estimarse, como se explica a continuación.

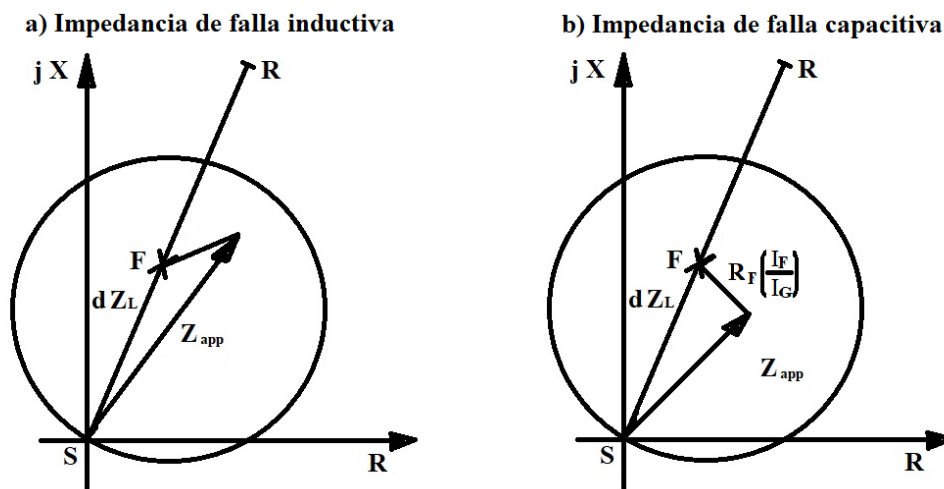


Figura 3.2: Efecto de la reactancia de falla.

Cuando la corriente de falla adelanta a la corriente de la fuente, el término “ $R_F(I_F/I_G)$ ” es inductivo, y la impedancia aparente “ Z_{app} ” se incrementa (Figura 3.2a). Por ende, el localizador sobreestimaré la distancia de falla, y el relé podría no operar.

Por otro lado, cuando la corriente de la fuente “ I_G ” adelanta a la corriente de falla “ I_F ”, el término “ $R_F(I_F/I_G)$ ” es capacitivo y la impedancia aparente “ Z_{app} ” disminuye (Figura 3.2b). En este caso el localizador subestimaría la distancia de falla.

3.2.2 Método de Takagi

Este algoritmo permite mejorar el desempeño del método de reactancia, al sustraer de la corriente de falla, la corriente de carga. Para esto se utiliza el principio de superposición, como se ilustra en la Figura 3.3, donde la red de falla se descompone en dos subsistemas: red de pre falla activa y red de pre falla pasiva (donde se introduce una fuente de voltaje en el punto de falla).

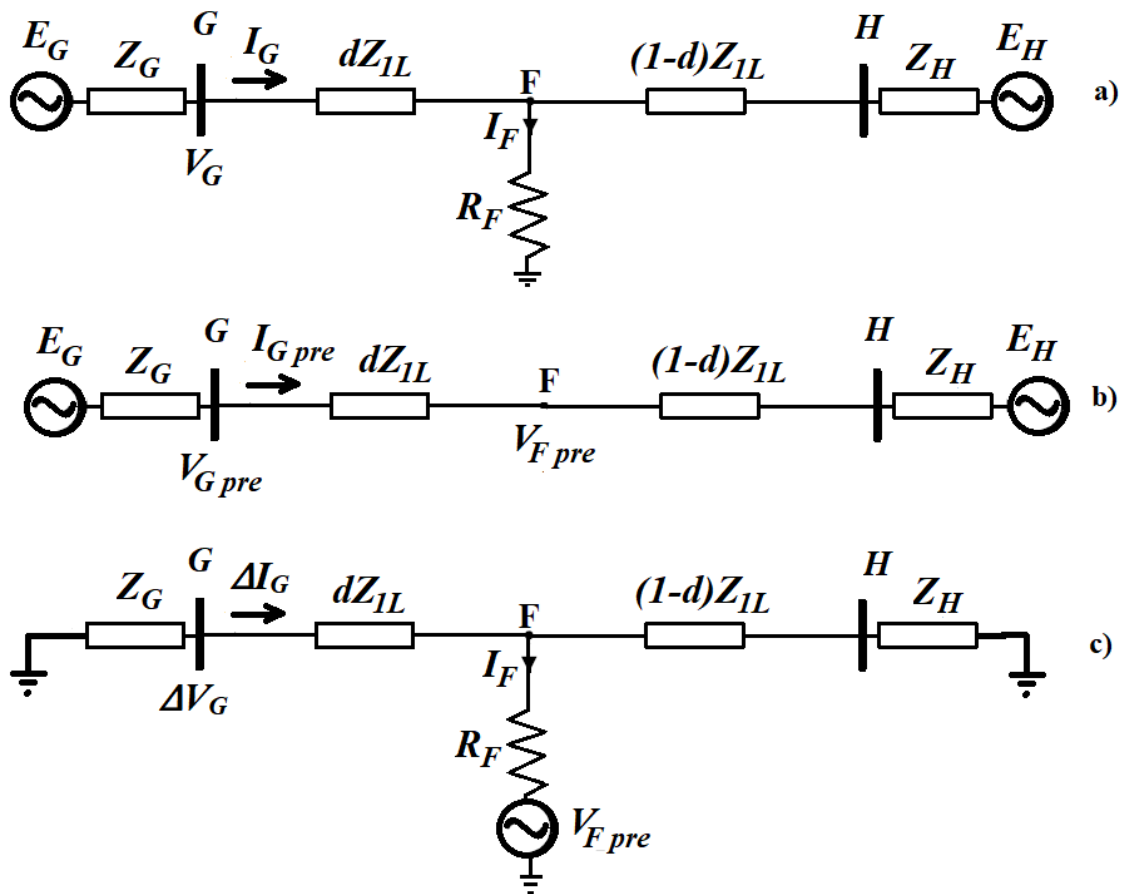


Figura 3.3: a) Sistema original b) red de pre falla activa c) red de pre falla pasiva.

Para implementar este algoritmo se requiere, además de la corriente de falla medida desde el bus de envío I_G , la corriente de pre falla $I_{G\ pre}$. Entonces se tiene que:

$$\Delta I_G = I_G - I_{G\ pre} \quad (3.4)$$

Aplicando un divisor de corrientes en la red de la Figura 3.3c, se tiene:

$$I_F = \left(\frac{Z_G + Z_{1L} + Z_H}{(1-d)Z_{1L} + Z_H} \right) \Delta I_G \quad (3.5)$$

donde:

Z_G y Z_H son las impedancias de Thévenin de los buses de envío y recepción respectivamente.

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

I_F es la corriente de falla.

Sustituyendo (3.5) en (3.2), y multiplicando ambos miembros por el conjugado de ΔI_G :

$$V_G \Delta I_G^* = d Z_{1L} I_G \Delta I_G^* + R_F \left(\frac{1}{d_S} \right) \quad (3.6)$$

donde d_S es el factor de distribución de corriente.

El éxito del método de Takagi está en la suposición de que el ángulo de " I_G " es el mismo que el de " I_F " [34]. En un sistema homogéneo se cumple que estas corrientes están en fase.

Un sistema homogéneo es aquel en el que el ángulo de las impedancias equivalentes de Thévenin en los buses extremos, es igual al ángulo de la línea. Por lo que el factor d_S es un número real. Entonces, al igualar las partes imaginarias de la ecuación (3.6), la distancia estimada se obtiene por:

$$d = \frac{\text{Im}(V_G \Delta I_G^*)}{\text{Im}(Z_{1L} I_G \Delta I_G^*)} \quad (3.7)$$

Al igual que V_G e I_G , ΔI_G depende del tipo de falla. La relación de estas variables se muestra en la Tabla 3.1.

3.2.3 Método modificado de Takagi

En este método no se requiere de la corriente de pre falla. Básicamente, este método utiliza un primer cálculo de aproximación para estimar la distancia al punto de falla, definido por:

$$d = \frac{\text{Im}(V_G 3I_{G0}^*)}{\text{Im}(Z_{1L} I_G 3I_{G0}^*)} \quad (3.8)$$

donde I_{G0} es la corriente de secuencia cero, medida desde el bus de envío, durante la falla.

A partir de la primera aproximación de la distancia, se calcula el ángulo de no homogeneidad del sistema “ β ” mediante la siguiente ecuación:

$$\beta = \angle \left(\frac{Z_{G0} + Z_{0L} + Z_{0H}}{(1-d)Z_{0L} + Z_{0H}} \right) \quad (3.9)$$

donde:

Z_{G0} y Z_{0H} son las impedancias de secuencia cero de los equivalentes de red de los buses S y R respectivamente.

Z_{0L} es la impedancia total de la línea en secuencia cero.

Si no se conoce la impedancia de secuencia cero de la fuente del bus de envío, ésta puede calcularse con la ecuación (3.10). Sin embargo, si es necesario conocer la impedancia de la fuente del bus de recepción.

$$Z_{G0} = -\frac{V_{G0}}{I_{G0}} \quad (3.10)$$

Una vez calculado el ángulo β , se aplica el factor de corrección “ $e^{-j\beta}$ ”, para homogeneizar al sistema, mejorando así la exactitud del algoritmo. De modo que, la distancia final se puede estimar como:

$$d = \frac{\text{Im}(V_G 3I_{G0}^* e^{-j\beta})}{\text{Im}(Z_{1L} I_G 3I_{G0}^* e^{-j\beta})} \quad (3.11)$$

3.3 LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS CON LÍNEAS DE DOBLE CIRCUITO

Debido al continuo incremento en la demanda de energía eléctrica y a las restricciones por el derecho de vía; una práctica común es instalar líneas de doble circuito (paralelo), con la finalidad de aumentar la capacidad transmisión de potencia eléctrica. Sin embargo, debido al acoplamiento electromagnético, se modifica el perfil de las señales de voltaje y corriente que ingresan al relevador. Esto afecta la exactitud de los algoritmos de localización de fallas, obteniéndose como resultado, errores más grandes durante el cálculo de la distancia estimada.

De acuerdo con el estado del arte, la mayoría de las investigaciones desarrolladas respecto al problema de la localización de fallas en líneas de doble circuito, emplean algoritmos que requieren mediciones de ambos buses de la línea. Sin embargo, debido al equipo adicional necesario para implementar estos métodos, aún sigue siendo deseable perfeccionar los algoritmos de una terminal.

A continuación, se presenta de forma muy breve, el proceso para calcular los parámetros de las líneas de transmisión, en sistemas de doble circuito, ya que estos son requeridos por los algoritmos de localización de fallas.

3.3.1 Parámetros de líneas de transmisión de doble circuito

En 1926 John Carson obtuvo ecuaciones para la propagación de ondas electromagnéticas en conductores eléctricos con retorno por tierra [35]. Estas ecuaciones emplean funciones hiperbólicas, para las cuales se puede hacer una aproximación usando series matemáticas equivalentes, a la frecuencia del sistema [36]. A partir de estos estudios se obtienen las ecuaciones modificadas de Carson:

$$Z_{ii} = r_i + 0.05919 \left(\frac{f}{60} \right) + j0.07537 \left(\frac{f}{60} \right) \left(\ln \left(\frac{1}{GMR_i} \right) + 6.7458 \right) \quad [\Omega / km] \quad (3.12)$$

$$Z_{ij} = 0.05919 \left(\frac{f}{60} \right) + j0.07537 \left(\frac{f}{60} \right) \left(\ln \left(\frac{1}{d_{ij}} \right) + 6.7458 \right) \quad [\Omega / km] \quad (3.13)$$

Entre los parámetros que son requeridos por los algoritmos de localización de fallas, están la impedancia de la línea en secuencia positiva y en secuencia cero (Z_{1L} , Z_{0L} respectivamente). En líneas paralelas, también se requiere la impedancia mutua de secuencia cero Z_{0m} . En el presente trabajo de investigación, estos parámetros fueron obtenidos mediante el software ATP-EMTP. Adicionalmente, a continuación se muestra brevemente, la forma en que estos pueden ser calculados.

Empleando las ecuaciones (3.12) y (3.13), se obtiene la matriz de impedancia en el dominio de las fases Z_{abc} ; que para el caso de líneas de un sólo circuito es de tamaño 3x3, mientras que, para líneas de doble circuito, es de 6x6. Para la localización de fallas, solo son requeridas las impedancias de secuencia Z_{012} , éstas se pueden obtener mediante la ecuación (3.14).

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} & 0 \\ 0 & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \end{bmatrix}^{-1} [Z_{abc}] \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} & 0 \\ 0 & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

En la práctica es común transponer las líneas con el objetivo de cancelar los flujos magnéticos mutuos. Esto se realiza mediante el cambio de la posición de los conductores, en intervalos de distancia iguales, de tal forma que cada uno de ellos ocupe el lugar original de los otros conductores.

La matriz de impedancias de la línea, después de la transposición, se obtiene mediante (3.15), dónde se puede ver que todas las impedancias mutuas se eliminan, excepto la de secuencia cero.

$$Z_{T012} = \left(\sum_{i=1}^{3^n} Z_{A012_i} \right) \frac{1}{3^n} = \begin{bmatrix} Z_{00} & 0 & 0 & Z_{00m} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{22} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{00m} & 0 & 0 & Z_{00} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{11} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{22} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

donde:

n es el número de líneas paralelas.

Z_{T012} es la matriz de impedancias que se obtiene después de la transposición.

Z_{A012_i} es la matriz de impedancias, antes de la transposición.

3.3.2 Localización de fallas mediante el análisis modal

En [4] se presenta un algoritmo especialmente diseñado para implementarse en sistemas con líneas de transmisión de doble circuito, el cual se basa en la aplicación de la transformación modal. Esto con el objetivo de desacoplar las ecuaciones de la línea de transmisión y eliminar los efectos mutuos, logrando de esta manera mayor exactitud en la localización de la falla.

Para obtener las componentes modales de los fasores de voltaje y corriente (V_p e I_p), se aplica la transformada de Clarke usando (3.16) - (3.18).

$$[V_m] = [T]^{-1} [V_p] \quad (3.16)$$

$$[I_m] = [T]^{-1} [I_p] \quad (3.17)$$

donde:

$$[T] = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{pmatrix} 1 & \sqrt{2} & 0 \\ 1 & \frac{-1}{\sqrt{2}} & \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \\ 1 & \frac{-1}{\sqrt{2}} & \frac{-\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \end{pmatrix} \quad (3.18)$$

V_m representa las componentes modales del fasor de voltaje.

I_m representa las componentes modales del fasor de corriente.

Una vez que se aplica la transformación modal, la impedancia aparente que medirá el relevador, estará dada por relación entre el voltaje y la corriente seleccionados V_{sel} e I_{sel} , la cual se define como:

$$Z_{app} = \frac{V_{sel}}{I_{sel}} = dZ_{m1} + R_{Fs} \frac{I_{comp}}{I_{sel}} \quad (3.19)$$

donde:

R_{Fs} es la resistencia de falla vista desde el bus de envío.

Z_{m1} es la componente modal 1 para la impedancia de la línea.

I_{comp} es la corriente de compensación.

A continuación, se muestran las ecuaciones para obtener V_{sel} , I_{sel} e I_{com} :

$$V_{sel} = a_1 \sum_{j=1}^3 T_{1,j} V_{mj} + a_2 \sum_{j=1}^3 T_{2,j} V_{mj} + a_3 \sum_{j=1}^3 T_{3,j} V_{mj} \quad (3.20)$$

$$I_{sel} = a_1 \sum_{j=1}^3 T_{1,j} I_{mj} \frac{Z_{mj}}{Z_{m1}} + a_2 \sum_{j=1}^3 T_{2,j} I_{mj} \frac{Z_{mj}}{Z_{m1}} + a_3 \sum_{j=1}^3 T_{3,j} I_{mj} \frac{Z_{mj}}{Z_{m1}} \quad (3.21)$$

$$I_{comp} = \left(b_1 \sum_{j=1}^3 T_{1,j} I_{mj} + b_2 \sum_{j=1}^3 T_{2,j} I_{mj} + b_3 \sum_{j=1}^3 T_{3,j} I_{mj} \right) - I_{LC} \quad (3.22)$$

donde:

$$I_{LC} = b_1 \sum_{j=1}^3 T_{1,j} I_{Lj} + b_2 \sum_{j=1}^3 T_{2,j} I_{Lj} + b_3 \sum_{j=1}^3 T_{3,j} I_{Lj} \quad (3.23)$$

Los coeficientes a y b de las expresiones (3.20)-(3.23) dependen del tipo de falla y sus valores correspondientes se presentan en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Coeficientes para el método de componentes modales.

| Tipo de falla | a1 | a2 | a3 | b1 | b2 | b3 |
|---------------|----|----|----|----|----|----|
| AG | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 |
| BG | 0 | 1 | 0 | 1 | 1 | 1 |
| CG | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| AB, ABG | 1 | -1 | 0 | 1 | -1 | 0 |
| AC, ACG | 1 | 0 | -1 | 1 | 0 | -1 |
| BC, BCG | 0 | 1 | -1 | 0 | 1 | -1 |
| ABC | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 |

Al igualar las partes imaginarias de ambos lados de la ecuación (3.19), se obtiene la ecuación mediante la cual se puede estimar la distancia al punto de falla:

$$d = \frac{\operatorname{Im}\left(\frac{V_{sel}}{I_{sel}}\right) - \operatorname{Im}\left(\frac{I_{comp}}{I_{sel}}\right)}{\operatorname{Im}(Z_{m1})} \quad (3.24)$$

3.4 NUEVO ENFOQUE PARA MEJORAR EL DESEMPEÑO DE LOS ALGORITMOS CONVENCIONALES

Después de analizar el desempeño de los algoritmos de una sola terminal, tanto en sistemas de transmisión de línea simple, como de línea de doble circuito, se observó que su exactitud disminuye en función de la resistencia de falla. En este sentido, el método que se propone en esta sección está enfocado en mejorar el desempeño (disminuir el error de la distancia estimada) de los algoritmos tradicionalmente empleados en relevadores comerciales.

Con el objetivo de entender el comportamiento de las ondas de voltaje y corriente durante diferentes condiciones de falla, en las Figuras 3.4 – 3.7 se presentan las señales de voltaje y corriente que se obtienen de uno de los sistemas de prueba analizados en los casos de estudio.

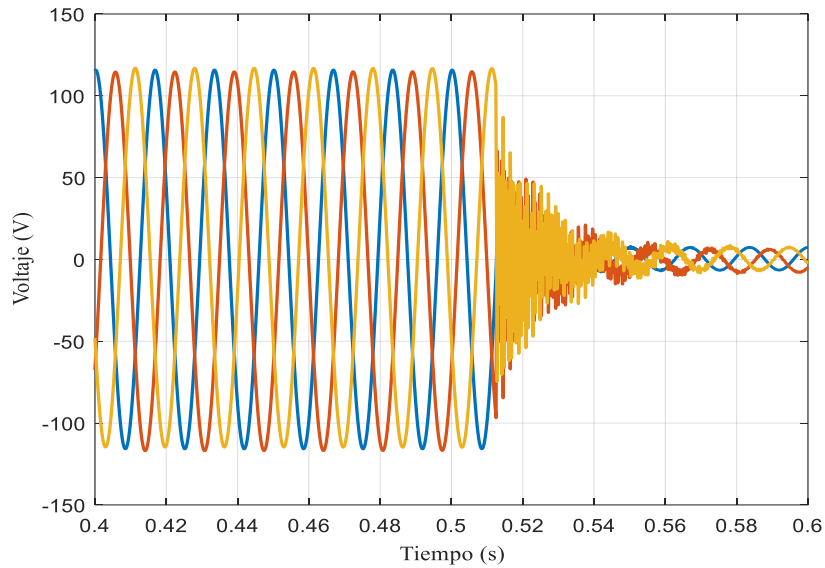


Figura 3.4: Voltajes de falla, trifásica con $R_F = 0 \Omega$ y $d = 0.05$ pu.

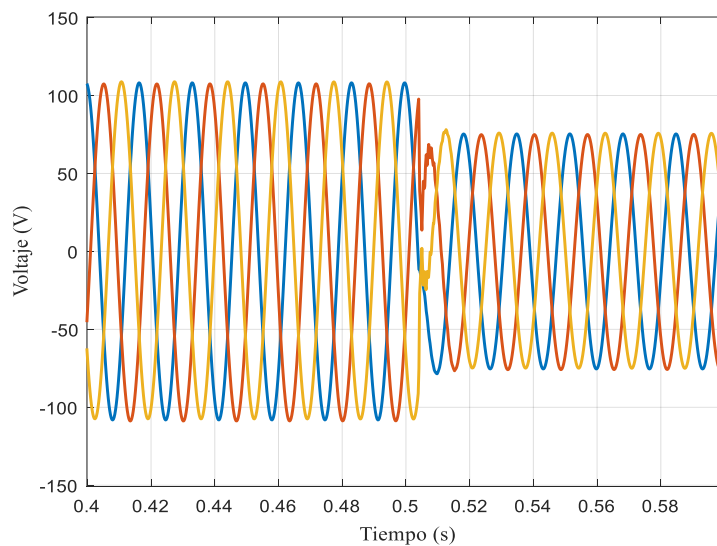


Figura 3.5: Voltajes de falla, trifásica con $R_F = 20 \Omega$ y $d = 0.05$ pu.

La Figura 3.4 muestra la señal de voltaje de falla correspondiente a una falla sólida, en donde después del transitorio, la señal toma un valor de 11 V, mientras que para una falla con R_F de 20Ω (ver Figura 3.5), el voltaje de falla es de 78 V. En este sentido, el efecto que tiene la resistencia de falla sobre la onda de voltaje es el de elevar o disminuir su magnitud, durante el periodo de falla.

El efecto que tiene la resistencia de falla sobre la magnitud de la corriente de corto circuito es opuesto al que se observa con el voltaje, esto se observa en las Figuras 3.6 y 3.7. Para una falla sólida (Figura 3.6), se tiene mayor componente de corriente directa, y la magnitud alcanzada después del tercer ciclo de falla, es de 28 A. Mientras que cuando la resistencia de falla es de 20Ω (Figura 3.7), la componente de CD casi desaparece y la magnitud de la corriente de falla disminuye hasta los 18 A.

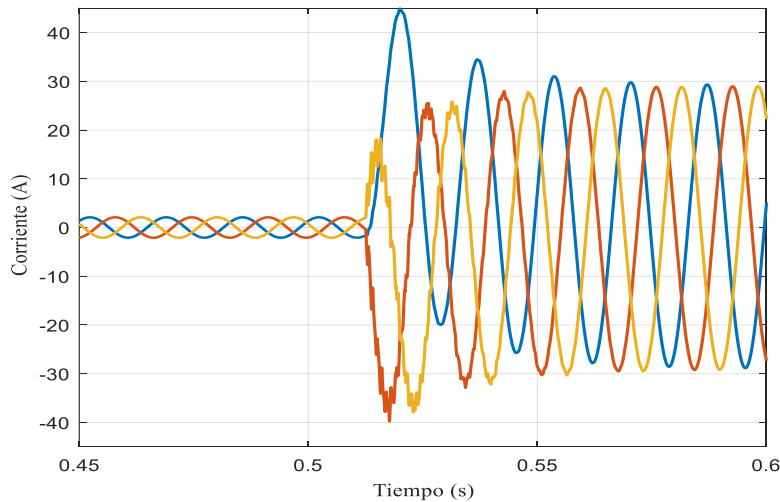


Figura 3.6: Corrientes de línea de falla, trifásica con $R_F = 0 \Omega$ y $d = 0.05$ pu.

