



**UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS**

Impacto de la implementación de generación distribuida en los métodos de localización de fallas de baja impedancia utilizando Python y DlgSILENT

**Helman Leonardo Perilla Cabra
Brayan Steven Osuna Contreras**

Universidad Distrital Francisco José de Caldas
Facultad Tecnológica
Ingeniería Eléctrica
Bogotá, Colombia
2022

Impacto de la implementación de generación distribuida en los métodos de localización de fallas de baja impedancia utilizando Python y DlgSILENT

**Helman Leonardo Perilla Cabra
Brayan Steven Osuna Contreras**

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título
de:

Ingeniería Eléctrica

Director (a):

Diego Armando Giral

Línea de Investigación:

Automatización de sistemas eléctricos

Grupo de Investigación:

GISPUD

Universidad Distrital Francisco José de Caldas

Facultad Tecnológica

Ingeniería Eléctrica

Bogotá, Colombia

2022

Dedicatoria

Dedicó este trabajo a toda mi familia, principalmente a mi padre Helman Augusto Perilla Bohorquez, mi madre Elsa Jannette Cabra Usme y la memoria de Gloria Elsa Usme, por ser los pilares en mi formación personal y académica brindando ejemplo de moralidad, honestidad, sabiduría, dedicación y profesionalismo, a ellos les entrego este logro fruto de sus enseñanzas, valores y amor que mantendré conmigo el resto de mi vida.

Helman Leonardo Perilla C.

Este logro se lo dedico a mis padres Carolina Contreras y Juan Osuna por acompañarme durante todo mi proceso de formación, en especial por su amor incondicional el cual ha sido fundamental para el logro de mis objetivos.

Brayan Steven Osuna C.

Agradecimientos

En primer lugar, deseo expresar mi agradecimiento al docente y director de esta tesis, Diego Armando Giral, por su apoyo y dedicación, aportando su experiencia y conocimiento para el desarrollo satisfactorio de este trabajo.

Así mismo, agradezco a mis padres cuyo esfuerzo y sacrificio me brindaron la oportunidad de vivir una vida de aprendizaje en excelentes instituciones académicas, a ellos les debo este logro del cual son igual de merecedores. A mis amigos y compañeros quienes formaron parte de mi vida en la universidad aportando experiencias y conocimientos que siempre llevare en mi memoria.

Por último, a la Universidad Distrital por abrirme sus puertas y permitirme formar parte de esta acreditada institución, a todos los profesores que con sus conocimientos formaron un profesional orgulloso de la institución de la cual siempre formara parte de corazón, a todos ellos gracias por sus enseñanzas, ¡Muchas gracias!

Helman Leonardo Perilla C.

Agradezco a mi pareja Diana Ospina por ayudarme con mis actividades con el fin de que yo ocupara mi tiempo en el desarrollo de este documento también por acompañarme durante largas noches a desarrollar este trabajo. Finalmente, Agradezco a el profesor Diego Armando Giral por su dedicación y acompañamiento durante el desarrollo de este proyecto de grado.

Brayan Steven Osuna C.

Resumen

Objetivo: El objetivo general de este trabajo es establecer el impacto de la implementación de generación distribuida (GD) en los métodos de localización de fallas de baja impedancia utilizando Python y DIgSILENT. Los objetivos específicos corresponden al análisis de los métodos propuestos en el estándar IEEE C37.114-2014, la implementación de un caso de estudio que permita evaluar la eficiencia de dos métodos para la localización de fallas y la construcción de material audiovisual que muestre la programación de la interfaz entre Python y DIgSILENT.

Metodología: Con el uso de nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica se ha desarrollado la GD, esto ha planteado diferentes retos para la localización de fallas en las líneas de distribución, ya que la GD puede llegar a afectar la exactitud de los métodos tradicionales. Para validar la efectividad y exactitud de los métodos de localización al presentarse GD y resistencia de falla, se realiza la selección de dos métodos que cumplan las características para ser estudiados. La metodología implementada en este trabajo se enmarca en cuatro etapas, en la primera etapa se realiza la consulta bibliográfica sobre los métodos propuestos en el estándar IEEE C37.114-2014 y la implementación de un sistema de pruebas, en la segunda la selección de los métodos de Takagi modificado y medición sincronizada en dos nodos para implementación en DIgSILENT Programming Language (DPL), en la tercera el estudio de cortocircuito implementando los métodos en el sistema de pruebas realizando variaciones en los niveles de penetración de GD mediante la interfaz desarrollada en Python, en la cuarta el desarrollo del documento final en conjunto con las ayudas audiovisuales.