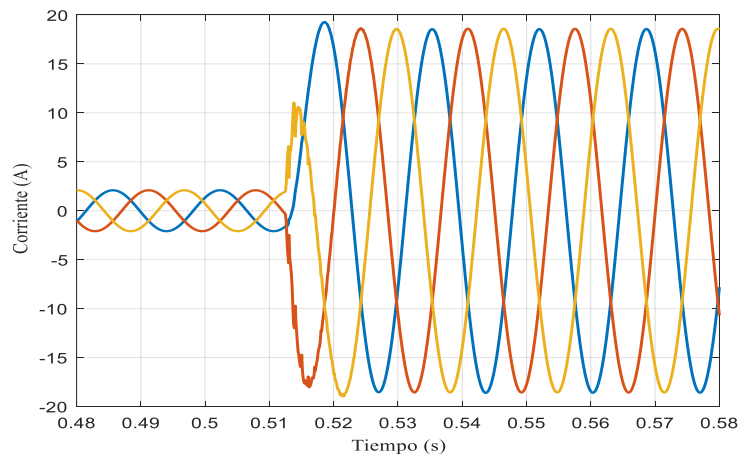


Figura 3.7: Corrientes de línea de falla, trifásica con $R_F = 20 \Omega$ y $d = 0.05$ pu.

Con el propósito de obtener una perspectiva más amplia sobre el perfil de las señales de entrada al localizador de fallas, se realizaron simulaciones en ATP-EMTP, para diferentes valores de resistencia de falla, en intervalos de 5 km (para una línea de 100 km, cuyos datos se discuten más adelante). Las señales obtenidas fueron exportadas a Matlab, donde se les aplicó el método de Fourier modificado, tal como se describió en la Sección 2.2.2.

La Figura 3.8 presenta la magnitud del fasor de voltaje (falla trifásica) para diferentes condiciones de falla, considerando valores de resistencia de falla de entre 0 y 20 Ω . Se puede observar que conforme la resistencia de falla aumenta, la magnitud del fasor también aumenta. Por ejemplo, para una falla que ocurre a la mitad de la línea ($d = 0.5$), el fasor toma un valor cercano a 29 V con R_F de 2 Ω . En este mismo caso ($d = 0.5$), si la falla se presenta con una R_F de 20 Ω , la magnitud del fasor de voltaje es de aproximadamente 53 V. Por consiguiente, estas variaciones se van a ver reflejadas en el localizador de fallas, afectando su precisión.

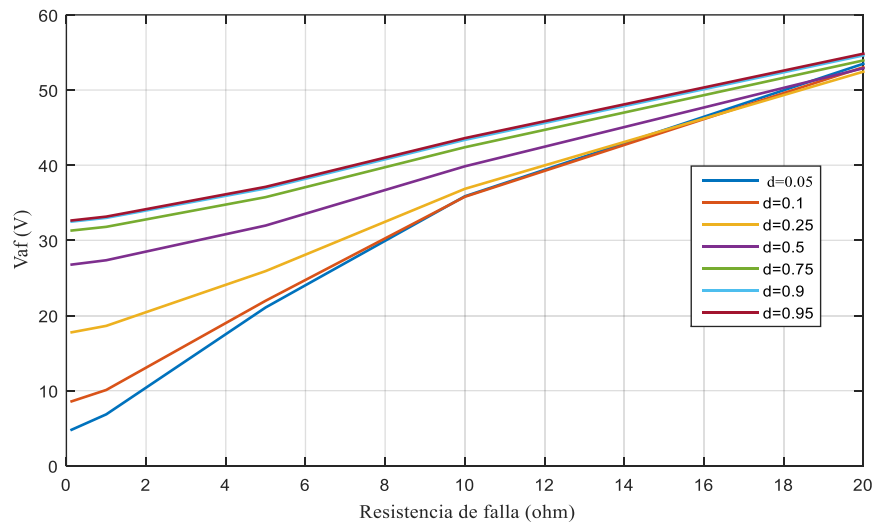


Figura 3.8: Magnitud del voltaje de falla (ABC-G) en función de R_F .

Por otro lado, en la Figura 3.9 se presenta la familia de curvas, que muestran el perfil de la magnitud del fasor de corriente, en función de R_F , ante diferentes valores de distancia de falla. De la Figura 3.9 se puede observar que el fasor de corriente se ve más afectado por la resistencia de falla, cuando ésta ocurre a menos de la mitad de la línea. Por ejemplo, para una falla con R_F de 2 Ω , ocurrida a una distancia de 0.05 pu desde el bus de envío, la magnitud de la corriente de corto circuito es de 18 A; para esta misma curva, con una R_F de 20 Ω la magnitud de la corriente disminuye a 12 A. Si se considera que la falla ocurre a una distancia de 0.95 pu, los valores correspondientes son: 7 A con R_F de 2 Ω y 5.5 A con R_F de 20 Ω .

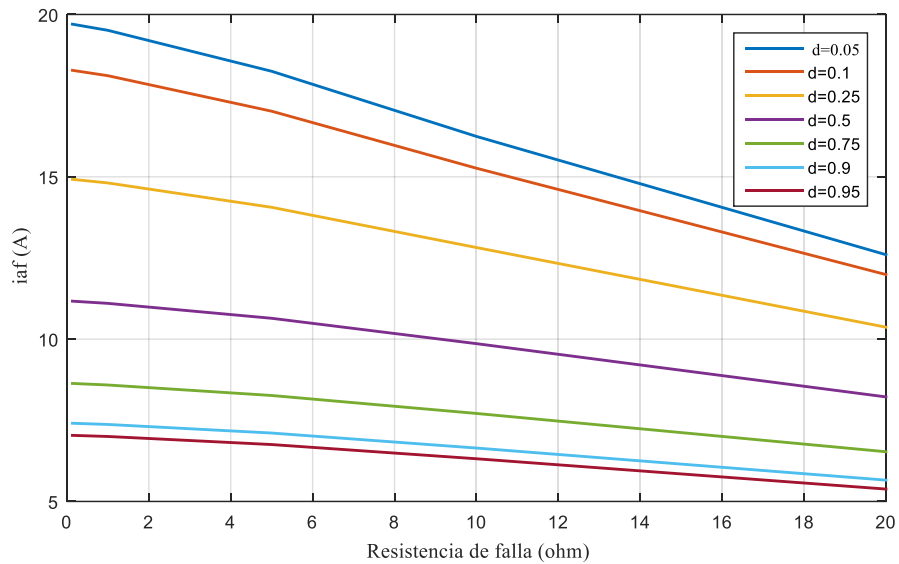


Figura 3.9: Magnitud de la corriente de falla (ABC-G) en función de R_F .

Si se comparan las Figuras 3.8 y 3.9, se puede observar el fasor de voltaje se ve más afectado por la resistencia de falla, que el fasor de corriente (el cambio es más pronunciado). Sin embargo, en ambos casos el comportamiento es aproximadamente lineal. Por lo tanto, una manera de compensar los fasores de voltaje y corriente (de tal forma que éstos presenten el perfil que tendrían con una R_F de 1Ω o menos), es realizar un estudio al sistema al que se le va a instalar el localizador de fallas, con el fin de obtener una base de datos con los valores de las magnitudes de voltaje y corriente de falla (para diferentes magnitudes de R_F).

Después se aplica un procedimiento para determinar el valor de la resistencia de falla. Con R_F se calcula la pendiente (o las pendientes necesarias) para finalmente obtener los valores de voltaje y corriente que se tendrían si la resistencia de falla fuera menor o igual a $1 [\Omega]$.

3.4.1 Estimación de la resistencia de falla.

Con la técnica de estimación fasorial que se presentó en la sección 2.2.2, se puede obtener la componente de corriente directa, y a partir de esta, es posible estimar la resistencia de falla por medio de la ecuación:

$$I_{CD} = Ae^{-t/\tau} \quad (3.25)$$

$$\tau = \frac{L}{R + R_F} \quad (3.26)$$

donde:

R es la resistencia total de la línea.

R_F representa la resistencia de falla.

L Inductancia de la línea.

Sustituyendo (3.26) en (3.25) y despejando R_F se tiene:

$$R_F = -\frac{L}{t} \ln\left(\frac{I_{CD}}{A}\right) - R \quad (3.27)$$

donde:

t es el tiempo en que la componente de CD alcanza su valor máximo.

A es la magnitud de la componente de CD en el tiempo t .

3.4.2 Compensación de fasores mediante el cálculo de las pendientes

Una vez que se conoce la resistencia de falla, y se tiene la base de datos con las magnitudes de voltaje y corriente a diferentes valores de resistencia de falla, se procede a calcular las pendientes que sean necesarias, como se ilustra mediante el diagrama de flujo de la Figura 3.10, que describe el algoritmo propuesto.

Primero se estima la resistencia de falla mediante la ecuación (3.27), si esta es menor o igual a 1Ω , se toman los fasores de voltaje y corriente como valores finales, es decir, que en este caso no se requiere realizar ninguna compensación. En caso contrario, si $R_F \leq 5 \Omega$, sólo se requiere calcular una pendiente para la señal de voltaje, y una para la señal de corriente (m_i y m_v), como se observa en la Figura 3.10; donde I_{AF} y V_{AF} son las magnitudes de los fasores medidos, mientras que $I_{af} (rf=1\Omega)$ y $V_{af} (rf=1\Omega)$ son las magnitudes correspondientes obtenidas de la base de datos para una R_F de 1Ω .

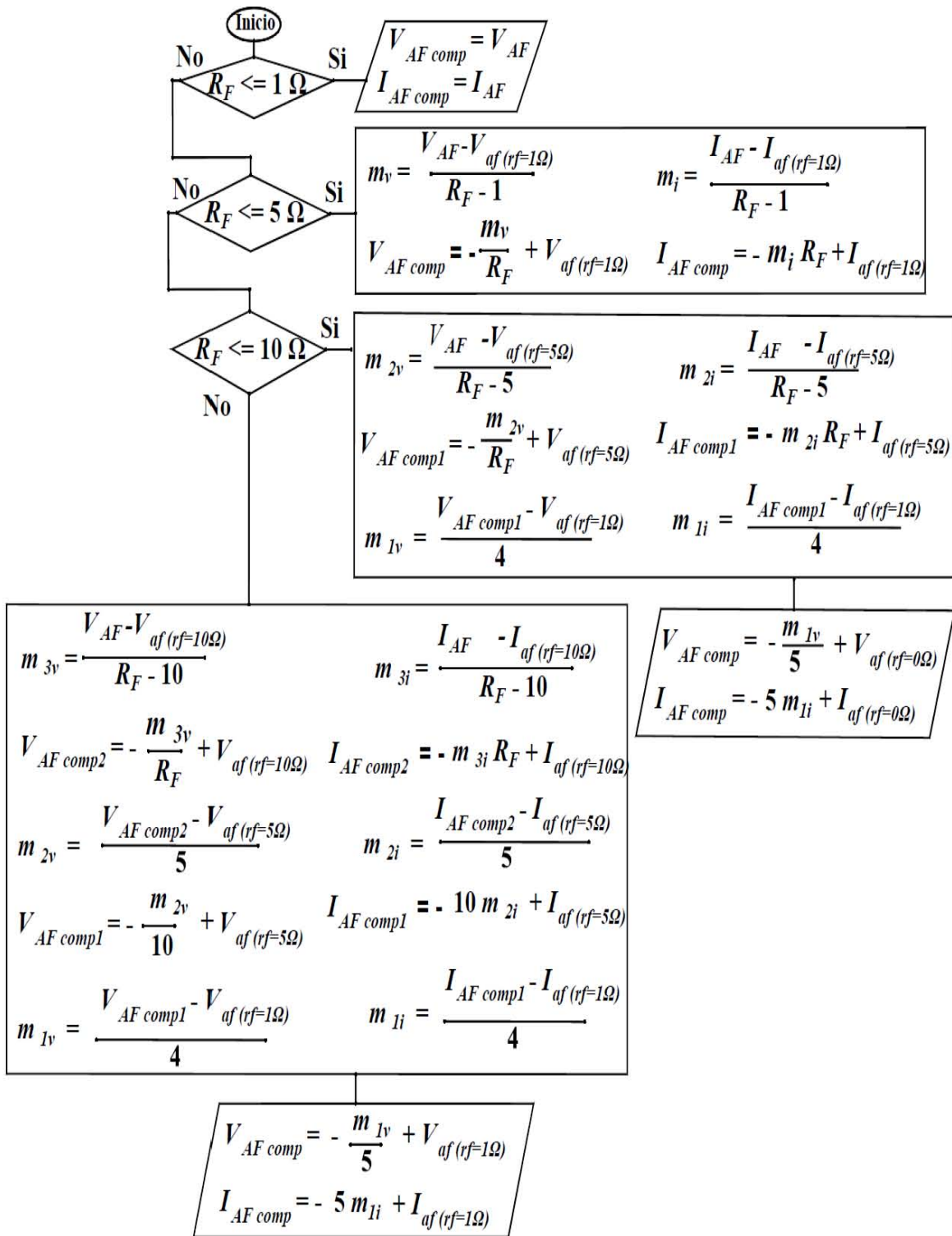


Figura 3.10: Metodología propuesta para obtener las magnitudes compensadas de voltajes y corrientes.

Finalmente, se revisa si el valor estimado de R_F es menor o igual a 10Ω , condición para la cual, es necesario calcular más pendientes. Además, es posible revisar más valores de resistencia de falla, lo que implicaría una base de datos mayor.

Para ejemplificar esta metodología, considere que la lectura obtenida de lado secundario del TP produce un fasor V_{AF} de magnitud 53.4919 V . Siguiendo la metodología propuesta, se estima una resistencia de falla de 20Ω , de acuerdo con (3.27). Esto significa que se deben calcular tres pendientes (ver Figura 3.10). Por consiguiente, se procede a consultar la base de datos a fin de determinar la magnitud del fasor de voltaje para una resistencia de falla de 10Ω , esto se hace de acuerdo con el algoritmo mostrado en la Figura 3.10, ya que la resistencia de falla estimada fue de 20Ω . En este caso, a partir de la base de datos previamente generada se obtiene que:

$$V_{af(rf=10\Omega)} = 35.8574 \text{ V}$$

Posteriormente se procede con el cálculo de las pendientes, donde la primera se define por:

$$m_{3V} = \frac{V_{AF} - V_{af(rf=10\Omega)}}{R_F - 10} = \frac{53.4919 - 35.8574}{20 - 10} = 1.76345$$

Una vez obtenida la pendiente m_{3V} , se compensa el fasor de tensión para obtener la nueva magnitud,

$$V_{AF \text{ comp2}} = -\frac{m_{3V}}{R_F} + V_{af(rf=10\Omega)} = -\frac{1.76345}{20} + 35.8574 = 35.7692 \text{ V}$$

Después se procede a calcular la segunda pendiente, para la cual, se necesita consultar en la base de datos, la magnitud del voltaje de falla con una resistencia R_F de 5Ω , esto es $V_{af(rf=5\Omega)}$. La ecuación para el cálculo de la segunda pendiente se define por:

$$m_{2V} = \frac{V_{AF \text{ comp2}} - V_{af(rf=5\Omega)}}{5} = \frac{35.7692 - 21.0675}{5} = 2.940346$$

Entonces, siguiendo el diagrama de flujo de la Figura 3.10, el voltaje que mediría el relevador cuando la resistencia de falla R_F es de 5Ω , es

$$V_{AF \text{ comp1}} = -\frac{m_{2V}}{10} + V_{af(rf=5\Omega)} = -\frac{2.940346}{10} + 21.0675 = 20.77347 \text{ V}$$

Para el cálculo de la última pendiente, se requiere consultar en la base de datos, la magnitud del voltaje de falla para una R_F de 1Ω , es decir, $V_{af (rf=1\Omega)}$. Esta pendiente se determina como sigue:

$$m_{1V} = \frac{V_{AF \text{ comp1}} - V_{af (rf=1\Omega)}}{4} = \frac{20.77347 - 6.8486}{4} = 3.481216$$

Finalmente, la magnitud compensada del voltaje de falla se puede calcular como:

$$V_{AF \text{ comp}} = -\frac{m_{1V}}{5} + V_{af (rf=1\Omega)} = -\frac{3.481216}{5} + 6.8486 = 6.152357 \text{ V}$$

En este ejemplo, la lectura obtenida del lado secundario del TC, produce un fasor de corriente I_{AF} de magnitud 12.6006 A. Siguiendo un procedimiento similar al realizado en el cálculo del voltaje compensado, se tiene que la magnitud del fasor de corriente compensada ($I_{AF \text{ comp}}$) es de 21.28473 A.

Con el procedimiento descrito anteriormente, se obtienen las magnitudes de las señales compensadas de voltaje y corriente. Sin embargo, para poder implementar los algoritmos de localización de fallas, es necesario también obtener el ángulo de fase. Éste puede extraerse desde las señales originales (V_{AF} e I_{AF}), como se ilustra en la Figura 3.11.

$$\begin{array}{c} \boxed{\begin{array}{l} V_{AF \text{ unit}} = V_{AF} / |V_{AF}| \\ I_{AF \text{ unit}} = I_{AF} / |I_{AF}| \end{array}} \\ \downarrow \\ \boxed{\begin{array}{l} \bar{V}_{AF} = (V_{AF \text{ unit}}) (V_{AF \text{ comp}}) \\ \bar{I}_{AF} = (I_{AF \text{ unit}}) (I_{AF \text{ comp}}) \end{array}} \end{array}$$

Figura 3.11: Obtención de las señales compensadas de voltaje y corriente.

Primero se divide la señal original (V_{AF} e I_{AF}) entre su magnitud, para obtener la misma señal, pero de magnitud unitaria ($V_{AF \text{ unit}}$ e $I_{AF \text{ unit}}$). La señal así obtenida se multiplica por la magnitud compensada ($V_{AF \text{ comp}}$ e $I_{AF \text{ comp}}$), obtenida previamente con el algoritmo ilustrado en la Figura 3.10. Entonces, se obtienen las señales de voltaje y corriente \bar{V}_{AF} e \bar{I}_{AF} que se aplicarán al algoritmo de localización de fallas.

En la Figura 3.12 se ilustran los resultados del ejemplo antes descrito, donde puede observarse que después de aplicar el algoritmo propuesto, las señales de voltaje y corriente

para la falla con R_F de 20Ω , son muy parecidas a las señales que se presentan con la falla sólida. Esto significa que, el error en la localización de la falla con R_F de 20Ω , sería casi como el que se obtiene con la falla sólida.

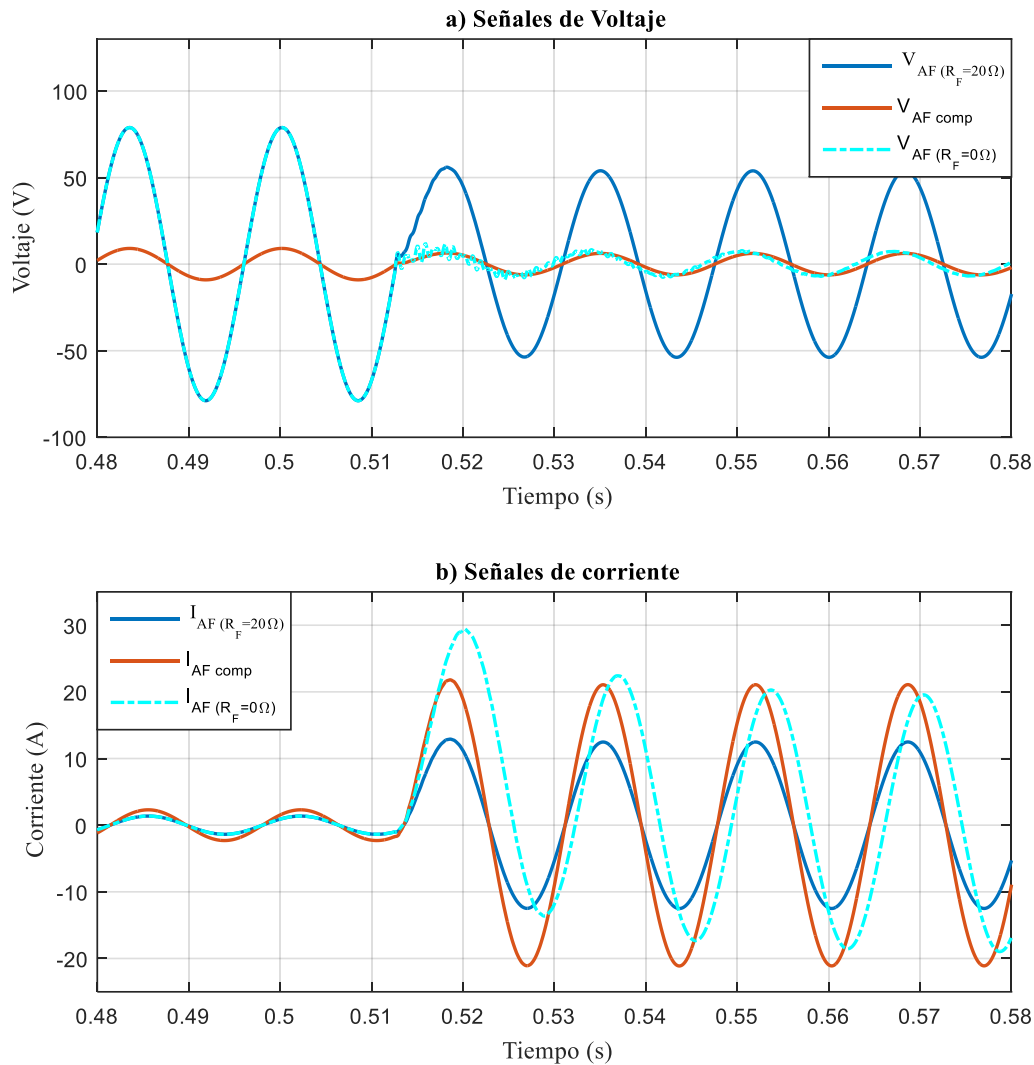


Figura 3.12: Comparación entre las señales compensadas y las señales de falla sólida.

La principal desventaja de este método recae en la necesidad de realizar un análisis previo para el sistema en donde se desea implementar; esto significa que es necesario obtener la base de datos con las magnitudes de voltaje y corriente para diferentes valores de R_F . Debido a esto, se desarrolló otro método con el que se supere dicha limitación, el cual se describe a continuación.

3.4.3 Método del factor “ ΔR ”

Este método parte del concepto del flujo de potencia antes y durante la falla. Durante un corto circuito, la potencia enviada desde la fuente se incrementa, pero ésta depende de la resistencia de falla y del lugar donde se presenta la falla (a lo largo de la línea). Si la resistencia de falla es baja durante un disturbio y está cerca de la fuente, la potencia activa depende del equivalente de red en el punto de falla. En cambio, cuando la falla involucra una resistencia de falla mayor, la potencia activa durante el corto circuito se incrementa debido al valor de la resistencia de falla. Es decir, se incrementan las pérdidas de potencia activa, ya que son directamente proporcionales a la resistencia de falla.

Entonces, a partir de este concepto se busca obtener un factor que permita mejorar la exactitud de cualquiera de los algoritmos de localización que se presentan en la literatura. Particularmente, en este trabajo los algoritmos de reactancia, de Takagi y el método por análisis modal se implementarán con la finalidad de validar el enfoque propuesto.

A partir de la ley de Joule, la relación entre las variables de falla y de pre falla, se puede expresar como:

$$\Delta R = \frac{P_{fault}}{P_{pre}} \left(\frac{I_{pre}}{I_{fault}} \right)^2 \quad (3.28)$$

P_{fault} es la potencia activa durante la falla.

P_{pre} es la potencia activa de pre falla.

I_{fault} corriente de falla medida desde el bus de envío.

I_{pre} corriente de pre falla medida desde el bus de envío.

El factor ΔR de (3.28) representa el cambio en la resistencia, que se debe al incremento en las pérdidas de potencia activa una vez que se presenta la falla. Este factor es el que define el valor de compensación para poder disminuir el error de estimación durante la localización de fallas.

Para mejorar la exactitud de los resultados de localización, el cuadrado de ΔR se debe restar a la distancia estimada por el método original, ya que generalmente una resistencia de falla produce la sobreestimación en el proceso de localización. Entonces,

$$d_m = d \times (1 - \Delta R^2) \quad (3.29)$$

donde:

d es la distancia estimada por el método original.

d_m es la distancia estimada mediante el método propuesto.

CAPÍTULO 4

“CASOS DE ESTUDIO”

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan dos casos de estudio que se realizaron durante el desarrollo de este trabajo. El primero de ellos tiene el propósito de comparar el desempeño que presentan los algoritmos de localización de fallas de reactancia y de Takagi; esto se hace con el propósito de determinar cuál de los dos métodos ofrece mejores resultados. También, se evalúa el desempeño de dos de las técnicas de estimación fasorial: filtro de Fourier de ciclo completo, y filtro modificado de Fourier. Ya que la técnica de ajuste de curva mediante mínimos cuadrados requiere mayor esfuerzo computacional.

En el segundo caso de estudio, se realizan simulaciones en ATP-EMTP, para validar el método de localización de fallas propuesto en la sección 3.4.3, que es comparado con los tres algoritmos de localización de fallas presentados en el capítulo anterior.

4.2 CASO 1: LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN UN SISTEMA RADIAL

En la Figura 4.1 se muestra el sistema de prueba que se implementó en ATP-EMTP para el primer caso de estudio, el cual es utilizado para simular fallas a lo largo de la línea de transmisión.

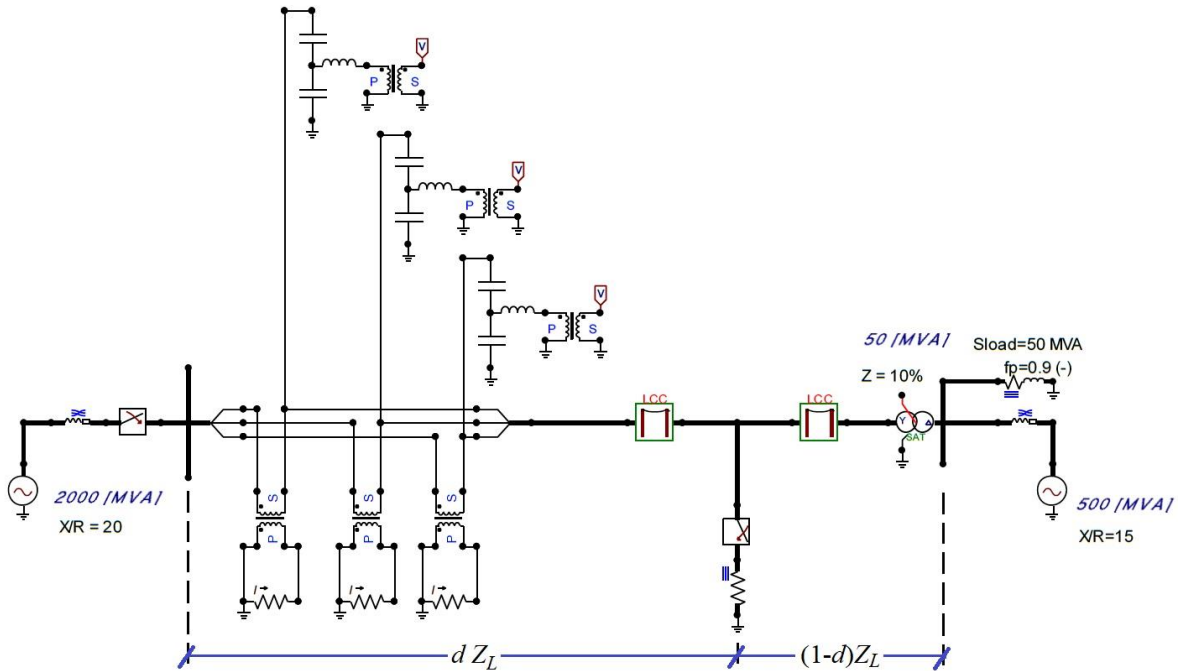


Figura 4.1: Sistema de prueba para el caso de estudio 1.

La línea de transmisión tiene una longitud de 100 km y es representada por un modelo de parámetros distribuidos, modelo de Bergeron [37]. La configuración de la torre se muestra en la Figura 4.2, cuyos datos de los conductores se presentan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Datos de los conductores

| Resistividad del terreno: 100 [Ω m]. | | |
|--|------------------------|-----------------------|
| Conductores de fase | | Cables de guarda |
| Rin | 0.55 [cm] | 0.3 [cm] |
| Rout | 1.55 [cm] | 0.8 [cm] |
| DC Resis | 0.0585 [Ω /km] | 0.304 [Ω /km] |
| Separ | 60 [cm] | 0 |
| Alpha | 0 [$^\circ$] | 0 |
| NB | - | 0 |

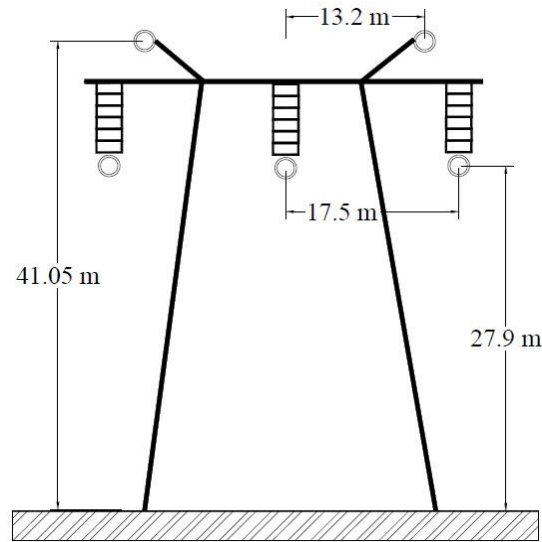


Figura 4.2: Configuración de la torre.

Para el sistema de prueba de la Figura 4.1, se emplearon transformadores de potencial capacitivos (CVT). El modelo equivalente del CVT se muestra en la Figura 4.3. Además, al CVT se le puede agregar un circuito anti-ferro resonante para amortiguar rápidamente las oscilaciones que se pueden presentar durante la respuesta dinámica del transformador.

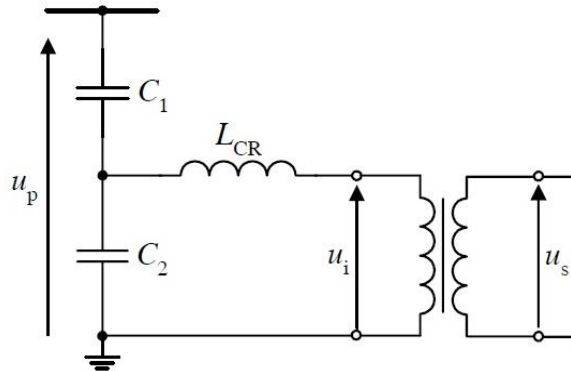


Figura 4.3: Circuito equivalente del CVT.

La Figura 4.4. muestra el circuito equivalente del transformador de corriente. De acuerdo con la referencia [38], para ajustar el TC con una relación de transformación de 1200/5, la inductancia del devanado secundario L_S es de $10e-3$ mH, la inductancia del devanado primario L_P , así como las resistencias R_S y R_P se ajustan a cero. Generalmente, el valor de resistencia de la rama de magnetización R_m es muy grande, tal que para fines prácticos se puede establecer un valor de $2\text{ M}\Omega$.

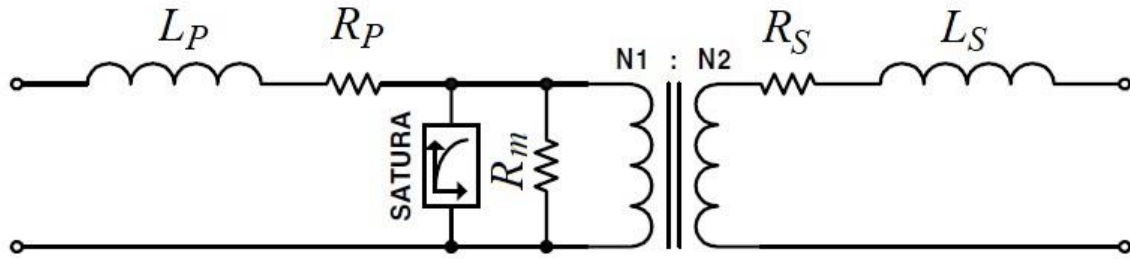


Figura 4.4: Circuito equivalente del TC.

Para generar la curva de saturación, se emplea una rutina de EMTP llamada SATURA, con la cual, se puede convertir la curva voltaje – corriente provista por el fabricante, en la curva corriente – flujo que requiere el programa.

Con el propósito de evaluar el desempeño de los algoritmos de localización de fallas, se simularon fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas ocurridas cada 5 km de línea, considerando además diferentes valores de resistencia de falla. Estas fallas fueron simuladas utilizando el sistema de prueba de la Figura 4.1; las señales obtenidas se exportaron a Matlab, donde se implementaron los algoritmos de localización de fallas, de Takagi y de reactancia.

Para determinar el error durante la estimación de la distancia, se utilizó la expresión definida por [10]:

$$\text{Error (\%)} = \frac{|d - d_{\text{actual}}|}{L} 100 \quad (4.1)$$

donde:

d es la distancia estimada por el algoritmo de localización.

d_{actual} es la distancia a la que realmente ocurre la falla.

L es la longitud total de la línea.

Una vez que se aplicaron los algoritmos de localización de fallas, se obtuvieron los resultados presentados en las Tablas 4.2 y 4.3. Para este caso de estudio sólo se utilizó el algoritmo de reactancia y el de Takagi. La estimación fasorial se realizó mediante el filtro de Fourier de ciclo completo y el filtro Fourier modificado; esto con la finalidad de

observar el comportamiento de los algoritmos ante condiciones de componente de CD. Por ejemplo, la Tabla 4.2 muestra los resultados para diferentes valores de resistencia de falla. En este caso, la componente de CD no fue eliminada (filtro de Fourier), con lo que se producen errores cercanos al 19 % cuando la resistencia de falla es de 20 Ω (falla al 95 % de la línea), lo que indica que el método de reactancia no tiene un buen desempeño para fallas de alta impedancia. En cambio, durante una falla sólida el error máximo es de alrededor del 10%. Cuando la falla se presenta a un 10% de la línea, el error obtenido para una falla sólida es de 0.12%, este error se va incrementando en función de la resistencia de falla, tal que, cuando ésta es de 20 Ω , el error obtenido es de 0.66%.

Tabla 4.2: Algoritmo de reactancia usando el filtro Fourier (falla trifásica).

| Distancia real (pu) | Sólida | | R=5 Ω | | R=10 Ω | | R=20 Ω | |
|---------------------|----------------|--------------|----------------|--------------|----------------|--------------|----------------|--------------|
| | Distancia (pu) | Error (%) | Distancia (pu) | Error (%) | Distancia (pu) | Error (%) | Distancia (pu) | Error (%) |
| 0.05 | 0.0509 | 0.09 | 0.0527 | 0.27 | 0.0525 | 0.25 | 0.0389 | 1.11 |
| 0.1 | 0.1012 | 0.12 | 0.1038 | 0.38 | 0.105 | 0.5 | 0.0934 | 0.66 |
| 0.15 | 0.1535 | 0.35 | 0.1556 | 0.56 | 0.1579 | 0.79 | 0.1485 | 0.15 |
| 0.2 | 0.2059 | 0.59 | 0.2084 | 0.84 | 0.2117 | 1.17 | 0.2043 | 0.43 |
| 0.25 | 0.2582 | 0.82 | 0.2612 | 1.12 | 0.2654 | 1.54 | 0.2605 | 1.05 |
| 0.3 | 0.3129 | 1.29 | 0.3168 | 1.68 | 0.3218 | 2.18 | 0.3185 | 1.85 |
| 0.35 | 0.3641 | 1.41 | 0.3693 | 1.93 | 0.3756 | 2.56 | 0.3752 | 2.52 |
| 0.4 | 0.4189 | 1.89 | 0.4252 | 2.52 | 0.4325 | 3.25 | 0.4343 | 3.43 |
| 0.45 | 0.4731 | 2.31 | 0.4813 | 3.13 | 0.49 | 4 | 0.4947 | 4.47 |
| 0.5 | 0.5305 | 3.05 | 0.5401 | 4.01 | 0.5496 | 4.96 | 0.556 | 5.6 |
| 0.55 | 0.5871 | 3.71 | 0.5975 | 4.75 | 0.6075 | 5.75 | 0.6152 | 6.52 |
| 0.6 | 0.6407 | 4.07 | 0.6528 | 5.28 | 0.6641 | 6.41 | 0.6745 | 7.45 |
| 0.65 | 0.695 | 4.5 | 0.7099 | 5.99 | 0.7233 | 7.33 | 0.7374 | 8.74 |
| 0.7 | 0.7527 | 5.27 | 0.7704 | 7.04 | 0.786 | 8.6 | 0.8037 | 10.37 |
| 0.75 | 0.8128 | 6.28 | 0.833 | 8.3 | 0.8504 | 10.04 | 0.8708 | 12.08 |
| 0.8 | 0.8737 | 7.37 | 0.8961 | 9.61 | 0.9149 | 11.49 | 0.9372 | 13.72 |
| 0.85 | 0.9339 | 8.39 | 0.9587 | 10.87 | 0.979 | 12.9 | 1.003 | 15.3 |
| 0.9 | 0.9938 | 9.38 | 1.0212 | 12.12 | 1.0434 | 14.34 | 1.0693 | 16.93 |
| 0.95 | 1.0541 | 10.41 | 1.0845 | 13.45 | 1.1088 | 15.88 | 1.1371 | 18.71 |

Por otro lado, en la Tabla 4.3 se presentan resultados cuando se eliminó la componente de CD durante la estimación fasorial (se emplea el Filtro modificado de Fourier), de la cual es posible observar una disminución en el error obtenido. Por ejemplo, véase el caso de la falla sólida al 95 % de la línea. Con el filtro de Fourier se obtiene un error de 10.41%

(Tabla 4.2), mientras que, si se elimina la componente de CD, el error disminuye al 7.8% (Tabla 4.3). Entre más grande sea la resistencia de falla, los resultados serán más similares, debido a que la resistencia de falla reduce el valor de la componente de CD. Por ejemplo, una falla al 95% de la línea de transmisión con una resistencia de falla de 20 Ω , produce errores de 18.71% y 19.56% (ver Tabla 4.2 y 4.3), con y sin la componente de CD, respectivamente.

Tabla 4.3: Algoritmo de reactancia usando el filtro Fourier modificado (falla trifásica).

| Distancia real (pu) | Sólida | | R=5 Ω | | R=10 Ω | | R=20 Ω | |
|---------------------|----------------|------------|----------------|--------------|----------------|--------------|----------------|--------------|
| | Distancia (pu) | Error (%) | Distancia (pu) | Error (%) | Distancia (pu) | Error (%) | Distancia (pu) | Error (%) |
| 0.05 | 0.0501 | 0.01 | 0.0526 | 0.26 | 0.0525 | 0.25 | 0.0389 | 1.11 |
| 0.1 | 0.0976 | 0.24 | 0.1037 | 0.37 | 0.105 | 0.5 | 0.0934 | 0.66 |
| 0.15 | 0.1489 | 0.11 | 0.1553 | 0.53 | 0.1579 | 0.79 | 0.1485 | 0.15 |
| 0.2 | 0.2007 | 0.07 | 0.2078 | 0.78 | 0.2117 | 1.17 | 0.2043 | 0.43 |
| 0.25 | 0.251 | 0.1 | 0.2604 | 1.04 | 0.2656 | 1.56 | 0.2605 | 1.05 |
| 0.3 | 0.307 | 0.7 | 0.315 | 1.5 | 0.3218 | 2.18 | 0.3189 | 1.89 |
| 0.35 | 0.3525 | 0.25 | 0.3674 | 1.74 | 0.376 | 2.6 | 0.3753 | 2.53 |
| 0.4 | 0.4065 | 0.65 | 0.422 | 2.2 | 0.4325 | 3.25 | 0.4344 | 3.44 |
| 0.45 | 0.4592 | 0.92 | 0.4773 | 2.73 | 0.4901 | 4.01 | 0.496 | 4.6 |
| 0.5 | 0.5202 | 2.02 | 0.5357 | 3.57 | 0.5499 | 4.99 | 0.5585 | 5.85 |
| 0.55 | 0.5755 | 2.55 | 0.5927 | 4.27 | 0.6097 | 5.97 | 0.6176 | 6.76 |
| 0.6 | 0.619 | 1.9 | 0.6477 | 4.77 | 0.6655 | 6.55 | 0.6753 | 7.53 |
| 0.65 | 0.6676 | 1.76 | 0.7013 | 5.13 | 0.7233 | 7.33 | 0.7374 | 8.74 |
| 0.7 | 0.7278 | 2.78 | 0.7614 | 6.14 | 0.786 | 8.6 | 0.8041 | 10.41 |
| 0.75 | 0.796 | 4.6 | 0.8246 | 7.46 | 0.8518 | 10.18 | 0.8762 | 12.62 |
| 0.8 | 0.8554 | 5.54 | 0.8868 | 8.68 | 0.9166 | 11.66 | 0.9449 | 14.49 |
| 0.85 | 0.9151 | 6.51 | 0.9497 | 9.97 | 0.983 | 13.3 | 1.0126 | 16.26 |
| 0.9 | 0.9725 | 7.25 | 1.0111 | 11.11 | 1.0483 | 14.83 | 1.0782 | 17.82 |
| 0.95 | 1.028 | 7.8 | 1.0734 | 12.34 | 1.1139 | 16.39 | 1.1456 | 19.56 |

Los resultados de este caso de estudio se presentan de manera gráfica en la Figura 4.5. Donde se puede apreciar que se tiene menor error en la localización de la falla, si se emplea el filtro modificado de Fourier. Esta conclusión es más evidente en las Figuras 4.5a y 4.5b. Esto se debe a que la constante de tiempo que define el decaimiento exponencial de la componente de CD, es inversamente proporcional a la resistencia de falla. También se compara la exactitud al emplear el algoritmo de Takagi y el de reactancia, respectivamente.

Otra observación importante respecto a la Figura 4.5, es el comportamiento que el error presenta cuando se utiliza el algoritmo de Takagi, el cual indica que este método tiene un mejor desempeño que el algoritmo de reactancia. Esto es sobre todo para fallas de mayor impedancia, véase por ejemplo la Figura 4.5c.

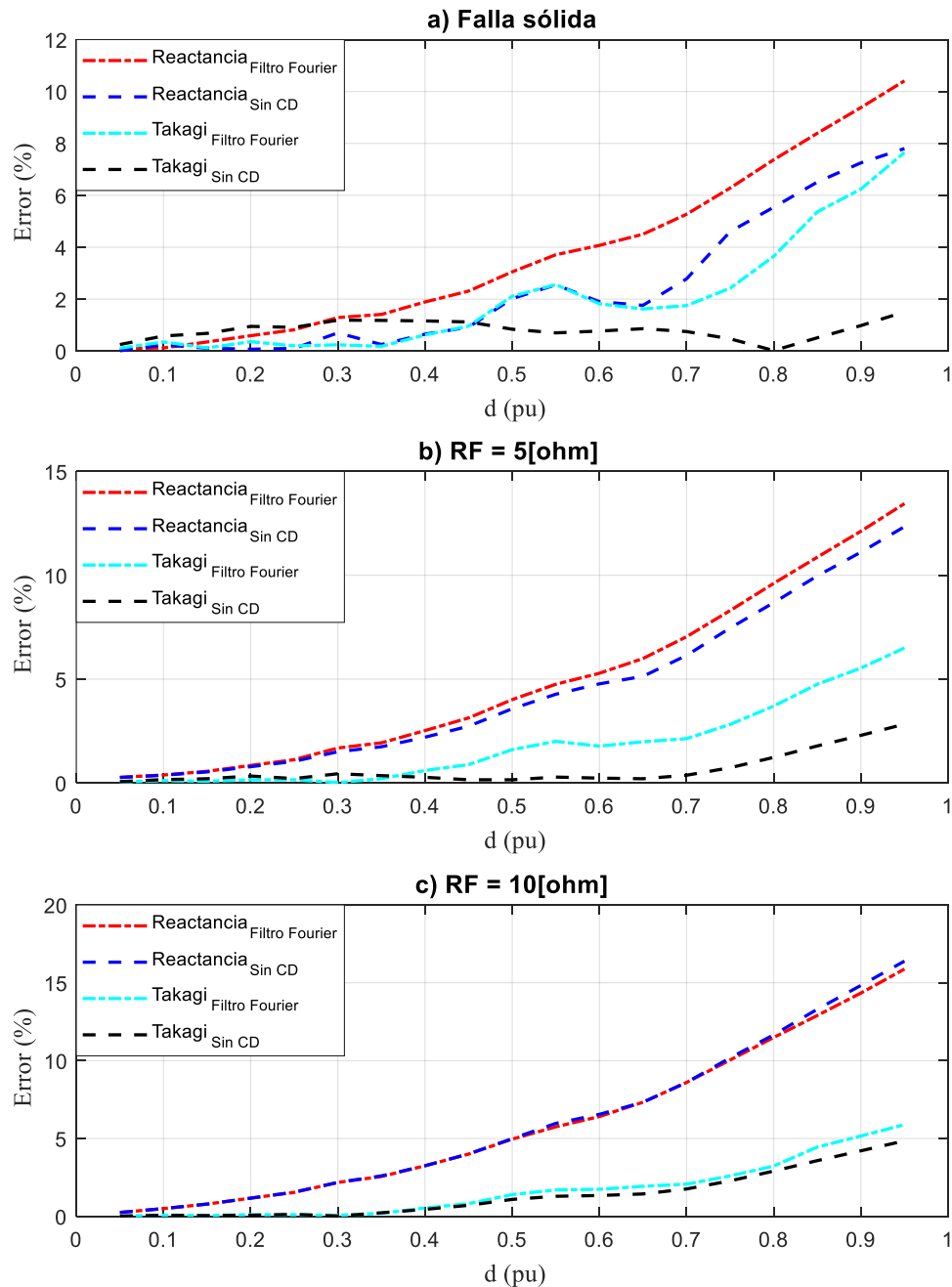


Figura 4.5: Comportamiento del error bajo las dos técnicas de estimación fasorial (falla trifásica).

Para los dos algoritmos evaluados, el error en la estimación de la distancia aumentó en función de la resistencia de falla, tal como se reporta en la literatura. Además, el algoritmo de Takagi presenta mejor desempeño que el de reactancia, debido a que al emplear los fasores de pre falla, se compensa el efecto que tiene la corriente de carga sobre la localización de la falla.

En conclusión, se puede mejorar la exactitud de los resultados obtenidos, si durante la estimación fasorial se elimina la componente de CD (aunque esto implique mayor costo computacional), sobre todo cuando se tiene una pequeña resistencia de falla.

4.3 CASO 2: LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE DOBLE CIRCUITO

En este segundo caso de estudio se pretende evaluar el método propuesto en la sección 3.4.3, utilizando los tres algoritmos de localización de fallas presentados: método de reactancia, método de Takagi y análisis modal. Los algoritmos fueron evaluados ante diferentes escenarios de falla, considerando diferentes valores de resistencia de falla.

El sistema de prueba que se implementó en ATP-EMTP se puede ver en la Figura 4.6. Al igual que en caso de estudio 1, los transformadores de instrumento, así como el transformador de potencia fueron considerados utilizado los mismos datos. Para el caso de la línea de transmisión, se utilizó el modelo de Bergeron (modelo de parámetros distribuidos), considerando una línea de doble circuito y transpuesta. La longitud total de la LT, es de 100 km.

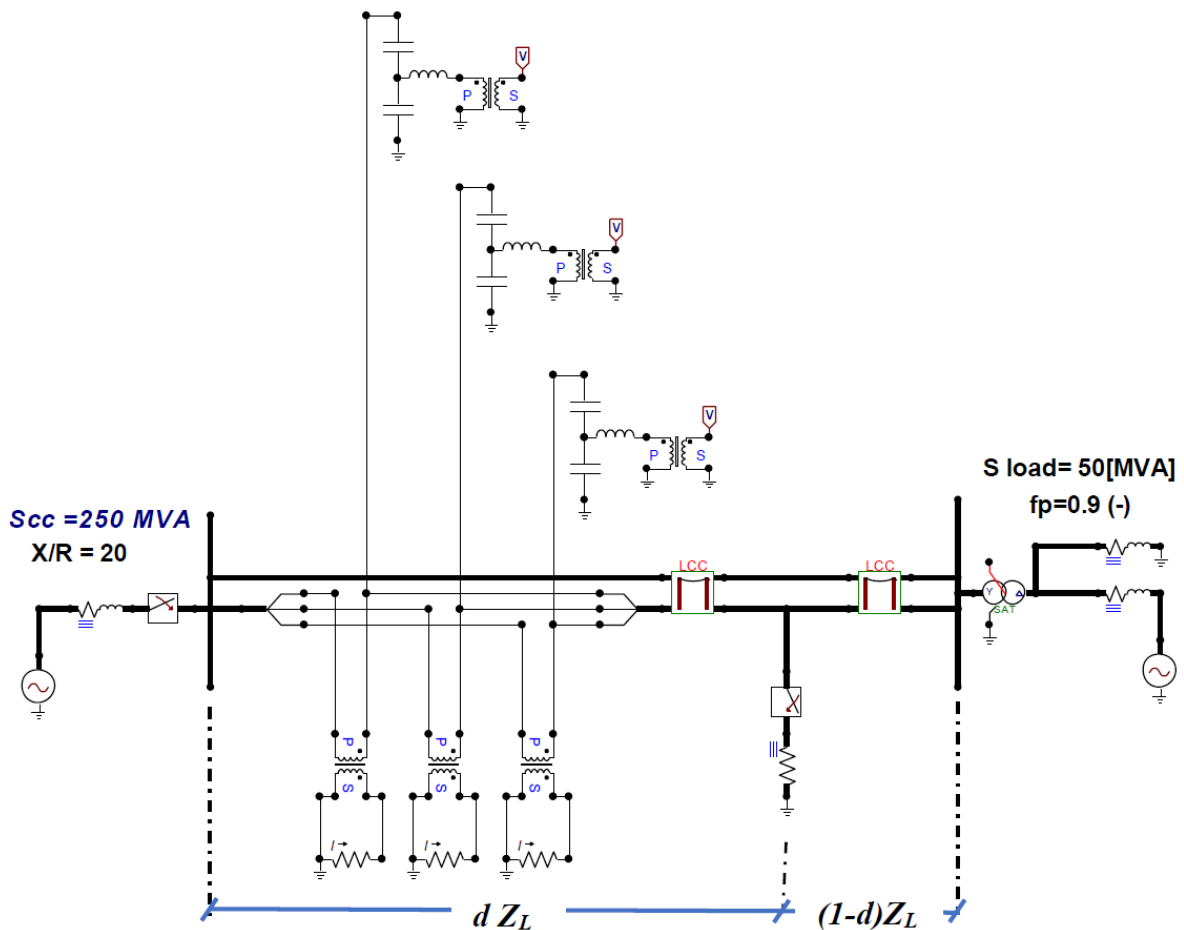


Figura 4.6: Sistema de prueba para el caso de estudio 2.

La Figura 4.7 muestra la configuración de la torre [39], cuyos datos se enlistan en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Datos de los conductores.

| | | |
|---------------------------|------------------------|-----------------------|
| Resistividad del terreno: | | 100 [Ω m]. |
| Conductores de fase | | Cables de guarda |
| Rin | 0 [cm] | 0 [cm] |
| Rout | 1.425 [cm] | 0.875 [cm] |
| AC Resis | 0.0735 [Ω /km] | 0.277 [Ω /km] |
| Separ | 50 [cm] | 0 |
| Alpha | 0 | 0 |
| NB | 2 | 0 |

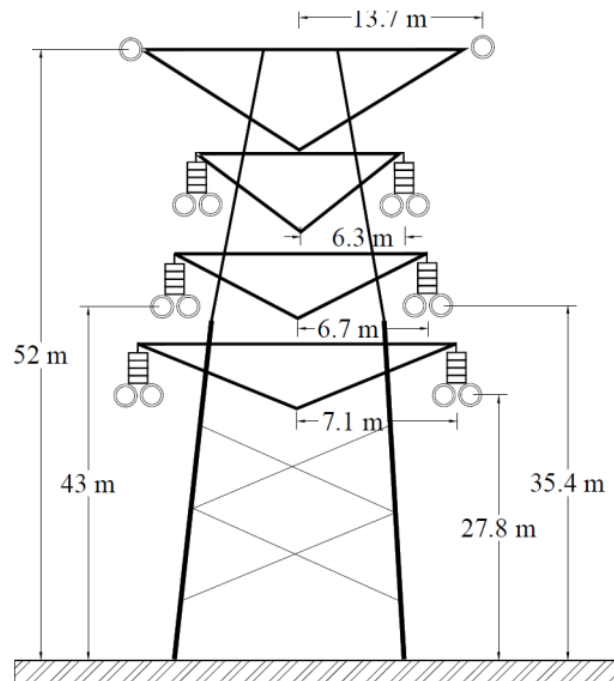


Figura 4.7: Configuración de la torre.

Se simularon fallas monofásicas y trifásicas por ser las más representativas. Las fallas fueron simuladas cada 5 km de distancia desde el bus de envío, considerando diferentes valores de R_F .

Los resultados obtenidos con el algoritmo de reactancia se presentan en la Tabla 4.5, donde se observa que el error aumenta drásticamente cuando la falla se presenta entre el 75 % y 95% de la longitud total de la línea, produciendo errores entre el 20 % y 35 %. Esto es debido a la presencia de la fuente en el bus de recepción.

Tabla 4.5: Algoritmo de reactancia (falla monofásica).

| Distancia real (pu) | Sólida | | R=5Ω | | R=10Ω | | R=20Ω | |
|---------------------|----------------|--------------|----------------|--------------|----------------|--------------|----------------|--------------|
| | Distancia (pu) | Error (%) | Distancia (pu) | Error (%) | Distancia (pu) | Error (%) | Distancia (pu) | Error (%) |
| 0.05 | 0.044 | 0.6 | 0.0731 | 2.31 | 0.1 | 5 | 0.1468 | 9.68 |
| 0.1 | 0.0997 | 0.03 | 0.1198 | 1.98 | 0.1475 | 4.75 | 0.1957 | 9.57 |
| 0.15 | 0.1426 | 0.74 | 0.1655 | 1.55 | 0.1946 | 4.46 | 0.2447 | 9.47 |
| 0.2 | 0.1783 | 2.17 | 0.2127 | 1.27 | 0.2432 | 4.32 | 0.2949 | 9.49 |
| 0.25 | 0.2353 | 1.47 | 0.2619 | 1.19 | 0.2928 | 4.28 | 0.3461 | 9.61 |
| 0.3 | 0.2832 | 1.68 | 0.3111 | 1.11 | 0.3438 | 4.38 | 0.3985 | 9.85 |
| 0.35 | 0.32 | 3 | 0.3589 | 0.89 | 0.3961 | 4.61 | 0.4524 | 10.24 |
| 0.4 | 0.3975 | 0.25 | 0.4193 | 1.93 | 0.4513 | 5.13 | 0.5076 | 10.76 |
| 0.45 | 0.4215 | 2.85 | 0.4647 | 1.47 | 0.5053 | 5.53 | 0.5646 | 11.46 |
| 0.5 | 0.4763 | 2.37 | 0.5265 | 2.65 | 0.5651 | 6.51 | 0.6238 | 12.38 |
| 0.55 | 0.5625 | 1.25 | 0.5924 | 4.24 | 0.6269 | 7.69 | 0.6848 | 13.48 |
| 0.6 | 0.5855 | 1.45 | 0.6402 | 4.02 | 0.6782 | 7.82 | 0.7481 | 14.81 |
| 0.65 | 0.647 | 0.3 | 0.6973 | 4.73 | 0.7522 | 10.22 | 0.815 | 16.5 |
| 0.7 | 0.718 | 1.8 | 0.7768 | 7.68 | 0.8273 | 12.73 | 0.8858 | 18.58 |
| 0.75 | 0.8172 | 6.72 | 0.8618 | 11.18 | 0.9079 | 15.79 | 0.9595 | 20.95 |
| 0.8 | 0.8922 | 9.22 | 0.9438 | 14.38 | 0.993 | 19.3 | 1.0377 | 23.77 |
| 0.85 | 0.9682 | 11.82 | 1.0287 | 17.87 | 1.084 | 23.4 | 1.121 | 27.1 |
| 0.9 | 1.0571 | 15.71 | 1.1223 | 22.23 | 1.1849 | 28.49 | 1.2093 | 30.93 |
| 0.95 | 1.1573 | 20.73 | 1.2272 | 27.72 | 1.2958 | 34.58 | 1.3044 | 35.44 |

Por otro lado, en la Tabla 4.6, se presentan los resultados que se obtuvieron con la aplicación del método propuesto, donde se observa que fue posible mejorar considerablemente, la exactitud en la localización de la falla, sobre todo, cuando la falla presenta alta resistencia R_F . Por ejemplo, cuando R_F es de 20 Ω, y ésta se presenta a una distancia del 75% de la línea, el error obtenido es de 9.31%. Mientras que, para este mismo caso, el error obtenido con el método original es de 20.95% (ver Tabla 4.5). En cambio, si la falla presenta un valor pequeño de resistencia R_F , ambos métodos ofrecen resultados muy parecidos. Esto se puede ver con una falla sólida al 75% de la línea: con el algoritmo original el error es de 6.72%, mientras que con el método propuesto es de 6.64%.

Tabla 4.6: Algoritmo de reactancia para falla monofásica (método propuesto).

| Distancia real (pu) | Sólida | | R=5Ω | | R=10Ω | | R=20Ω | |
|---------------------|----------------|-------------|----------------|--------------|----------------|--------------|----------------|-------------|
| | Distancia (pu) | Error (%) | Distancia (pu) | Error (%) | Distancia (pu) | Error (%) | Distancia (pu) | Error (%) |
| 0.05 | 0.044 | 0.6 | 0.073 | 2.3 | 0.0995 | 4.95 | 0.1439 | 9.39 |
| 0.1 | 0.0997 | 0.03 | 0.1196 | 1.96 | 0.1467 | 4.67 | 0.1913 | 9.13 |
| 0.15 | 0.1426 | 0.74 | 0.1652 | 1.52 | 0.1933 | 4.33 | 0.2385 | 8.85 |
| 0.2 | 0.1782 | 2.18 | 0.2122 | 1.22 | 0.2413 | 4.13 | 0.2865 | 8.65 |
| 0.25 | 0.2353 | 1.47 | 0.2612 | 1.12 | 0.2902 | 4.02 | 0.3349 | 8.49 |
| 0.3 | 0.2831 | 1.69 | 0.3101 | 1.01 | 0.3403 | 4.03 | 0.384 | 8.4 |
| 0.35 | 0.3199 | 3.01 | 0.3575 | 0.75 | 0.3915 | 4.15 | 0.4338 | 8.38 |
| 0.4 | 0.3974 | 0.26 | 0.4175 | 1.75 | 0.4453 | 4.53 | 0.4841 | 8.41 |
| 0.45 | 0.4213 | 2.87 | 0.4623 | 1.23 | 0.4977 | 4.77 | 0.5349 | 8.49 |
| 0.5 | 0.476 | 2.4 | 0.5234 | 2.34 | 0.5554 | 5.54 | 0.5866 | 8.66 |
| 0.55 | 0.5621 | 1.21 | 0.5884 | 3.84 | 0.6146 | 6.46 | 0.6381 | 8.81 |
| 0.6 | 0.5849 | 1.51 | 0.6351 | 3.51 | 0.6633 | 6.33 | 0.6897 | 8.97 |
| 0.65 | 0.6463 | 0.37 | 0.6911 | 4.11 | 0.7327 | 8.27 | 0.7418 | 9.18 |
| 0.7 | 0.7173 | 1.73 | 0.769 | 6.9 | 0.8027 | 10.27 | 0.7936 | 9.36 |
| 0.75 | 0.8164 | 6.64 | 0.8519 | 10.19 | 0.8769 | 12.69 | 0.8431 | 9.31 |
| 0.8 | 0.8911 | 9.11 | 0.9312 | 13.12 | 0.9536 | 15.36 | 0.8895 | 8.95 |
| 0.85 | 0.9668 | 11.68 | 1.0128 | 16.28 | 1.0339 | 18.39 | 0.9305 | 8.05 |
| 0.9 | 1.0554 | 15.54 | 1.102 | 20.2 | 1.1203 | 22.03 | 0.9619 | 6.19 |

El primer algoritmo que se evaluó fue el de reactancia, los resultados se muestran en las Figuras 4.8 y 4.9, para fallas monofásicas y trifásicas respectivamente. En ambas Figuras 4.8 y 4.9, es posible apreciar que cuando se presenta una alta resistencia de falla (en este caso 20 Ω), el método propuesto mejora significativamente el desempeño del algoritmo original, debido a que el factor ΔR aumenta en proporción directa con la resistencia de falla, lo que significa que compensa más el error de sobreestimación.

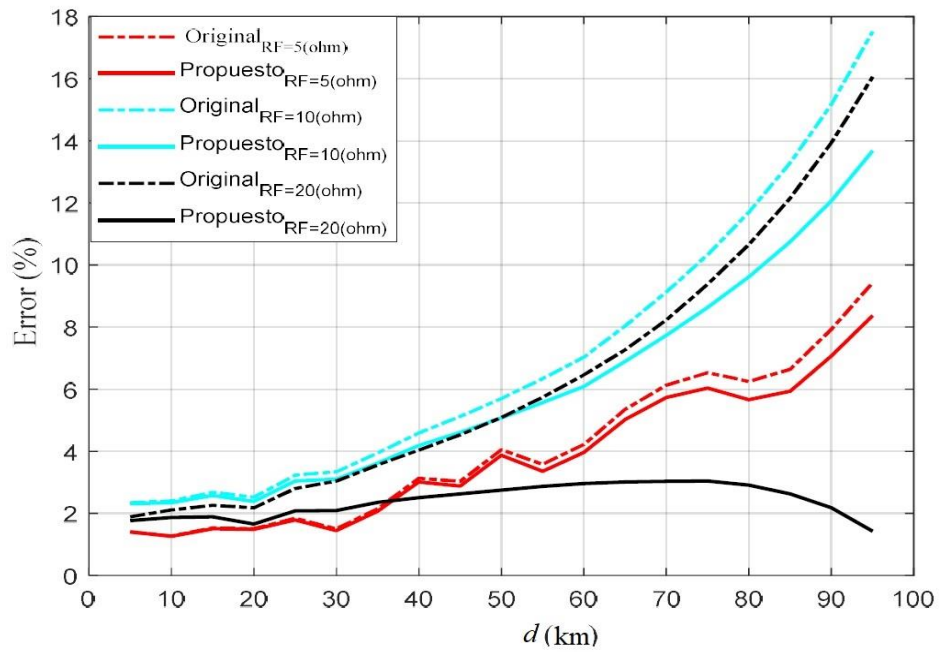


Figura 4.8: Algoritmo de reactancia, comparación (falla trifásica).

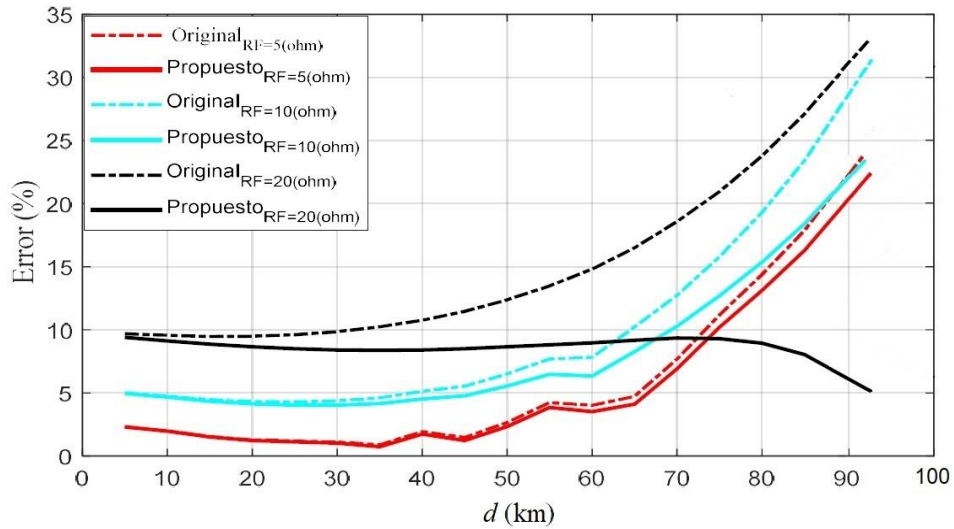


Figura 4.9: Algoritmo de reactancia, comparación (falla monofásica).

En las Figuras 4.10 y 4.11, se presentan los resultados obtenidos con el algoritmo de Takagi, donde también se observa que el método propuesto funciona mejor para alta resistencia de falla. Sin embargo, se observó que cuando la resistencia de falla es mayor a 50Ω , el factor ΔR aumenta considerablemente, esto implica una sobre compensación de la distancia estimada, es decir, que a la distancia obtenida mediante el algoritmo original, se le reste más de lo necesario.

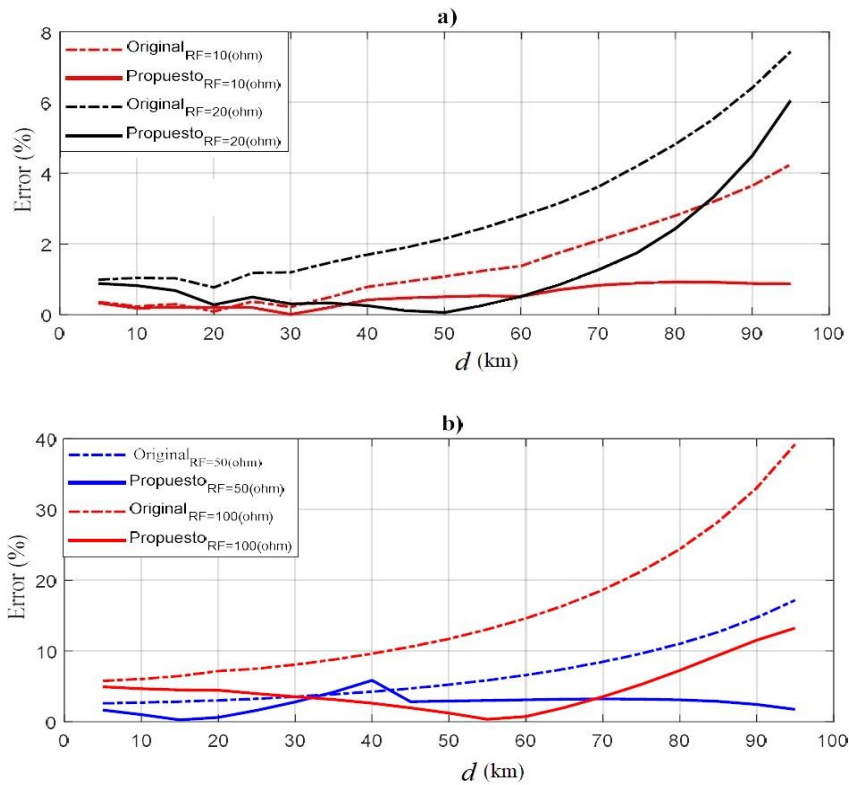


Figura 4.10: Algoritmo de Takagi, comparación (falla trifásica).

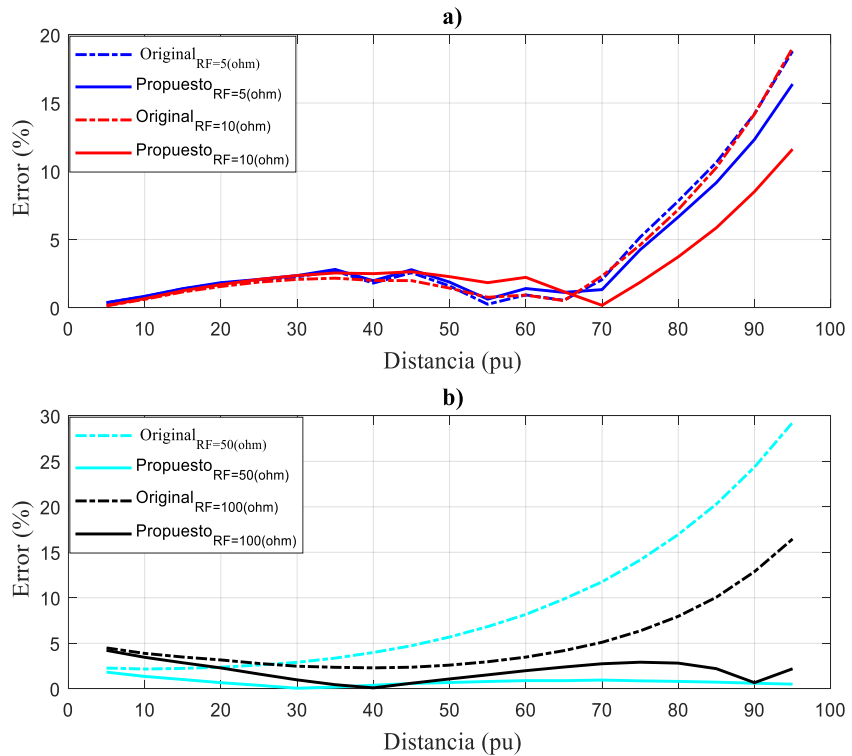


Figura 4.11: Algoritmo de Takagi, comparación (falla monofásica).

Con el objetivo de superar el problema de la sobre compensación, que se presenta durante fallas con alta R_F , se modificó el algoritmo propuesto en la sección 3.4.3, agregando un un factor de sensibilidad. Este se define cuando el cambio en el factor ΔR es mayor a 0.5. En este caso, el factor de sensibilidad se ajustó a 0.15, como se muestra en (4.2).

$$d_m = d \times (1 - 0.15 \Delta R^2) \quad (4.2)$$

Por otro lado, el factor de sensibilidad está asociado con el sistema analizado y puede ser generalizado de acuerdo con un análisis de más detallado. En el siguiente capítulo se presenta una evaluación del factor de sensibilidad.

Finalmente, el comportamiento del error que se obtiene con el algoritmo de componentes modales, se presenta en las Figuras 4.12 y 4.13.

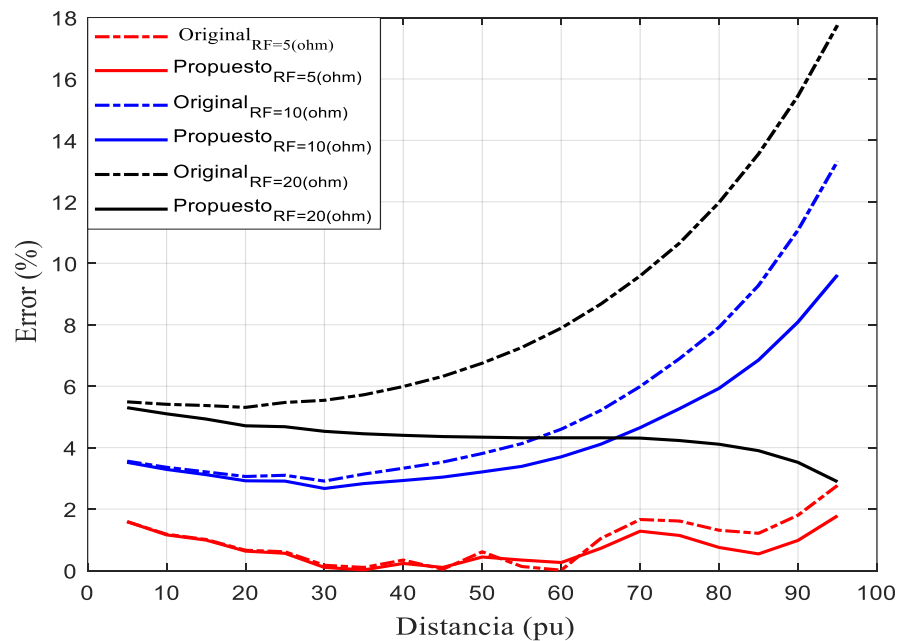


Figura 4.12: Método de componentes modales, comparación (falla trifásica).

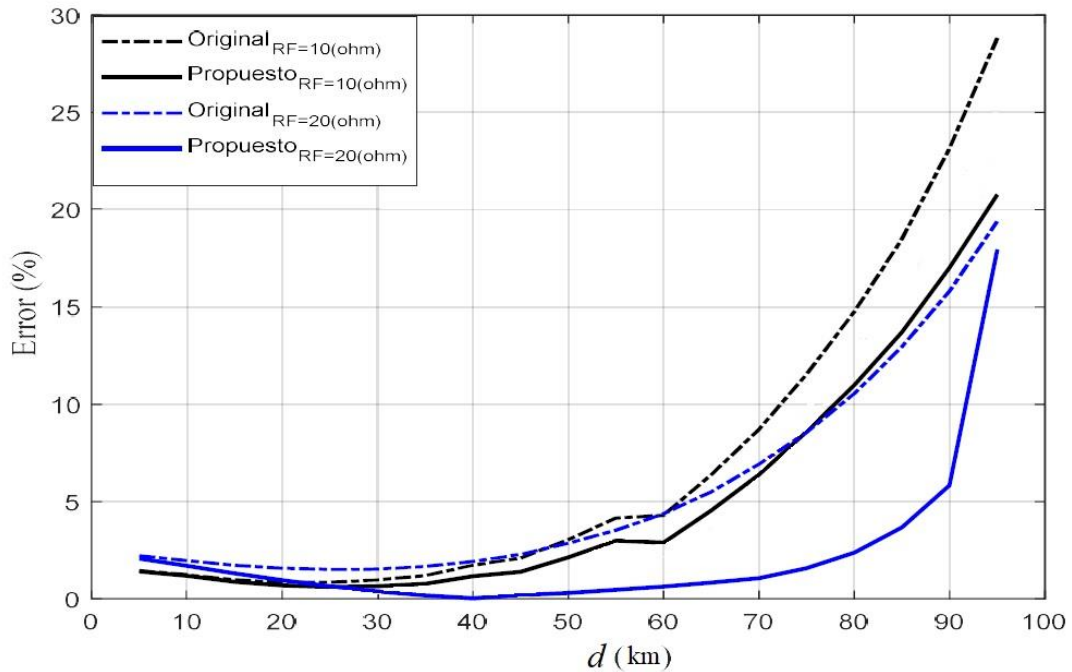


Figura 4.13: Método de componentes modales, comparación (falla monofásica).

Las Figuras 4.12 y 4.13 muestran que el método original, es más exacto para fallas trifásicas que para fallas monofásicas (el error obtenido es menor en la Fig. 4.12 que en la Fig. 4.13). En este sentido, es similar al método de reactancia. Además, se observa que al igual que en los otros dos algoritmos analizados (Reactancia y Takagi), la exactitud se ve afectada por la presencia de la fuente en el bus de recepción, razón por la cual, el error aumenta considerablemente después del 60% de la distancia total de la línea. En cuanto al método propuesto, se observa que también muestra un buen desempeño cuando se aplica en el método de componentes modales.

CONCLUSIONES

Con base a los resultados obtenidos de los casos de estudio 1 y 2, se puede afirmar que el error en la estimación de la distancia a la falla, que se obtiene mediante la aplicación de los algoritmos evaluados, se incrementa de manera proporcional a la resistencia de falla.

De acuerdo con las simulaciones realizadas en el caso de estudio 1, se encontró que es posible mejorar la exactitud de los resultados obtenidos, si durante la estimación fasorial se elimina la componente de CD.

Con el método presentado en la sección 3.4.3 es posible mejorar considerablemente el desempeño de los algoritmos de localización de fallas de una terminal, sobre todo cuando el disturbio presenta un alto valor de resistencia de falla.

CAPÍTULO 5

“LOCALIZACIÓN DE FALLAS INCLUYENDO UN r-SFCL”

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se muestra el desarrollo de un modelo simplificado para un limitador de corriente de falla superconductor tipo resistivo (r-SFCL). En el cual, se considera que la resistencia del superconductor es función únicamente de la corriente. De esta manera, no se requiere resolver iterativamente la ecuación del calor para determinar la resistencia que el dispositivo agrega a la red. Esto reduce el esfuerzo computacional, lo que hace que este modelo sea ideal para implementarse en el análisis de sistemas complejos.

Se presenta un caso de estudio adicional, con el propósito de observar el desempeño de los algoritmos de localización de fallas, así como del método propuesto, cuando se incorpora un dispositivo r-SFCL. Debido a que el limitador de corriente agrega una impedancia durante la falla, es de esperarse que el efecto causado sobre el relevador sea el de sobre estimar la distancia a la falla.

5.2 LIMITADORES DE CORRIENTE DE FALLA SUPERCONDUCTORES (SFCL)

El continuo incremento en la demanda energética, así como la creciente interconexión a la red, de nuevas centrales de generación, han traído como consecuencia una elevación en la magnitud de las corrientes de corto circuito. Lo anterior ocasiona mayor estrés térmico y mecánico tanto en las líneas de transmisión, como en los interruptores, reduciéndose de esta manera su vida útil.

Para mitigar la corriente de corto circuito, tradicionalmente se han empleado técnicas con las que se incrementa la impedancia de la red, pero lo hacen incluso durante el estado normal de operación. Por ejemplo, instalando transformadores de mayor impedancia, y dividiendo el sistema en sub-redes. Sin embargo, estas acciones aumentan las pérdidas de potencia activa.

Otro enfoque que se ha puesto en práctica es la implementación de dispositivos que agregan impedancia, únicamente durante el tiempo de falla, es decir, mediante limitadores de corriente de falla (FCL); de los cuales, existen principalmente de tres tipos: limitadores de corriente magnéticos (MFCL), superconductores (SFCL) y de estado sólido [40]. Todos ellos deben presentar baja impedancia durante el estado normal de operación, y alta impedancia durante la falla.

En este contexto, los limitadores de estado sólido utilizan un puente de diodos para habilitar la impedancia durante corrientes de corto circuito. Sin embargo, entre las principales desventajas que se tienen con este tipo de tecnología son: altos valores de distorsión armónica total (THD) durante su operación y menor confiabilidad, debido a la posible falla de los diodos.

Lo anterior ha motivado la investigación y el desarrollo de los limitadores de corriente de falla superconductores (SFCL), que además muestran las siguientes ventajas:

- El cambio del estado superconductor, al estado de conducción, es automático, ya que es la corriente de falla la que activa al SFCL. Por ende, no se requiere equipo adicional de control para insertar la resistencia durante el periodo de falla.
- El SFCL se vuelve resistivo en un tiempo que depende inversamente de la magnitud de la corriente de falla [26], lo que implica un buen desempeño transitorio. Esta

característica es muy deseable en un limitador de corriente, ya que se evita que los relevadores de sobrecorriente disparen más rápido que el relevador principal.

- Después de que se libera la falla, el SFCL regresa automáticamente a su estado superconductor en menos de 1 min [41], dependiendo de la inercia térmica del material superconductor.

Debido a estas ventajas, y al buen desempeño que estos dispositivos han mostrado en redes de distribución, resulta de interés investigar el comportamiento de los algoritmos de localización de fallas, cuando se implementa un SFCL en líneas de transmisión (caso de estudio 3).

5.2.1 Modelado de un r-SFCL

Existen tres tipos de SFCL: resistivo, inductivo e híbrido; de los cuales, el resistivo es el más simple. La resistencia del superconductor depende de la densidad de corriente que transporta, de su temperatura y de la magnitud del campo magnético al que está sometido. Con el objetivo de obtener un modelo simplificado, en el cual no se requiera mucho esfuerzo computacional, en este trabajo se considera que la resistencia del superconductor es función únicamente de la corriente, expresión (5.8).

En la implementación práctica del limitador de corriente, se emplea un material en paralelo al dispositivo, por el que circula la mayor parte de la corriente de falla. Esto con la finalidad de evitar sobrecalentamiento en la cinta superconductora [41]. La resistencia de este material en derivación (R_{sh}) es considerada en el modelo que se presenta a continuación.

Para implementar el dispositivo r-SFCL en ATP-EMTP se empleó una resistencia variable (cuyo valor se controla mediante TACS), y una señal de corriente " I_{sc} ", que se usa como discriminante para activar el limitador.

Si la corriente que pasa por el r-SFCL " I_{sc} " es menor que la corriente crítica " I_c " (este parámetro depende del material superconductor que se emplee), la resistencia del limitador tiende a cero " R_{sc} "; en caso contrario se procede a calcularla:

$$R_{sc} = \frac{V_c}{I_c^n} I_{sc}^{n-1} \quad (5.8)$$

donde:

V_c es el voltaje crítico.

n es el exponente con el que se establece la respuesta transitoria del r-SFCL.

De acuerdo con las pruebas experimentales que se presentan en [42], realizadas en superconductores de alta temperatura HTS, el valor de este exponente está entre 10 y 20.

Para resolver (5.8) se utilizó el método de Newton, así que los cambios en R_{sc} se obtienen mediante:

$$\Delta R_{sc} = -\frac{f(R_{sc})}{f'(R_{sc})} \quad (5.9)$$

donde:

$$f(R_{sc}) = R_{sc} \left(\frac{(R_{sc} + R_{sh})}{R_{sh}} \right)^{n-1} - \left(\frac{V_c}{I_c^n} \right) \left(\frac{I_c}{N_t} \right)^{n-1} \quad (5.10)$$

Una vez que se obtiene R_{sc} por fase y por cinta, se procede a calcular la resistencia equivalente R_{eq} , como el paralelo de R_{sc} y R_{sh} , de acuerdo con el número de cintas (N_t). Para más detalles sobre este modelo ver [27].

La cantidad de corriente que el limitador va a mitigar depende de sus parámetros de diseño y de la longitud total, tanto de la cinta, como del material en derivación. En este sentido, en [43] se recomienda que la mínima longitud que debe tener la cinta superconductora (L_{tape}), sea tal que la tensión máxima a la que esté sometida sea de 56 V/m.

5.3 CASO 3: LOCALIZACIÓN DE FALLAS INCORPORANDO UN r-SFCL

Debido al interés que actualmente existe sobre la aplicación de los r-SFCL en el sistema de transmisión. A continuación se implementa el modelo simplificado visto previamente (sección 5.2.1), en el sistema que se muestra en la Figura 5.1.

Obsérvese de la Figura 5.1, que el limitador de corriente está conectado directamente en las terminales de alta tensión, y puesto que el sistema es de 115 kV, la longitud mínima que debe tener la cinta superconductor, es de 2050 m. Los demás parámetros del r-SFCL se presentan en la Tabla 5.1.

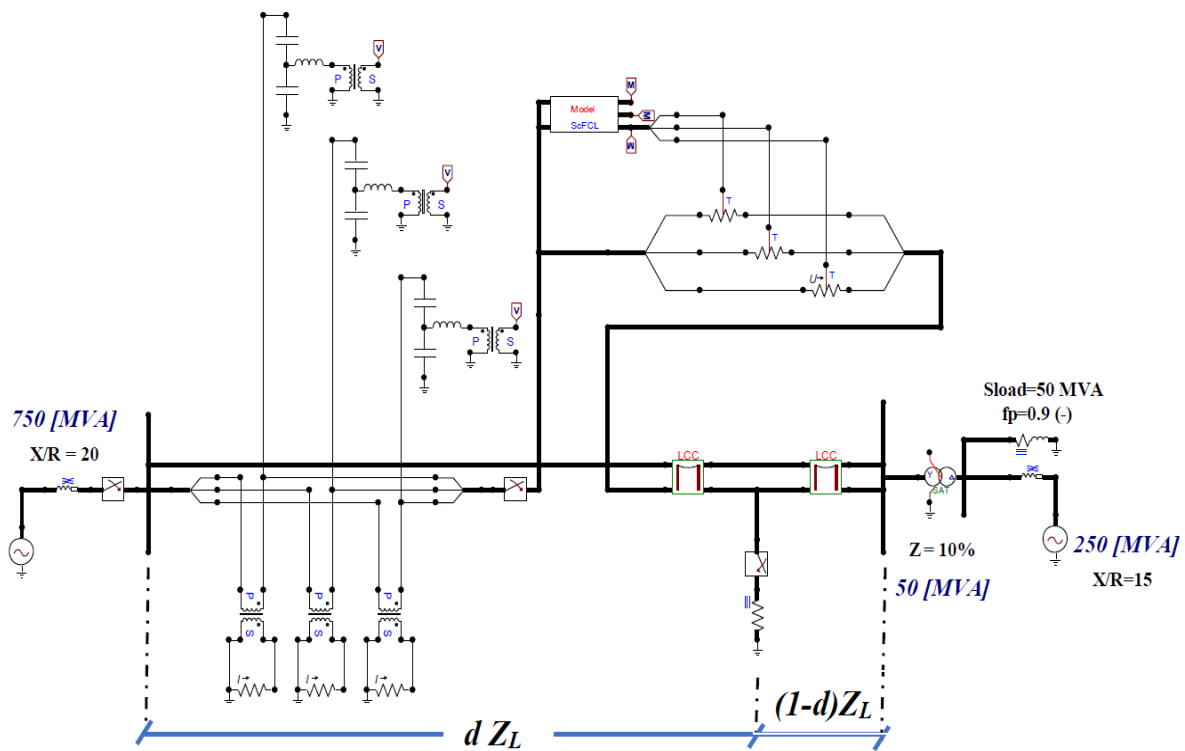


Figura 5.1: Sistema de transmisión de AC con r-SFCL.

Tabla 5.1: Parámetros del r-ScFCL.

| | | |
|------------|----------|----------------------|
| I_c | 100 [A] | Corriente crítica |
| V_c | 0.25 [V] | Voltaje crítico |
| N_t | 10 | Número de cintas |
| L_{tape} | 2500 [m] | Longitud de la cinta |
| n | 15 | Exponente |

Con el propósito de observar la respuesta del r-SFCL, el sistema de la Figura 5.1 se implementó en ATP-EMTP, donde se simuló una falla trifásica sólidamente aterrizada, ocurrida a 5 km del bus de envío. Las curvas obtenidas se presentan en la Figura 5.2, donde se observa la diferencia entre la corriente de corto circuito (lado secundario de los TCs) con y sin la acción del r-SFCL.

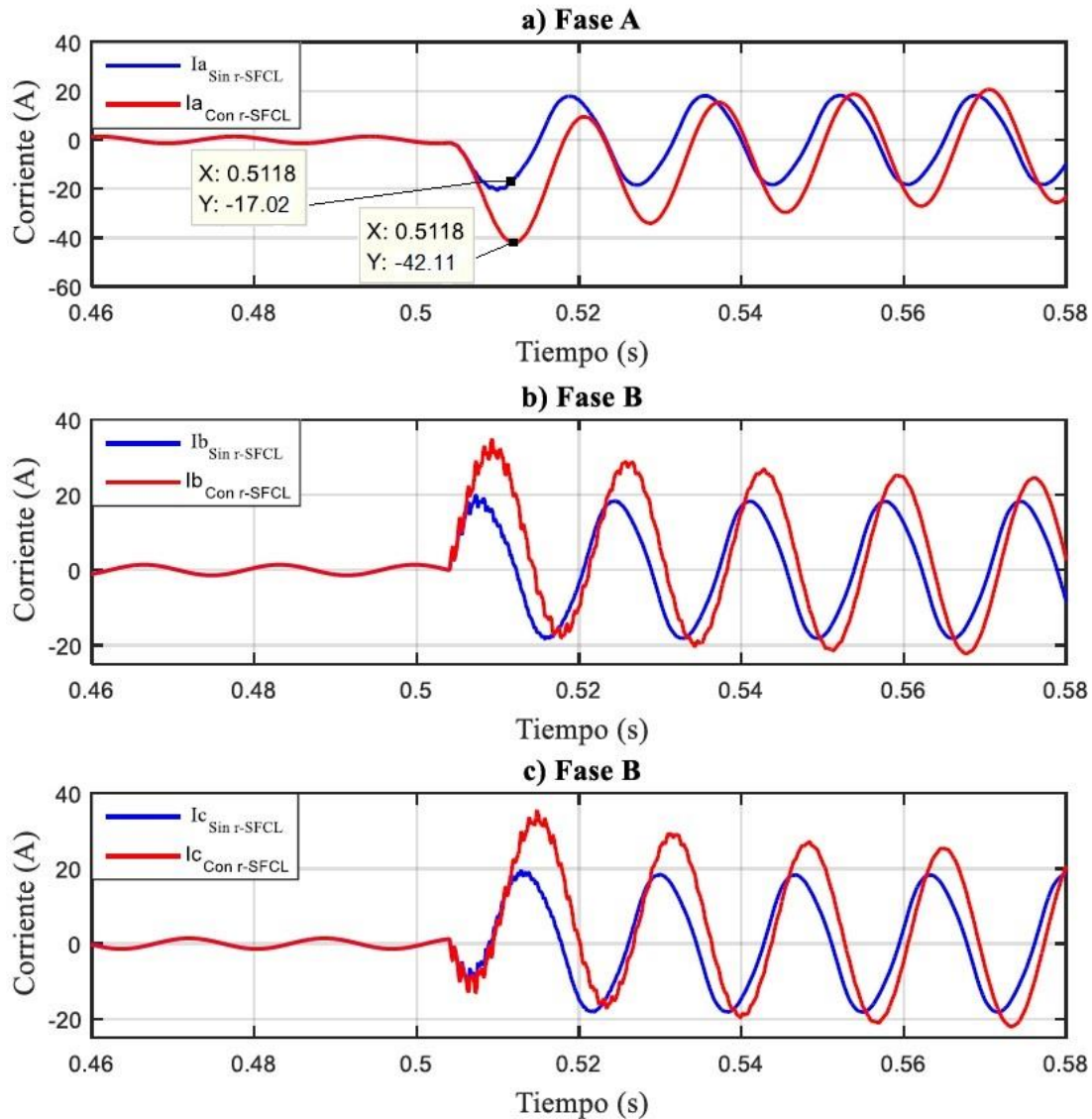


Figura 5.2: Corrientes de corto circuito (falla trifásica).

En la Figura 5.2 se puede observar que el r-SFCL elimina casi en su totalidad la componente de CD, y reduce considerablemente la magnitud de la corriente pico más alta, aumentando de esta manera, la seguridad del sistema. Por ejemplo, véase la Figura 5.2a,

donde se muestra que, para el mismo instante de tiempo, la magnitud de la corriente de falla, sin la acción del r-SFCL es de -42.11 A, mientras que, con el limitador de corriente, ésta disminuye a -17.02 A. Esto representa una reducción en la corriente de corto circuito del 59.58%. Por supuesto que es posible reducir más la corriente de falla, si se incrementa la longitud de la cinta superconductor, o del material en derivación.

Para este caso de estudio se implementó una forma alternativa del método del factor ΔR ; de tal forma que (3.29) se modifica de acuerdo con la expresión:

$$d_m = d - ke^{\Delta R} \quad (5.11)$$

donde:

d es la distancia estimada por el algoritmo original.

k es el factor de sensibilidad para ajustar la compensación necesaria.

La magnitud de k debe ser directamente proporcional al valor absoluto del factor ΔR como se muestra a continuación.

En la Figura 5.3 se muestra el comportamiento del error obtenido utilizando el método de Takagi, para una falla trifásica (con resistencia de falla de 5Ω), considerando diferentes valores para el factor k . El error mostrado se obtiene mediante la ecuación (5.12), que es el mismo error calculado mediante la ecuación (4.1), pero el signo lo define la diferencia entre la distancia estimada por el algoritmo original (d) y la distancia obtenida mediante el método propuesto (d_m).

$$Error^* = sig(d_m - d) \times Error \quad (5.12)$$

En la Figura 5.3 se observa que el error que se obtiene mediante el método original, aumenta en función de la distancia estimada (Véase $k=0$), por lo que es necesario aumentar el valor del factor de sensibilidad, con el objetivo de mejorar la estimación de la distancia. Por ejemplo, si se aplica un factor de sensibilidad $k=-3$ desde el principio de la línea y hasta el 60% de su longitud total (L), el error disminuye en alrededor de un 3%. Si a partir del 60% de la línea se incrementa el valor del factor k hasta $k=-1$, la exactitud de la distancia estimada, mejora en aproximadamente un 1%.

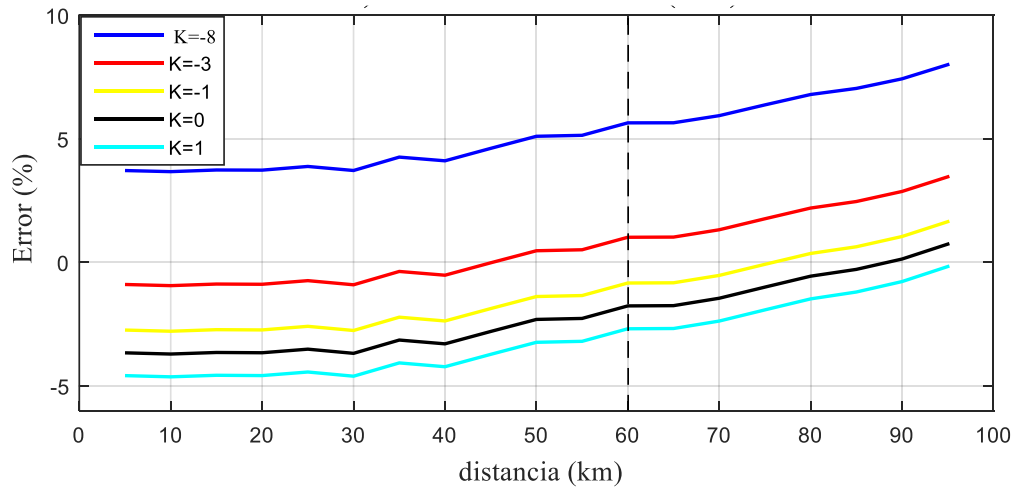


Figura 5.3: Evaluación del factor k.

El valor absoluto del factor ΔR puede emplearse como un indicador para ajustar el factor de sensibilidad, como se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 5.4, donde se describen los pasos a seguir para aplicar el método propuesto.

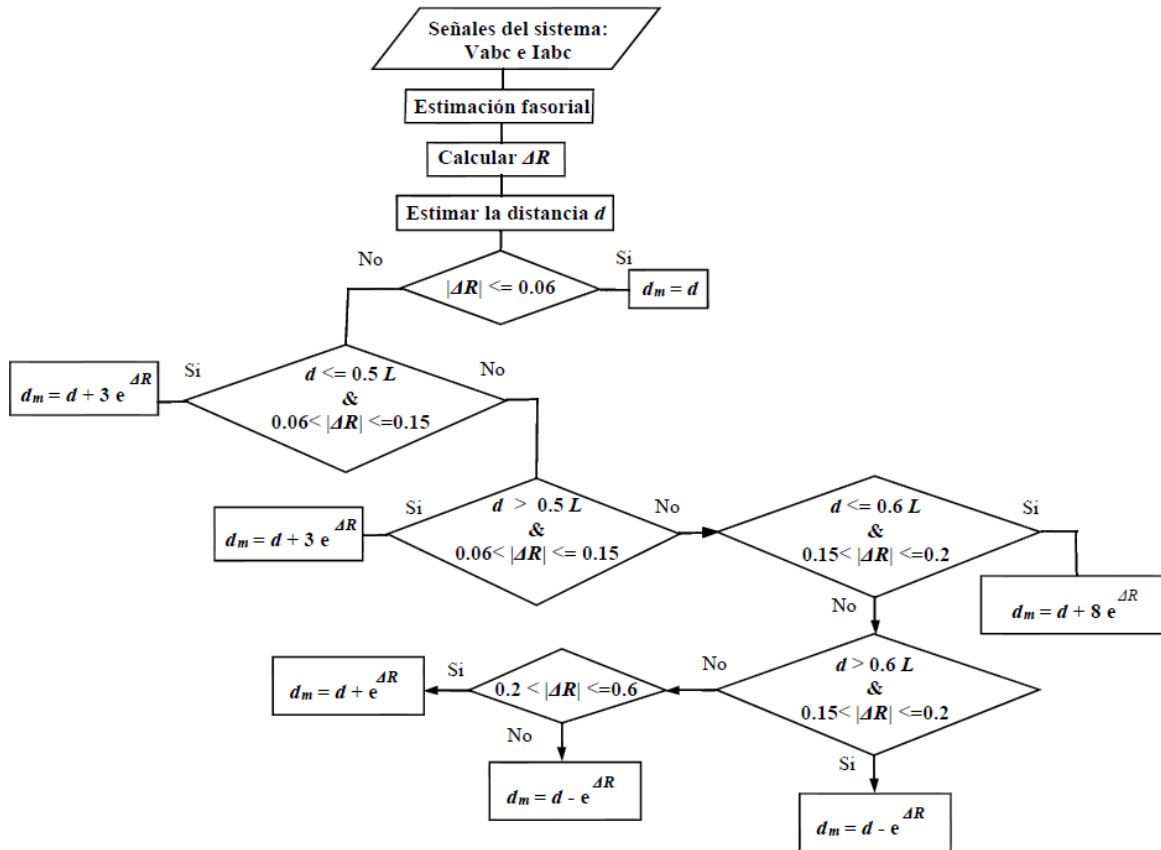


Figura 5.4: Diagrama de flujo (Falla trifásica)

Primero se deben obtener las señales del sistema, después se realiza la estimación fasorial y se calcula el factor ΔR mediante (3.28). Luego se procede a estimar la distancia al punto de falla mediante el algoritmo original (en este caso el método de Takagi).

Como el valor absoluto del factor ΔR es directamente proporcional a la magnitud de la resistencia de falla, el valor del factor k también debe ser directamente proporcional a $|\Delta R|$, de tal forma que se incremente el grado de compensación. En este sentido, y cómo se observa en la Figura 5.3 (con $k=0$), el error en la obtención de la distancia estimada, aumenta cuando la falla se presenta a más del 60% de la línea.

El comportamiento del error obtenido mediante el algoritmo de Takagi, se muestra en las Figuras 5.5 y 5.6, para la falla trifásica y monofásica, respectivamente. Se puede observar que el algoritmo de Takagi tiene un mejor desempeño cuando la falla es trifásica (ver Fig. 5.5), ya que el error más alto está en alrededor del 8% (para fallas con R_F menores a 50Ω). De las Figuras 5.5 y 5.6, se puede apreciar que, con el método propuesto se reduce considerablemente el error que se obtiene con el algoritmo de Takagi, desde el principio de la línea, hasta aproximadamente el 60% al 80% de la longitud total, dependiendo de la resistencia de falla. Después de dicha distancia, ambos algoritmos ofrecen resultados similares. Por ejemplo, véase la Figura 5.5a, para una falla de 10Ω , el mayor error obtenido con el algoritmo de Takagi es de 6.59%, mientras que con el método propuesto es de 3.9%. Por otro lado, para la falla monofásica (Figura 5.5b), en el mismo caso considerado anteriormente ($R_F = 10\Omega$), el error más alto se produce al final de la línea: 11.72% y 10.67% respectivamente.

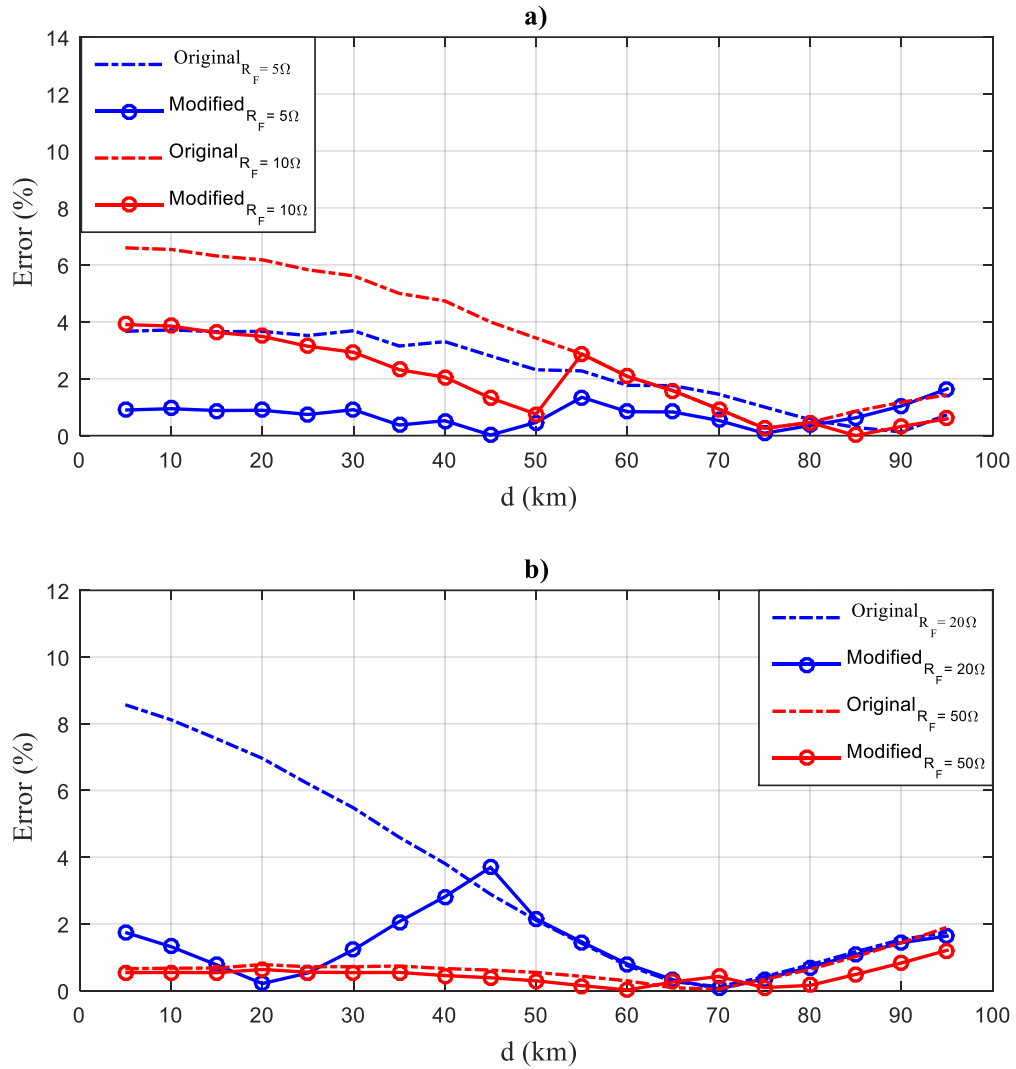


Figura 5.5: Comportamiento del error con método Takagi (Falla trifásica).

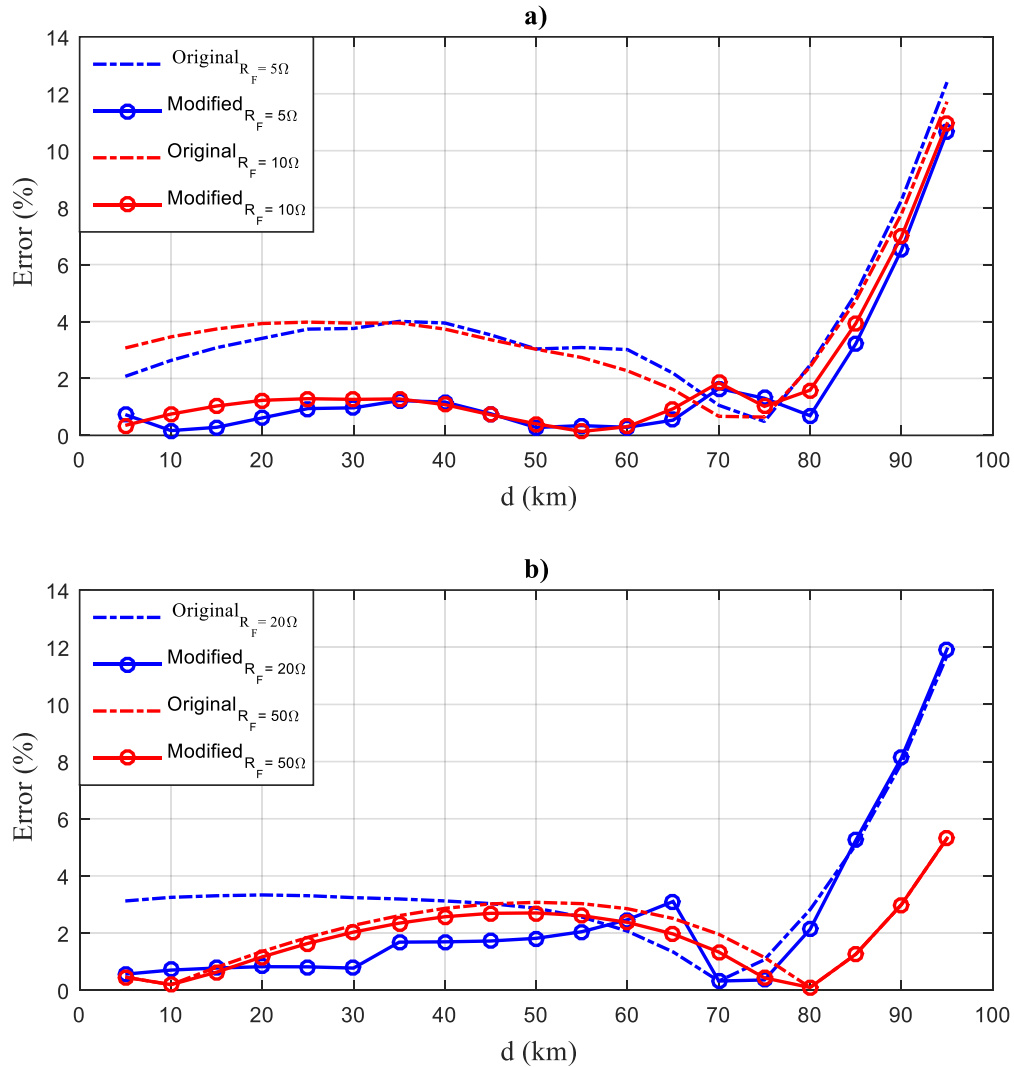


Figura 5.6: Comportamiento del error con método Takagi (Falla monofásica).

5.3.1 CONCLUSIONES

Se presentó un modelo simplificado para un dispositivo r-SFCL, el cual se implementó en un sistema de transmisión, demostrando la efectividad y viabilidad del método de localización de fallas propuesto (esta vez, agregando un factor de sensibilidad de acuerdo con el valor absoluto de ΔR).

CAPÍTULO 6

“CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS”

6.1 CONCLUSIONES GENERALES

La velocidad en la detección de fallas en líneas de transmisión, es importante para garantizar la seguridad del sistema. Por otro lado, la exactitud en la estimación de la distancia al punto de falla, es importante para aumentar la confiabilidad del SEP, en su aspecto de continuidad de servicio, lo cual a su vez, reduce las pérdidas económicas.

Los algoritmos de localización de fallas basados en mediciones de impedancia de una terminal, son más atractivos desde el punto de vista práctico, que los de tipo multi-terminal. Sin embargo, su desempeño se ve afectado por la resistencia de falla. En este sentido, y con el propósito de mejorar la exactitud en la localización de la falla, se pueden seguir dos enfoques: mejorar la técnica de estimación fasorial, o el algoritmo de localización. Siguiendo el primer enfoque, se puede aplicar alguna técnica con la que se remueva la componente de CD. Mientras que con el segundo enfoque, y en base a las simulaciones realizadas en ATP-EMTP, (casos de estudio 2 y 3), se puede afirmar que con el método del factor ΔR , se puede mejorar el desempeño de los algoritmos de localización de fallas basados en mediciones de impedancia de una terminal.

Los limitadores de corriente de falla son elementos importantes del sistema de protección, y debido a las ventajas que los dispositivos SFCL ofrecen sobre otras tecnologías, y a su éxito actual en redes de distribución, es importante investigar el efecto que estos dispositivos ocasionan en los relevadores de distancia. En este sentido, se implementó el modelo simplificado del r-SFCL presentado en la sección 5.2.2 para validar el método de localización de fallas que se propuso en este trabajo. Los resultados fueron satisfactorios.

6.2 APORTES

Se desarrolló un nuevo método mediante en el concepto del cambio de potencia activa, antes y durante la falla, con el que es posible mejorar el desempeño de los algoritmos de localización de fallas basados en mediciones de impedancia de un extremo.

La mayor parte de la investigación realizada hasta el momento sobre los dispositivos SFCL, está enfocada en el modelado y desarrollo de esta tecnología, dejando de lado el estudio del efecto causado sobre los relevadores de distancia. En este sentido, se logró un pequeño aporte al mostrar el desempeño de los algoritmos de localización de fallas utilizados en relevadores comerciales, en sistemas que emplean un SFCL.

6.3 TRABAJOS FUTUROS

Los resultados de las pruebas realizadas en ATP-EMTP mostraron la efectividad del método propuesto en la sección 3.4.3. Sin embargo, aún falta automatizar el ajuste del factor de sensibilidad, de tal forma que sea posible garantizar la aplicación del método para cualquier sistema. Esto podría realizarse mediante redes neuronales artificiales (ANN), que tendrían como entrada, la distancia estimada por el algoritmo original, las funciones de ponderación, serían los parámetros del sistema (equivalentes de red); y la función de transferencia sería la ecuación del método propuesto. Como salidas de la ANN se tendría el factor de sensibilidad y la distancia mejorada.

Aunque se empleó un modelo simplificado para el limitador de corriente, los resultados obtenidos siguen siendo válidos, ya que la inercia térmica influye principalmente en el tiempo de recuperación del HTS (cambio del estado de conducción a su estado súper conductor). Lo cual tiene un impacto en los recierres automáticos, es decir, en fallas temporales. Sin embargo, si se desea realizar localización de fallas temporales (para propósitos de mantenimiento y planeación), sí sería interesante hacer un modelo más detallado del r-SFCL.

Hace falta más investigación sobre el desempeño del método propuesto, en sistemas que emplean dispositivos FACTs. Por ejemplo, es común en la práctica, la implementación de un capacitor serie para propósitos de compensación reactiva. Sin embargo, el capacitor, acorta a la línea, eléctricamente hablando, por lo que representa un problema para el localizador de fallas. En este sentido, existen en la literatura algunos algoritmos que se enfocan específicamente en la localización de fallas en líneas con compensación serie. Sería interesante investigar el desempeño del método del factor ΔR , para mejorar la exactitud en la localización de fallas en sistemas de éste tipo.

APENDICE A: *Scripts* de Matlab para los algoritmos: Reactancia, Takagi y análisis modal.

1) *Takagi*

```

%Aplicación del algoritmo de Takagi a líneas de doble circuito Falla AG
clc,clear
%Ingresar voltajes y corrientes
load('DCL_AG_R100.mat')
for k=1:19           %Todo el procedimiento se realiza 19 veces, una por
                    %cada distancia estimada a lo largo de la línea (cada 5
                    %km).
%-----%
%Se emplea una función para la obtención de los fasores de voltaje y
corriente, donde los parámetros de entrada son: el número de muestras por
ciclo, la frecuencia fundamental del sistema y la señal (multiplicada por
la relación de transformador del TP o del TC).
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,1020*Vabc{k, 1}(:,1));
Va=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,1020*Vabc{k, 1}(:,2));
Vb=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,1020*Vabc{k, 1}(:,3));
Vc=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs,Xa]=estima_fasor(1667,60,220*Iabc{k, 1}(:,1));
ia=complex(Xc,Xs);
DC=Xa/1667;
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,220*Iabc{k, 1}(:,2));
ib=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,220*Iabc{k, 1}(:,3));
ic=complex(Xc,Xs);
%-----%
%Fasores en de pre falla, se considera el valor de la estimación fasorial
a 1 ciclo antes de ocurrida la falla, lo cual corresponde a la muestra
49580
ia_p=ia(49580); ib_p=ib(49580); ic_p=ic(49580);
Va_p=Va(49580); Vb_p=Vb(49580); Vc_p=Vc(49580);
a=complex(-0.5,0.866);
prefaultI=[ia_p ib_p ic_p];
prefaultV=[Va_p Vb_p Vc_p];
%De ATPDraw, para el sistema considerado:
Z1=complex(6.169,56.25);
Z0=complex(21.37,99.55);
%-----%
%Ingresar voltajes y corrientes de falla (2 ciclo después, que
corresponde a la muestra 54590).
Vaf=Va(54590); Vbf=Vb(54590); Vcf=Vc(54590);
iaf=ia(54590); ibf=ib(54590); icf=ic(54590);
faultI=[iaf ibf icf]; faultV=[Vaf Vbf Vcf];
if012=(1/3)*[1 1 1;1 a a^2;1 a^2 a]*[iaf ibf icf]';

%Aplicar algoritmo de localización (Takagi):
%-----%
%Para falla AG:
sec=0.05;
dReal=k*sec;
TF=1;           %TF es el tipo de falla: 1 para falla monofásica, 2
                %bifásica y 3 trifásica.

```



```

%Se aplica la función takagi_method, que se detalla a continuación.
[d_est1 d_est2 err1 err2 R_rate]=
takagi_method(prefaultI,prefaultV,faultI,faultV,Z1,Z0,dReal,TF);

distancia1(k)=d_est1; Err1(k)=err1;
distancia2(k)=d_est2; Err2(k)=err2;
R_Rate(k)=R_rate; R_L(k)=RL;
end
%Se despliega la lista con las distancias estimadas con el método
original y con el método propuesto, así como sus respectivos errores.
disp('Distancia      error en por ciento ')
[distancia1' Err1']
disp('Distancia2     error en por ciento2 ')
[distancia2' Err2']
%Hasta aquí termina el algoritmo.

%----- Función "takagi_method"-----%

function [d_est1 d_est2 err1 err2 R_rate
RL]=takagi_method(prefaultI,prefaultV,faultI,faultV,Z1,Z0,dReal,TF)
%
%
%
% TF: tipo de falla
% --- 3 para falla trifásica,
% --- 2 para falla bifásica,
% --- 1 para falla monofásica,
Va_f=faultV(1);
Vb_f=faultV(2);
Vc_f=faultV(3);

Ia_f=faultI(1);
Ib_f=faultI(2);
Ic_f=faultI(3);

Ia_p=prefaultI(1);
Ib_p=prefaultI(2);
Ic_p=prefaultI(3);

Va_p=prefaultV(1);
Vb_p=prefaultV(2);
Vc_p=prefaultV(3);

if TF==3 | TF==2
    VG=Va_f-Vb_f;
    IG=Ia_f-Ib_f;
    deltaIG=(Ia_f-Ia_p)-(Ib_f-Ib_p);
    d=imag(VG*conj(deltaIG))/imag(Z1*IG*conj(deltaIG));

```

```

elseif TF==1
    VG=Va_f;
    KK=(Z0/Z1)-1;
    a=cos(2*pi/3)+j*sin(2*pi/3);
    I_F012=(1/3)*[1 1 1;1 a a^2;1 a^2 a]*[Ia_f; Ib_f; Ic_f];
    I0_F=I_F012(1);
    IG=Ia_f+KK*I0_F;
    deltaIG=Ia_f-Ia_p;
    d=imag(VG*conj(deltaIG))/imag(Z1*IG*conj(deltaIG));

end

%-----Método propuesto-----%
Pref=real(Va_p*conj(Ia_p));
Pfalla=real(Va_f*conj(Ia_f));
P_rate=Pfalla/Pref;

I_rate2=(abs(Ia_f)/abs(Ia_p))^2;
R_rate=P_rate/I_rate2;           %Cálculo del factor ΔR
RL=VG/IG;

d_est1=d;
%-----%
%Condiciones para el ajuste del factor de sensibilidad.
En este caso, si se cumple la condición mostrada, se aplica la ecuación
(4.2), de lo contrario se usa la ecuación (3.29). Sin embargo, puede
haber más condiciones, como se muestra en el diagrama de flujo de la
Figura 5.4.
if abs(R_rate)>=0.5
    d_est2=d_est1*(1-0.05*R_rate^2);
else
    d_est2=d_est1*(1-R_rate^2);
end
%-----%

err1=(d_est1-dReal)*100;
err2=(d_est2-dReal)*100;
end
%-----%

```

2) Reactancia

```

%Localización de fallas mediante el método de reactancia (falla ABCG)
clc,clear
%Ingresar voltajes y corrientes
load('datosLP_ABCG_R20.mat ')
%-----%
for k=1:19
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,1020*Vabc{k, 1}(:,1));
Va=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,1020*Vabc{k, 1}(:,2));

```

```

Vb=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,1020*Vabc{k, 1}(:,3));
Vc=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs,Xa]=estima_fasor(1667,60,220*Iabc{k, 1}(:,1));
ia=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,220*Iabc{k, 1}(:,2));
ib=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,220*Iabc{k, 1}(:,3));
ic=complex(Xc,Xs);

%De ATPDraw:
Z1L =complex(6.169,56.25);
Z0L =complex(21.37,99.55);

%Fasores de pre falla (1 ciclo antes)
Va_p=Va(49580); Vb_p=Vb(49580); Vc_p=Vc(49580);
ia_p=ia(49580); ib_p=ib(49580); ic_p=ic(49580);
Pref=real(Va_p*conj(ia_p));

%voltajes y corrientes de falla (2 ciclos después)
Vaf=Va(54590); Vbf=Vb(54590); Vcf=Vc(54590);
iaf=ia(54590); ibf=ib(54590); icf=ic(54590);

%----- Esto es parte del método propuesto-----%
Pfalla=real(Vaf*conj(iaf));
P_rate=Pfalla/Pref;
I_rate2=(abs(iaf)/abs(ia_p))^2;
%-----%
%Aplicar algoritmo de localización (Reactancia falla ABCG):
%-----%
VG=Vaf-Vbf;
IG=iaf-ibf;
num=imag(VG/IG);
den=imag(Z1L);
dis1(k)=abs(num/den);
R_rate(k)=P_rate/I_rate2;      %Cálculo del factor ΔR

distancia(k)=dis1(k)*(1-R_rate(k)^2);      %Distancia mejorada con el
                                          método propuesto

sec=0.05;
d=k*sec;
error(k)=(dis1(k)-d)*100;
error_porcentaje(k)=((abs(distancia(k))-d))*100;
end
disp('Distancia 1      error en por ciento 1 ')
[dis1'      error']
disp('Distancia 2      error ')
[distancia'      error_porcentaje']
%Aquí termina el algoritmo

```

3) *Análisis modal*

```
%Algoritmo para líneas de doble circuito usando componentes modales
%Falla trifásica
clc,clear
%Cargar voltajes y corrientes
load('datosLP_ABCG_R20.mat')

for k=1:19
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,1020*Vabc{k, 1}(:,1));
Va=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,1020*Vabc{k, 1}(:,2));
Vb=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,1020*Vabc{k, 1}(:,3));
Vc=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs,Xa]=estima_fasor(1667,60,220*Iabc{k, 1}(:,1));
iaI=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,220*Iabc{k, 1}(:,2));
ibI=complex(Xc,Xs);
[Xc,Xs]=estima_fasor(1667,60,220*Iabc{k, 1}(:,3));
icI=complex(Xc,Xs);

%Fasores de falla (2 ciclos después)
Vaf=Va(54590); Vbf=Vb(54590); Vcf=Vc(54590);
iafI=iaI(54590); ibfI=ibI(54590); icfI=icI(54590);

%Fasores de prefalla (1 ciclo antes)
Va_p=Va(49580); Vb_p=Vb(49580); Vc_p=Vc(49580);
iaI_pre=iaI(49580); ibI_pre=ibI(49580); icI_pre=icI(49580);

%Obtener la impedancia de la línea con ATPDraw:
Z1=complex(3.87,21.72);
Z0=complex(25.02,61.11);
Z0m=complex(21.18,39.36);
a=complex(-0.5,0.866);

%Ecuación (3.15)
Z012=[Z0 0 0 Z0m 0 0;0 Z1 0 0 0 0;0 0 Z1 0 0 0;Z0m 0 0 Z0 0 0;0 0 0 0 Z1
0;0 0 0 0 0 Z1];
A=[1 1 1;1 a^2 a;1 a a^2];

%Ecuación (3.14), se despeja la matriz de impedancia en el dominio de las
fases.
ZabcC=[A zeros(3);zeros(3) A]*Z012/([A zeros(3);zeros(3) A]);
%Como es de 6x6, es necesario reducir con Kron:
%-----%
ZAA=ZabcC(1:3,1:3);
ZAB=ZabcC(1:3,4:6);
ZBA=ZabcC(4:6,1:3);
ZBB=ZabcC(4:6,4:6);
Zabc=ZAA-ZAB*inv(ZBB)*ZBA;
%-----%

IL=[iaI_pre ibI_pre icI_pre]';

%Transformada de Clarke
```

```
T=(1/sqrt(3))*[1 sqrt(2) 0;1 -1/sqrt(2) sqrt(3/2);1 -1/sqrt(2) -sqrt(3/2)];
```

```
%Calcular componentes modales
```

```
Vm=T\[Vaf Vbf Vcf]';
Im=T\[iafI ibfI icfI]';
Zm=1.1*(T\Zabc)*T;
Zm=diag(Zm);
```

```
%Para falla monofásica y trifásica los coeficientes a y b son:
```

```
a1=1; b1=1; b2=1; b3=1;
```

```
%Inicializar vectores:
```

```
Vsel=0; Isel=0; ILC=0; Icomp=0;
```

```
for m=1:3
```

```
    Vsel=Vsel + T(1,m)*Vm(m);
    Isel=Isel + T(1,m)*Im(m)*(Zm(m)/Zm(1));
    ILC=ILC + T(1,m)*IL(m) + T(2,m)*IL(m) + T(3,m)*IL(m);
```

```
end
```

```
for m=1:3
```

```
    Icomp=Icomp + T(1,m)*Im(m) + T(2,m)*Im(m) + T(3,m)*Im(m);
```

```
end
```

```
Icomp=Icomp-ILC;
```

```
num=imag(Vsel/Isel)-imag(Icomp/Isel);
```

```
den=imag(Zm(1));
```

```
d_est1(k)=abs(num/den);
```

```
sec=0.05;
```

```
d=k*sec;
```

```
%----Aplicación del algoritmo propuesto----%
```

```
Pref=real(Va(49580)*conj(iaI_pre));
```

```
Pfalla=real(Vaf*conj(iafI));
```

```
P_rate=Pfalla/Pref;
```

```
I_rate2=(abs(iafI)/abs(iaI_pre))^2;
```

```
R_rate(k)=P_rate/I_rate2;
```

```
d_est2(k)=d_est1(k)*(1-R_rate(k)^2);
```

```
%-----%
```

```
err1(k)=(d_est1(k)-d)*100;
```

```
err2(k)=(d_est2(k)-d)*100;
```

```
end
```

```
disp('distancia Original error')
```

```
[d_est1' err1']
```

```
disp('distancia error')
```

```
[d_est2' err2']
```

APÉNDICE B: *Script* de Matlab para la estimación fasorial mediante mínimos cuadrados no lineales.

```

function [Xr,Xi]=NonlinearLS_phasor_estimation(f1,x_k,N)
%Estimación fasorial mediante mínimos cuadrados no lineales
% Entradas: f1 - frecuencia del sistema
% x_k - señal de entrada
%Salidas: Xr, Xi - componentes ortogonales del fasor
%N número de muestras por ciclo
%Tini es el tiempo inicial, para la estimación fasorial del voltaje y de
la corriente de pre falla (1 ciclo antes), este tiempo corresponde a la
muestra 22914. Mientras que para la estimación del fasor de falla,
corresponde a la muestra 23042 (2 ciclos después)

dt=1/(f1*N);
Tini=23042*dt;
f_obj=0; %Inicializar función objetivo
syms Beta1 Beta2 Beta3 Beta4 B2 M

for k=1:length(x_k)
    f_obj=f_obj+(x_k(k)-Beta1*cos(2*pi*f1*(Tini+(dt*k))+Beta2)-
Beta3*exp(-Beta4*(Tini+(dt*k))))^2; % Ecuación (2.24)
end

% Para minimizer la función objetivo, ésta se deriva respecto a cada
variable.
Eq1=diff(f_obj,Beta1);
Eq2=diff(f_obj,Beta2);
Eq3=diff(f_obj,Beta3);
Eq4=diff(f_obj,Beta4);

%La solución del sistema de ecuaciones no lineales permite determinar los
parámetros del fasor buscado.
Sist_Ecua=[Eq1;Eq2;Eq3;Eq4];

%La solución se obtiene mediante el método de Newton - Raphson.
Jac=jacobian(Sist_Ecua,[Beta1 Beta2 Beta3 Beta4]);

%Funciones anónimas para la obtención numérica de sistema de ecuaciones y
sus derivadas (Jacobiano numérico).
F=@(beta) subs(Sist_Ecua,{Beta1 Beta2 Beta3 Beta4},{beta(1) beta(2)
beta(3) beta(4)});
J=@(beta) subs(Jac,{Beta1 Beta2 Beta3 Beta4},{beta(1) beta(2) beta(3)
beta(4)});
%Inicializar solución
%-----%
%Una buena aproximación para la magnitud de la componente sinusoidal
(beta1), es tomar el máximo valor de la señal discreta (x_k). Por otro
lado, la magnitud de la componente de CD se aproxima como la mitad del
valor absoluto de la primera muestra de la señal, después de ocurrida la
falla. EL parámetro beta4 está asociado con la constante de tiempo del
decaimiento exponencial, y su valor generalmente es bajo.
beta1=max(x_k); beta3=abs(x_k(1)/2); beta4=0.1;

```

```

%Para determinar una buena aproximación inicial al valor del parámetro
beta2, se aplica el siguiente procedimiento:
Eq=cos(B2)-sin(B2)-M;
b2=solve(Eq,B2);
m=(2*x_k(1))/max(x_k);
beta2=abs(real(min(double(subs(b2,M,m)))));
if beta2 > 1
    beta2=-0.6;
    beta3=1000;
    beta1=min(x_k);
end
% beta1=min(x_k); beta2=1; beta3=1000; beta4=0.1;
%-----%

iter=0; err=1;
lambda=1.3;      % Factor para acelerar la convergencia.

while max(err) > 1E-4 && iter < 100

    beta=[beta1 beta2 beta3 beta4]';
    DeltaBeta=-double(J(beta))\double(F(beta));
    beta=beta+DeltaBeta*lambda;
    beta1=beta(1); beta2=beta(2); beta3=beta(3); beta4=beta(4);
    err=double(abs(subs(Sist_Ecua,{Beta1, Beta2, Beta3,
Beta4},{beta1,beta2,beta3,beta4})));
    iter= iter + 1;
end
Mag=beta1; Ang=beta2;
[Xr,Xi]=pol2cart(Ang,Mag);

```

APÉNDICE C: *Script* de Matlab para la estimación fasorial mediante mínimos cuadrados no lineales, utilizando el toolbox *fminsearch*

```
function [Xr,Xi]=estima_fasorNLS(f1,x_k,N)

% Estimación fasorial mediante mínimos cuadrados no lineales
% Entradas: f1 - frecuencia del sistema
% x_k - señal de entrada
%Salidas: Xr, Xi - componentes ortogonales del fasor
%N número de muestras por ciclo

dt=1/(f1*N);
Tini=23042*dt;

f_obj=0; %Inicializar función objetivo
syms Beta1 Beta2 Beta3 Beta4

for k=1:length(x_k)
    f_obj=f_obj+(x_k(k)-Beta1*cos(2*pi*f1*(Tini+(dt*k))+Beta2)-
    Beta3*exp(-Beta4*(Tini+(dt*k))))^2;
end
F_obj=@(beta) subs(f_obj,{Beta1 Beta2 Beta3 Beta4},{beta(1) beta(2)
beta(3) beta(4)});

%Inicializar variables
beta=[max(x_k) (pi/180) x_k(1) 0.1*(pi/180)];
Beta=fminsearch(F_obj,beta);
Mag=Beta(1); Ang=Beta(2);
[Xr,Xi]=pol2cart(Ang,Mag);
```

APÉNDICE D: *Script* de Matlab para el Filtro de Fourier

```
%Estimación fasorial con filtro Fourier
%Entradas: N: número de muestras por ciclo, X: señal

function [Xr,Xi]= fourier(N,X)
Xr=0; Xi=0;
for n=1:N
    Xr=Xr+(X(n)*cos(2*pi*(n/N)));
    Xi=Xi+(-X(n)*sin(2*pi*(n/N)));
end
Xr=(2/N)*Xr;
Xi=(2/N)*Xi;
end
```


Transient Analysis in Distribution Networks using Resistive Superconducting Fault Current Limiters

C. Salas, D. Guillen, F. Trillaud
UNAM, CD MX, México
chriansv@gmail.com, daniel.guillen@fi-b.unam.mx,
ftrillaudp@ii.unam.mx

A. T. Queiroz, G.G. Sotelo
UFF, Niterói -RJ, Brazil
andretqueiroz@gmail.com, gsotelo@id.uff.br

Abstract - This paper presents the implementation of a simple model of resistive Superconducting Fault Current Limiters (r-ScFCL) based on High Temperature Superconductor (HTS) in the software ATP/EMTP for different transient conditions appearing in distribution networks. The use of fault current limiters (FCL) is rather appealing since they can provide reduction of the short-circuit levels during faults while consuming negligible power in nominal regime. Thus far, a lot of efforts have been dedicated to the design of the equipment and lately only a few works have been focused on the impact of the device in the electrical networks. Topics of interest for the electrical sector cover the study of protection coordination and transient analysis during fault conditions. Both topics ought to be studied from the perspective of power system engineering including new technologies such as ScFCL, for instance. In the present work, part of this effort is carried out. A simplified r-ScFCL model is adopted to evaluate the dynamic performance of a given r-ScFCL under different transient conditions such as faults, transformer energisations and re-closing for distribution systems.

Keywords - Distribution, energization, fault, re-closing, superconducting fault current limiter.

I. INTRODUÇÃO

A constante inserção geração distribuída (GD) nos sistemas de potência tem motivado diversos estudos associados ao consequente aumento da magnitude das correntes de curto-circuito [1]. Como alternativa para mitigar este aumento da magnitude, limitadores de corrente de curto-circuito com diferentes tecnologias têm sido desenvolvidos até o momento [2]. Entre os diferentes sistemas disponíveis, este trabalho considera o ScFCL, uma vez que sua eficiência já foi observada em aplicações reais no sistema de potência, tanto do tipo resistivo como o indutivo [3], [4].

Em sistemas de distribuição (SD), a inclusão de novos geradores devido à GD pode afetar o sistema de proteção. Por exemplo, o aumento dos níveis de correntes de falta pode prejudicar a coordenação de relés de sobrecorrente, uma vez que os relés de retaguarda podem operar antes dos principais [5]. Este problema pode ser solucionado através da alteração dos parâmetros da coordenação, ou pela implementação de proteção adaptativa [6]. Em [7], é proposto um novo método para calcular a impedância do FCL, no qual a magnitude da corrente de curto-circuito é restabelecida de acordo com as configurações dos relés de sobrecorrente. Associados aos relés que permite a coordenação do arranjo de proteção, os religadores automáticos devem ser coordenados de forma adequada para que um tempo mínimo de extinção de arco elétrico seja mantido. No entanto, caso a coordenação seja

inadequada, os religadores automáticos podem desestabilizar o sistema ao religar a rede ainda sob condições de falta, causando a perda de sincronismo dos geradores por tentar fornecer energia ao curto-circuito.

Para analisar os impactos da aplicação de ScFCL em um SD, incluindo os religadores automáticos coordenados, um modelo simplificado de r-ScFCL foi desenvolvido e seu comportamento transitório avaliado para um caso de sistema equilibrado e outro desequilibrado, incluindo eventos de curto-circuito e energização de transformadores de distribuição (corrente *inrush*).

II. MODELO DE ScFCL

Diversas tecnologias de FCL, como dispositivos do tipo magnético, estado sólido, ou supercondutores, são estudadas na literatura. Independente da opção realizada, o princípio de funcionamento deve ser o de apresentar baixa impedância em condição de operação normal e alta impedância durante uma corrente de falta. Estas características básicas convergem com algumas propriedades intrínsecas do material supercondutor. Supercondutores podem transportar correntes com quase nenhuma dissipação de energia, em condições abaixo de sua corrente crítica (I_c), e podem rapidamente aumentar o valor de sua resistência devido à passagem de corrente acima de I_c .

A partir da definição de I_c , é possível projetar um ScFCL que opere como uma chave dependendo da magnitude de corrente transportada. Neste trabalho, um modelo simplificado de r-ScFCL foi elaborado via ATP-EMTP, com base em TACS, que utiliza uma resistência variável e o sinal da corrente no ponto de interesse (ponto na rede de distribuição) a ser analisado a atuação do ScFCL.

Para esta modelagem, um processo iterativo é realizado para resolver (1), onde I_c é aplicado para estabelecer a operação do r-ScFCL. Caso a corrente através do supercondutor (I_{sc}) for menor do que I_c (este valor da corrente depende do estado de condução do material supercondutor), a resistência do supercondutor (R_{sc}) é zero. Do contrário, R_{sc} será a derivada da solução da Equação (1).

$$R_{sc} = \frac{V_c}{I_c^n} I_{sc}^{n-1} \quad (1)$$

na qual V_c é a tensão crítica, calculada a partir do produto entre o comprimento do supercondutor (L_{tape}), e o campo elétrico crítico arbitrário (E_c) igual a $1 \mu\text{V}/\text{cm}$. O índice de transição (n) representa a resposta exponencial da característica de tensão versus corrente do supercondutor, durante a alteração de estado do ScFCL após I_c , imediatamente antes de alcançar seu valor

máximo de resistência, podendo variar entre 10 e 20 para HTS [8].

Para resolver a Equação (1), o Método de Newton foi aplicado, de modo que os valores incrementais de R_{sc} são atualizados pela Equação (2),

$$\Delta R_{sc} = -\frac{f(R_{sc})}{f'(R_{sc})} \quad (2)$$

na qual,

$$f(R_{sc}) = R_{sc} \left(\frac{(R_{sc} + R_{zh})}{R_{zh}} \right)^{n-1} - \left(\frac{V_c}{I_c^n} \right) \left(\frac{I_{zc}}{N_f} \right)^{n-1} \quad (3)$$

e,

$$f'(R_{sc}) = \frac{df(R_{sc})}{dR_{sc}} \quad (4)$$

Então, o R_{sc} é calculado a cada passo de integração na simulação de transitórios via ATP, definido em (5):

$$R_{sc}^{k+1} = R_{sc}^k + \Delta R_{sc}^k \quad (5)$$

Um processo em cada fase é realizado para cada corrente de linha e a R_{sc} é dividida pelo número de fitas paralelas (N_f), dada pela Equação (6),

$$R_{eq} = \frac{R_{sc}}{N_f} \quad (6)$$

Para a aplicação do r-ScFCL, é necessária a medição das correntes de linha do barramento e posteriormente as de fase. Então, a corrente em cada fita é calculada dividindo a corrente de uma linha entre o número de fitas e esta é comparada com I_c . Caso esta corrente for inferior a I_c , R_{sc} e R_{eq} são iguais a zero. Caso contrário, a Equação (1) deve ser resolvida, com base nas Equações (2) e (5), com um erro pré-definido. Uma vez que R_{sc} é calculado para cada fita e fase, R_{eq} também é determinado de acordo com o número de fitas. Para este modelo proposto, a corrente crítica não depende da temperatura.

III. ESTUDO DE CASO

Para avaliar o ScFCL aplicado em um sistema de distribuição, o sistema "13 barras" do IEEE modificado foi simulado para realizar algumas condições transitórias. A Figura 1 mostra a posição do r-ScFCL, o qual foi submetido às correntes de falta na linha (632-633). Para as linhas de distribuição, foi utilizado o modelo com parâmetros concentrado e, para o transformador (T2), o modelo de saturação (SATTRAFO).

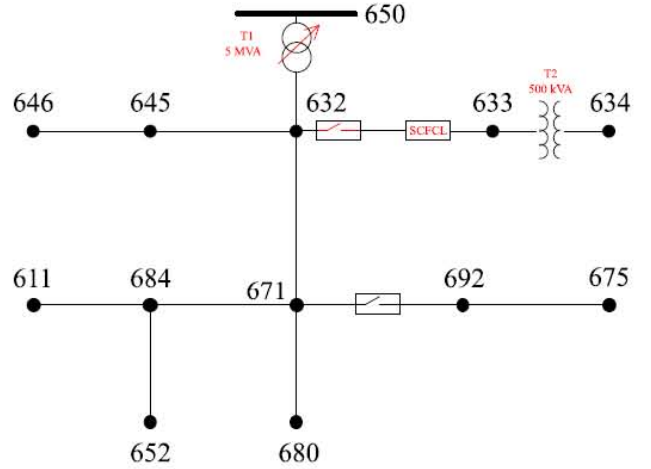


Figura 1: Sistema de 13 barras do IEEE, com a inserção do ScFCL

TABELA I PARÂMETROS DO SCFCL

| Parâmetro | Valor | Descrição |
|------------|-----------|-----------------------------|
| I_c | 100 [A] | Corrente crítica |
| V_c | 0.025 [V] | Tensão crítica |
| N_f | 10 | Número de fitas em paralelo |
| L_{tape} | 250 [m] | Comprimento da fita |
| n | 15 | Índice de transição |

Este sistema foi simulado considerando dois casos: a) cargas equilibradas; e b) cargas desequilibradas. Estes casos foram empregues para analisar a resposta dinâmica do r-ScFCL em condições de curtos-circuitos e também para correntes *inrush*, sendo este último devido a energização de transformadores. Os parâmetros do ScFCL proposto são descritos na Tabela I, sendo o valor de I_c ajustado para a metade do valor da corrente de falta prospectiva a ser limitada, por fase [9].

IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção, faltas, energizações de transformadores e religadores automáticos são simulados e os resultados da simulação serão discutidos.

A. Correntes de curto-circuito

Algumas faltas foram simuladas, como trifásicas e monofásicas, usando diferentes ângulos iniciais e cargas balanceadas. As Figuras 2 e 3 mostram as correntes de falta para uma falha trifásica sólida, considerando carga balanceada e desequilibrada. As maiores magnitudes de corrente aparecem na fase C devido ao tempo inicial ou ângulo de inicialização. Por exemplo, uma falha trifásica sem limitador produz uma corrente (valor de pico absoluto) de 7.05 kA em 57 ms enquanto o uso de r-ScFCL reduz a corrente de falha até 3.21 kA.

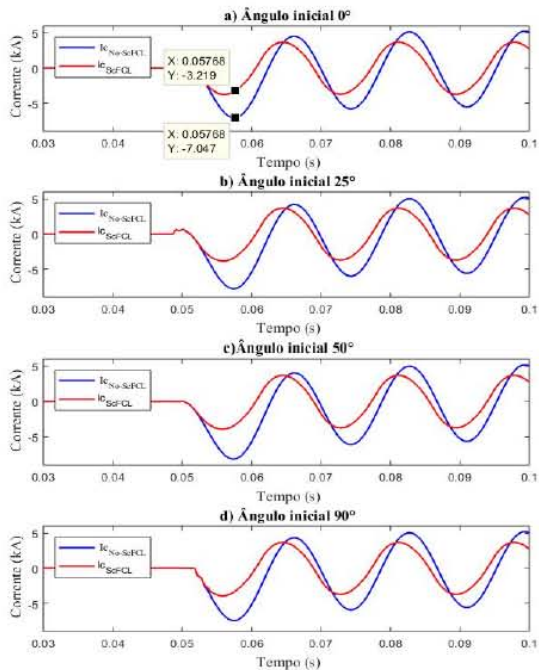


Figura 2: Falta trifásica para condição com carga balanceada, com e sem a aplicação de ScFCL (corrente de linha, fase C)

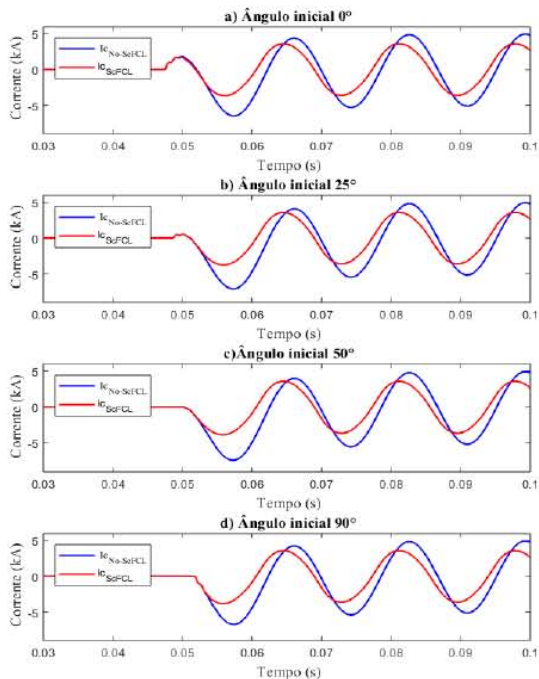


Figura 3: Falta trifásica para condição com carga desbalanceada, com e sem a aplicação de ScFCL (corrente de linha, fase C)

As faltas monofásicas ao solo também foram simuladas e seus resultados são apresentados nas Figuras 4 e 5. Para estes casos, o ScFCL só é ativado para a falta na fase A. Observou-se que as magnitudes das correntes definem a coordenação da

proteção em sistemas de distribuição, no qual é necessário a inclusão de novas tecnologias que possam alterar estes valores. A utilização de r-ScFCL garante a limitação nas fases, mesmo que cada fase contenha um r-ScFCL para limitar as falhas monofásicas à terra e/ou uma falha trifásica.

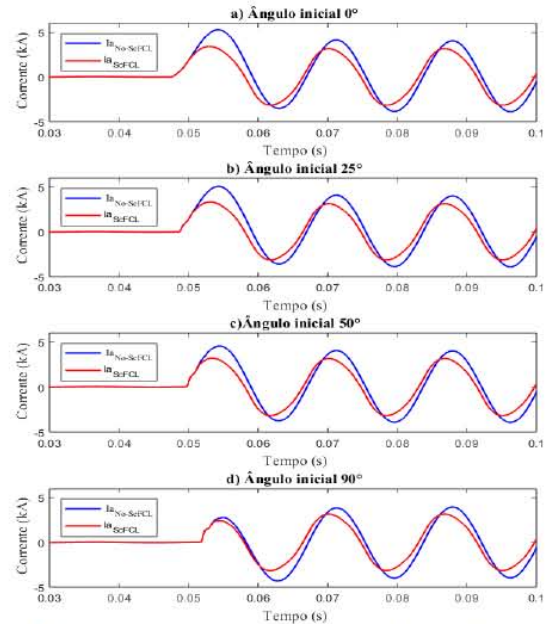


Figura 4: Falta monofásica, para condição com carga balanceada, com e sem a aplicação de ScFCL (corrente de linha, fase A).

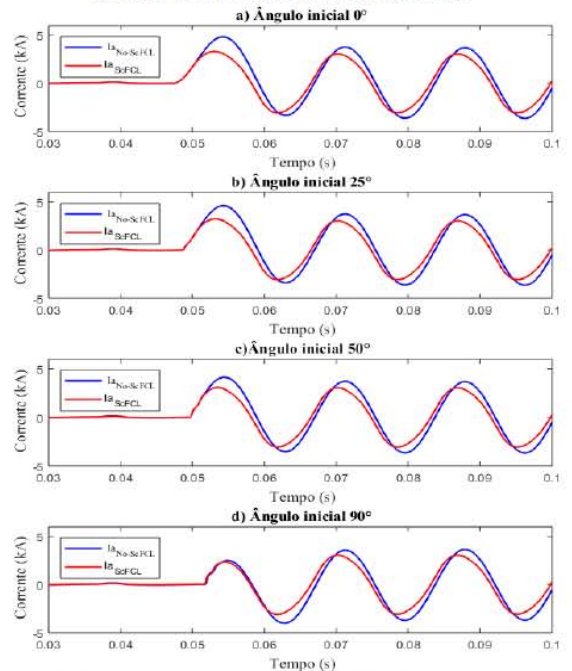


Figura 5: Falta monofásica com renorro ao terra, para condição com carga desbalanceada, com e sem a aplicação de ScFCL (corrente de linha, fase A).

Nas Figuras 2 e 5, as faltas são simuladas usando um sinal de tensão como referência que define o ângulo inicial para

avaliar as correntes com a aplicação do ScFCL no SD. De modo correspondente, a Tabela II exibe os resultados (valores de pico mais altos) para diferentes condições de falta equilibrada e desequilibrada. Observa-se que o r-ScFCL reduz de 20% a quase 50% o valor da corrente de falta para os casos analisados, dependendo da fase. Em todos os casos, é conectado um limitador em cada uma das três fases, sendo eles todos iguais, justificando assim os resultados diferentes para faltas equilibradas e desequilibradas. Além disso, foi verificado a limitação da corrente já no primeiro semi-ciclo, independente do ângulo inicial da falta, o que pode minimizar os riscos de uma operação errada dos relés digitais e perda de coordenação dos mesmos.

TABELA II RESULTADOS DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO (VALORES DE PICO)

| Carga balanceada | | | | |
|---------------------|----------------------|-----------|--------------------|-----------|
| Fase | I_p [A] Falta ABCG | | I_p [A] Falta AG | |
| | Sem ScFCL | Com ScFCL | Sem ScFCL | Com ScFCL |
| A | 5000 | 3800 | 5296 | 3405 |
| B | 6682 | 3536 | --- | --- |
| C | -7445 | -3911 | --- | --- |
| Carga desbalanceada | | | | |
| Fase | I_p [A] Falta ABCG | | I_p [A] Falta AG | |
| | Sem ScFCL | Com ScFCL | Sem ScFCL | Com ScFCL |
| A | 4750 | 3850 | 3662 | -3208 |
| B | 6141 | 3580 | --- | --- |
| C | -6740 | -3930 | --- | --- |

B. Energização de Transformador

Durante as energizações de transformadores, uma grande corrente transitória aparece no transformador, chamada corrente *inrush*, que aumenta o estresse mecânico e térmico do equipamento, reduzindo sua vida útil. Na literatura, foram relatados diferentes métodos para reduzir a magnitude do impulso desta corrente por meio de limitadores de corrente convencionais. No entanto, esses dispositivos aumentam a impedância da linha devido ao uso de uma ponte de diodos [11].

Conforme mostrado na Figura 6 para o qual foram estudados vários instantes de comutação (ângulos iniciais), adicionando um r-ScFCL em série com o transformador (T2), é possível reduzir as magnitudes desta corrente. Identificou-se também que a aplicação do r-ScFCL diminui os níveis de componentes de segunda harmônica, evitando o mau funcionamento de relés de proteção diferencial [10].

A Figura 6 mostra as magnitudes da corrente de entrada para vários instantes de comutação. Deve notar-se que o ângulo de inicialização é um parâmetro aleatório da grade. Portanto, é possível que uma energia do transformador possa ocorrer quando a fonte de tensão está passando por 0° (referência usando a fase A). Neste caso drástico, a magnitude da corrente

de entrada pode levar à geração de grandes esforços mecânicos no transformador (Fig. 6a). No entanto, devido à presença de r-ScFCL que se ativa apenas durante a ativação, a corrente de entrada pode ser reduzida e ajustada (de acordo com o projeto) a níveis aceitáveis. No caso presente, com um design genérico, as correntes de emergência são baixadas de 364,7 (A) para 261,8 (A) em 55 ms (Fig. 6a). Por outro lado, se o ângulo de inicialização avança, a ação do r-ScFCL torna-se insignificante, veja Figs 6b-6c. Quando o ângulo de início atinge 90° , a corrente de entrada é extremamente insignificante e a corrente de carga permanece abaixo da corrente crítica do limitador. Conseqüentemente, o limitador não se ativa e a energia flui a valor nominal através da rede (Fig. 6c).

A Figura 6 mostra os picos das correntes *inrush* para vários instantes de comutação. Deve notar-se que o ângulo de inicial é um parâmetro aleatório no sistema. Portanto, é possível que a energização do transformador possa ocorrer quando a tensão da rede está passando por 0 (referência usada na fase A). Neste pior caso, o valor de pico da corrente *inrush* pode levar à geração de grandes esforços mecânicos no transformador (Fig. 6a). No entanto, devido à atuação do r-ScFCL, esta corrente pode ser reduzida e ajustada (de acordo com o projeto) para níveis aceitáveis. No caso analisado, as correntes *inrush* foram reduzidas de 364,7 A para 261,8 A em 55 ms (Fig. 6a). Em outro caso, se o ângulo inicial aumentar, o r-ScFCL reduz sua atuação (Figs 6b e 6c). Quando o ângulo inicial atinge 90° , a corrente *inrush* é extremamente insignificante e seu valor permanece abaixo da corrente crítica do limitador e, conseqüentemente, o limitador não atua e o sistema permanece operando (Fig. 6c).

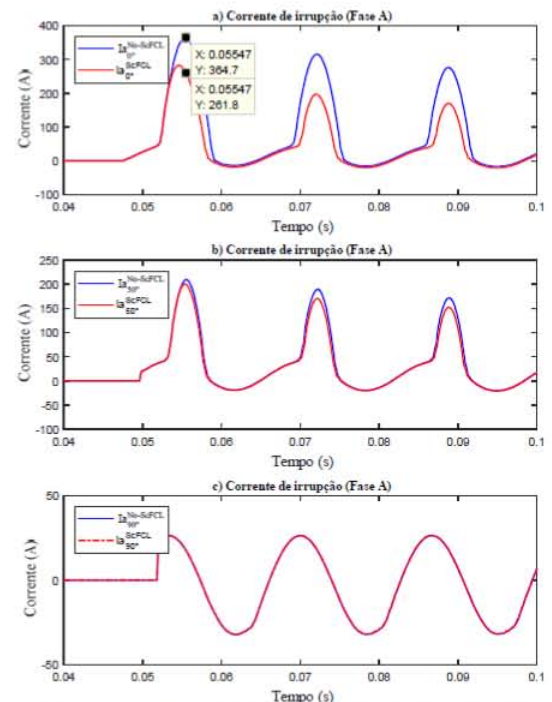


Figura 6: Corrente *inrush* para fase A, para condição de carga desbalanceada. a) ângulo inicial 0° , b) ângulo inicial de 50° e c) ângulo inicial de 90° .

É importante notar que, embora exista dispositivos especialmente projetados para lidar com correntes *inrush*, o r-ScFCL também é capaz de limitar estes tipos de correntes. Devido à característica intrínseca dos supercondutores, estes limitadores não adicionam nenhuma impedância na rede durante a nominal e insere uma impedância apenas quando a corrente que o atravessa ultrapassa I_c . Além disso, estes dispositivos apresentam rápido tempo de reestabelecimento.

Quando o ScFCL é empregado para reduzir as correntes *inrush*, os parâmetros devem ser definidos de acordo com seus valores. Em outras palavras, podem-se adicionar cargas durante a energização do transformador para amortecer a potência solicitada. Em consequência, à medida que a corrente é amortecida mais rapidamente e limitada pelo r-ScFCL, o transformador reduz os níveis de estresse mecânico e térmico, aumentando assim sua vida útil.

C. Religadores Automáticos

A modernização de SD com a adição de GD leva a níveis maiores de curto-circuito. A alta penetração de GD pode reduzir a inércia total do sistema, o que implica em sincronização e torque de amortecimento maiores durante os distúrbios, para alcançar um novo ponto de equilíbrio e uma estabilidade transitória crescente [12]. Assim, um religador automático detém a funcionalidade básica para melhorar a continuidade do serviço sob falha transitória, ao fechar o disjuntor quando o curto-circuito for eliminado. Neste sentido, um r-ScFCL, ao reduzir as magnitudes da corrente de falta, representa um ganho econômico, pois o religador automático pode ser dimensionado para uma corrente menor. Isto possibilita também aumentar a margem de estabilidade transitória, permitindo assim uma maior inserção de GD [13].

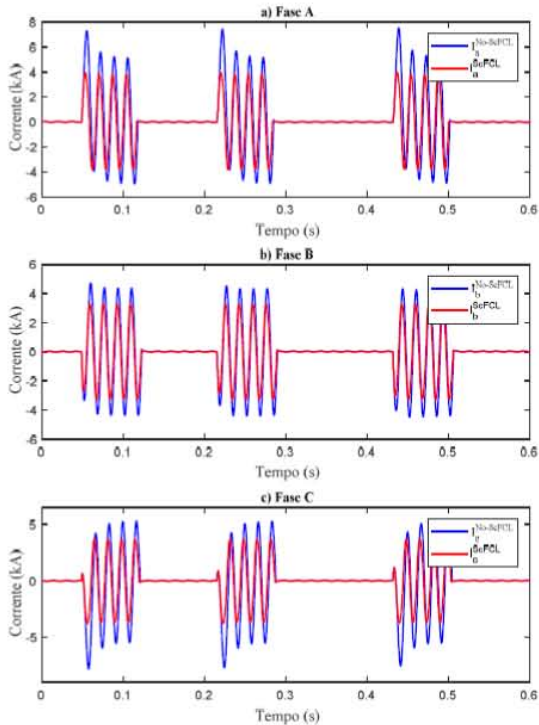


Figura 7: Religamentos durante uma falha trifásica permanente.

TABELA III. RESULTADOS PARA UMA FALTA TRIFÁSICA PERMANENTE

| Fase | Corrente [A] - valor de pico 1°, 2° e 3° religamento | | | | | |
|------|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Sem ScFCL | Com ScFCL | Sem ScFCL | Com ScFCL | Sem ScFCL | Com ScFCL |
| A | 7300 | 3930 | 7430 | 3950 | 7530 | 3960 |
| B | 4700 | 3270 | 4510 | 3270 | 4500 | 3270 |
| C | -7808 | -3790 | -7690 | 3770 | -7540 | 3750 |

No entanto, a principal questão de combinar o r-ScFCL com religadores automáticos é evitar a perda sua coordenação na proteção, para não permanecerem ligados durante uma falha. Assim, o projeto do sistema de proteção deverá considerar a presença do r-ScFCL. A Figura 7 exibe o desempenho do ScFCL durante religamentos para uma falha trifásica, onde pode-se observar que as magnitudes da falta são reduzidas, aumentando a confiabilidade do sistema. O curto-circuito persiste durante quatro ciclos e o religador deve ser coordenado para garantir aberturas e reestabelecimentos para faltas transitórias. Desta forma, o primeiro religamento é programado para ativar após 90 ms, o segundo após 145 ms e o último após 1. A Tabela III mostra os valores máximos de corrente durante uma falha trifásica. A intensidade da corrente de curto-circuito diminui após cada religamento para todas as fases devido à presença do r-ScFC. Independentemente da presença do r-ScFCL, são esperadas magnitudes bastante semelhantes de corrente após a ativação de todos os religadores, em 20% e 50% quando comparado sem r-ScCL ao longo dos ciclos de religamento.

Para projetos reais de r-ScFCL, é necessário incluir a análise da inércia térmica do sistema, que não está presente aqui. A resistência do supercondutor depende da temperatura e durante uma falha, ocorre o aumento da mesma, sendo necessário alguns ciclos para o supercondutor recuperar sua temperatura nominal e seu estado supercondutor.

V. CONCLUSÃO

Um modelo simplificado de r-ScFCL foi desenvolvido através do software ATP-EMTP para analisar sua aplicação em SD. Uma análise transitória foi realizada com e sem a presença de um r-ScFCL. Porém, maiores estudos são necessários para enfrentar os desafios dos sistemas de proteção, que dependem da coordenação de proteção via relés de sobrecorrente, por exemplo. É verificado que o r-ScFCL pode ser inserido um SD, uma vez que é capaz de reduzir as magnitudes das correntes *inrush* dos transformadores de distribuição e de faltas.

VI. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer o CONACYT (CVU-781037), a Pós-graduação da Engenharia da *Universidad Nacional Autónoma del México* e o DGAPA, PAPIIT-2016 (IA105817) pela contribuição financeira neste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. M. Chabanloo, H. A. Abyaneh, A. Agheli and H. Rastegar, "Overcurrent relays coordination considering transient behaviour of fault current limiter and distributed generation in distribution power network," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 5, no. 9, pp. 903-911, Sept. 2011.
- [2] Akansha Jain, Vivek Kumar, G. Jawale, H. A. Mangalvedekar, Krishna Kanakgiri, "Limiting fault current in a power system network by SFCL: A step input approach," in: *IEEE 6th International Conference on Power Systems*, 2016, pp. 1-5.
- [3] L. Martini, M. Bocchi, M. Ascade, A. Valzasina, V. Rossi, C. Ravetta and G. Angeli, "The first Italian superconducting fault current limiter: results of the field testing experience after one year operation", 11th European Conf. on Appl. Supercond., *Journal of Physics: Conference Series* 507, 032003, 2014.
- [4] J. Kozak, M. Majka, S. Kozak and T. Janowski, "Comparison of inductive and resistive SFCL", *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 23, No. 3, 5601405, pp. 4, Jun. 2013.
- [5] P. P. Barker and R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems," in: *Power Engineering Society Summer Meeting*, Seattle, WA, 2000, pp. 1645-1656.
- [6] V. A. Papaspiliotopoulos, G. N. Korres, V. A. Kleftakis and N. D. Hatzargyriou, "Hardware-in-the-loop design and optimal setting of adaptive protection schemes for distribution systems with distributed generation," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 32, no. 1, pp. 393-400, Feb. 2017.
- [7] W. El-Khattam and T. S. Sidhu, "Restoration of directional overcurrent relay coordination in distributed generation systems utilizing fault current limiter," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 23, no. 2, pp. 576-585, Apr. 2008.
- [8] Y. Lin and K. P. Juengst, "Modeling and simulation of high temperature resistive superconducting fault current limiters," *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 14, no. 2, pp. 839-842, Jun. 2004.
- [9] F. A. Mourinho et al., "Modeling and analysis of superconducting fault current limiters applied in VSC-HVDC systems," in: *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, 2015, pp. 1-5.
- [10] S. Majid, M. Rostami, B. Gevorg, And E. Lance, "Inrush current limiting of transformer primary winding with grounded or nongrounded Y-Connection using diode bridges," *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 40, no. 3, pp. 229-236, 2017.
- [11] P. Amirani and M. Akhbari, "Transient current limiter for suppressing transformer inrush, motor starting and fault currents in power system," *IET Electric power applications*, vol. 11, no. 3, pp. 423-433, Mar. 2017.
- [12] J. Machowski, J. W. Bialek, And J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2nd ed., John Wiley & Sons Ltd., 2008.
- [13] N. Mithulananthan, R. Shah and K. Y. Lee, "Small-disturbance angle stability control with high penetration of renewable generations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 3, pp. 1463-1472, May 2014.

REFERENCIAS

- [1] Murari Mohan Saha, Jan Izykowski, Eugeniusz Rosolowski. "Fault location on power networks". 1st Ed. Springer, New York 2010.
- [2] Dong Xinzhou, Chen Zheng, He Xuanzhou, Wang Kehong and Luo Chengmu, "Optimizing solution of fault location," *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Chicago, IL, USA, 2002, pp. 1113-1117 vol.3.
- [3] J. Izykowski, E. Rosolowski and M. M. Saha, "Locating faults in parallel transmission lines under availability of complete measurements at one end," in *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151, no. 2, pp. 268-273, 2 March 2004.
- [4] T. Kawady and J. Stenzel, "A practical fault location approach for double circuit transmission lines using single end data," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 4, pp. 1166-1173, Oct. 2003.
- [5] T. Takagi, Y. Yamakoshi, M. Yamaura, R. Kondow and T. Matsushima, "Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data," in *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-2, no. 8, pp. 59-60, Aug. 1982.
- [6] Zhang Qingchao, Zhang Yao, Song Wennan, Yu Yixin and Wang Zhigang, "Fault location of two-parallel transmission line for non-earth fault using one-terminal data," *IEEE Power Engineering Society. 1999 Winter Meeting (Cat. No.99CH36233)*, New York, NY, USA, 1999, pp. 967 vol.2-.
- [7] S. Das, S. Santoso, A. Gaikwad and M. Patel, "Impedance-based fault location in transmission networks: theory and application," in *IEEE Access*, vol. 2, pp. 537-557, 2014.
- [8] N. Parveen, A. S. Rana and M. S. Thomas, "A practical approach for locating faults for overhead transmission lines using synchronized measurements from PMUs," *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, Delhi, 2016, pp. 1-5.
- [9] T. C. Lin, P. Y. Lin and C. W. Liu, "An Algorithm for Locating Faults in Three-Terminal Multisection Nonhomogeneous Transmission Lines Using Synchrophasor Measurements," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 38-50, Jan. 2014.
- [10] S. M. Brahma and A. A. Girgis, "Fault location on a transmission line using synchronized Voltage measurements," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 4, pp. 1619-1622, Oct. 2004.

- [11] D. Novosel, D. G. Hart, E. Udren and J. Garitty, "Unsynchronized two-terminal fault location estimation," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 1, pp. 130-138, Jan 1996.
- [12] M. Abe, N. Otsuzuki, T. Emura and M. Takeuchi, "Development of a new fault location system for multi-terminal single transmission lines," *Proceedings of IEEE/PES Transmission and Distribution Conference*, Chicago, IL, 1994, pp. 259-268.
- [13] S. M. Brahma, "Fault location scheme for a multi-terminal transmission line using synchronized Voltage measurements," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 2, pp. 1325-1331, April 2005.
- [14] J. Izykowski, E. Rosolowski, M. M. Saha, M. Fulczyk and P. Balcerek, "A Fault-Location Method for Application with Current Differential Relays of Three-Terminal Lines," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 4, pp. 2099-2107, Oct. 2007.
- [15] Q. Jiang, B. Wang and X. Li, "An Efficient PMU-Based Fault-Location Technique for Multiterminal Transmission Lines," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 4, pp. 1675-1682, Aug. 2014.
- [16] D. A. Tziouvaras, J. B. Roberts and G. Benmouyal, "New multi-ended fault location design for two- or three-terminal lines," *2001 Seventh International Conference on Developments in Power System Protection (IEE)*, Amsterdam, 2001, pp. 395-398.
- [17] M. Kezunovic and B. Perunicic, "Automated transmission line fault analysis using synchronized sampling at two ends," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 441-447, Feb 1996.
- [18] Ying-Hong Lin, Chih-Wen Liu and Chi-Shan Yu, "A new fault locator for three-terminal transmission lines using two-terminal synchronized voltage and current phasors," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 17, no. 2, pp. 452-459, Apr 2002.
- [19] A. S. Dobakhshari and A. M. Ranjbar, "A Novel Method for Fault Location of Transmission Lines by Wide-Area Voltage Measurements Considering Measurement Errors," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 2, pp. 874-884, March 2015.
- [20] M. Majidi, M. Etezadi-Amoli and M. S. Fadali, "A Sparse-Data-Driven Approach for Fault Location in Transmission Networks," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 2, pp. 548-556, March 2017.
- [21] J. Sadeh, N. Hadjsaid, A. M. Ranjbar and R. Feuillet, "Accurate fault location algorithm for series compensated transmission lines," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, no. 3, pp. 1027-1033, Jul 2000.
- [22] M. Kizilcay and P. La Seta, "A new unsynchronized two-terminals fault location method on series compensated lines," *2005 IEEE Russia Power Tech*, St. Petersburg, 2005, pp. 1-7.

- [23] M. R. A. Paternina, A. Zamora, M. Ernesto Vázquez and J. M. Ramirez, "Phasor estimation under transient conditions," *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, 2015, pp. 1-6.
- [24] F. A. Mourinho *et al.*, "Modeling and analysis of superconducting fault current limiters applied in VSC-HVDC systems," *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, 2015, pp. 1-5.
- [25] A. Jain, V. K. Dubey, G. Jawale, H. A. Mangalvedekar and K. Kanakgiri, "Limiting fault current in a power system network by SFCL: A step input approach," *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, New Delhi, 2016, pp. 1-5.
- [26] S. M. Blair, C. D. Booth and G. M. Burt, "Current–Time Characteristics of Resistive Superconducting Fault Current Limiters," in *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 22, no. 2, pp. 5600205-5600205, April 2012.
- [27] L. M. Castro, D. Guillen and F. Trillaud, "On Short-circuit Current Calculations Including Superconducting Fault Current Limiters (ScFCL)," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1.
- [28] T. W. Stringfield, D. J. Marihart and R. F. Stevens, "Fault Location Methods for Overhead Lines," in *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, vol. 76, no. 3, pp. 518-529, April 1957.
- [29] L. J. Lewis, "Traveling Wave Relations Applicable to Power-System Fault Locators," in *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 70, no. 2, pp. 1671-1680, July 1951.
- [30] M. Silva, M. Oleskovicz and D. V. Coury, "A fault locator for transmission lines using traveling waves and wavelet transform theory," *2004 Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection*, 2004, pp. 212-215 Vol.1.
- [31] Z. Q. Bo, G. Weller and M. A. Redfern, "Accurate fault location technique for distribution system using fault-generated high-frequency transient voltage signals," in *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 146, no. 1, pp. 73-79, Jan 1999.
- [32] IEEE/IEC Measuring relays and protection equipment Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems - Redline," in *IEEE Std C37.111-2013 (IEC 60255-24 Edition 2.0 2013-04) - Redline*, vol., no., pp.1-136, April 30 2013.
- [33] K. W. Min and S. Santoso, "DC Offset Removal Algorithm for Improving Location Estimates of Momentary Faults," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1.

- [34] K. Zimmerman and D. Costello, "Impedance-Based Fault Location Experience," *2006 IEEE Rural Electric Power Conference*, Albuquerque, NM, 2006, pp. 1-16.
- [35] J. R. Carson, "Wave propagation in overhead wires with ground return," in *The Bell System Technical Journal*, vol. 5, no. 4, pp. 539-554, Oct. 1926.
- [36] Fernando Calero, "Mutual Impedance in Parallel Lines –Protective Relaying and Fault Location Considerations," *34th Annual Western Protective Relay Conference*, November 2008.
- [37] H. W. Dommel, "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single- and Multiphase Networks," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-88, no. 4, pp. 388-399, April 1969.
- [38] Ralph Folkers, "Determine Current Transformer Suitability Using EMTP Models," *26th Annual Western Protective Relay Conference*, Washington, 1999.
- [39] Eiichi Haginomori, Tadashi Koshiduka, Junichi Arai, Hisatoshi Ikeda. "POWER SYSTEM TRANSIENT ANALYSIS –Theory and practice using simulation programs (ATP-EMTP)". 1 st Ed. Jhon Wiley & Sons, Ltd. UK 2016.
- [40] R. M. Chabanloo, H. A. Abyaneh, A. Agheli and H. Rastegar, "Overcurrent relays coordination considering transient behaviour of fault current limiter and distributed generation in distribution power network," in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 5, no. 9, pp. 903-911, September 2011.
- [41] W. T. B. de Sousa, A. Polasek, C. F. T. Matt and R. de Andrade, "Recovery of Superconducting State in an R-SCFCL MCP-BSCCO-2212 Assembly," in *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 23, no. 1, pp. 5601407-5601407, Feb. 2013.
- [42] Y. Lin, and P. Juengst, "Modeling and simulation of high temperature resistive superconducting fault current limiters," *IEEE Transactions Applied on Superconductivity*, vol.14, no.2, pp. 839-842, June 2004. .
- [43] H. W. Neumueller *et al.*, "Development of Resistive Fault Current Limiters Based on YBCO Coated Conductors," in *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 19, no. 3, pp. 1950-1955, June 2009.