Resultados: Para el método de Takagi al implementar GD se evidencia que el error aumenta a medida que incrementa el nivel de penetración de GD. El mayor error se obtiene para el nivel de penetración más alto de GD con un 48.39 %, para el sistema sin GD los errores del método no superan el 1.38 %.

Para el método de medición sincronizada en dos nodos al implementar GD se evidencia que el error aumenta a medida que incrementa el nivel de penetración de GD. El menor error se obtiene para el nivel de penetración más bajo con un 8.67 %, para el sistema sin GD los errores son del 0 %.

Conclusiones: Se implementaron dos métodos de localización de fallas de baja de impedancia utilizando el software DIgSILENT y la herramienta de programación DPL. La integración de GD presenta un impacto negativo en la eficiencia de los métodos seleccionados, entre mayor es el nivel de penetración que se presenta en el sistema, mayor es el error en la localización de la falla.

Palabras clave: DIgSILENT, DPL, generación distribuida, localización de fallas, métodos basados en baja impedancia, Python.

Abstract

Objective: The general objective of this work is to establish the impact of the distributed generation (DG) implementation in low impedance fault location methods using Python and DIgSILENT. The specific objectives proposed correspond to the analysis of the methods in the IEEE C37.114-2014 standard, the implementation of a case study that allows evaluating the efficiency of two methods for locating faults and the construction of audiovisual material that shows the programming of the interface between Python and DIgSILENT.

Methodology: With the use of new technologies for the generation of electrical energy, DG has been developed, this has posed different challenges for locating faults in distribution lines, since DG can affect the accuracy of traditional methods. To validate the effectiveness and accuracy of the location methods when presenting GD and fault resistance, the selection of two methods that meet the characteristics to be studied is made. The methodology implemented in this work is framed in four stages, in the first stage the bibliographic consultation is carried out on the methods proposed in the IEEE C37.114-2014 standard and the implementation of a test system, in the second the selection of the modified Takagi methods and synchronized measurement in two nodes for implementation in DIgSILENT Programming Language (DPL), in the third the short-circuit study implementing the methods in the test system making variations in the GD penetration levels through the interface developed in Python , in the fourth the development of the final document in conjunction with the audiovisual aids.

Results: For the Takagi method when implementing GD, it is evident that the error increases as the level of GD penetration increases. The highest error is obtained for the highest penetration level of DG with 48.39%, for the system without DG the errors of the method do not exceed 1.38%.

For the synchronized measurement method in two nodes when implementing GD, it is evident that the error increases as the level of GD penetration increases. The lowest error is obtained for the lowest level of penetration with 8.67%, for the system without DG the errors are 0%.

Conclusions: Two low impedance fault location methods were implemented using the DIgSILENT software and the DPL programming tool. The integration of DG presents a negative impact on the efficiency of the selected methods, the higher the level of penetration that occurs in the system, the greater the error in locating the fault.

Keywords: DIgSILENT, DPL, distributed generation, fault location, low impedance-based methods, Python.

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Abstract	XI
Lista de figuras	XV
Lista de tablas	XVI
Introducción	17
Estándar IEEE C37.114-2014	21
2.1 Método reactancia simple (Simple reactance method)	23
2.1.1 Falla monofásica fase A – Tierra	25
2.1.2 Falla bifásica fases A – B.....	25
2.1.3 Falla bifásica a tierra fases B – C – Tierra.....	25
2.1.4 Falla trifásica fases A – B – C.....	25
2.2 Método de Takagi	26
2.2.1 Falla monofásica fase A – Tierra	28
2.2.2 Falla bifásica fases A – B.....	28
2.2.3 Falla bifásica a tierra fases B – C – Tierra.....	29
2.2.4 Falla trifásica fases A – B – C.....	29
2.3 Método de Takagi modificado	29
2.3.1 Falla monofásica fase A – Tierra	31
2.4 Método de Eriksson.....	31
2.4.1 Falla monofásica fase A – Tierra	35
2.4.2 Falla bifásica fases A – B.....	36
2.4.3 Falla bifásica a tierra fases B – C – Tierra.....	36
2.4.4 Falla trifásica fases A – B – C.....	37
2.5 Método de Novosel	37
2.5.1 Falla monofásica fase A – Tierra	39
2.5.2 Falla bifásica fases A – B.....	40
2.5.3 Falla bifásica a tierra fases B – C – Tierra.....	40
2.5.4 Falla trifásica fases A – B – C.....	41
2.6 Medición sincronizada en dos nodos (Synchronized two-ended method).....	42
2.7 Medición no sincronizada en dos nodos (Unsynchronized two-ended method).....	44
2.8 Descripción de las variables	47
Metodología	49
3.1 Selección del sistema de pruebas.....	52

3.1.1	Características eléctricas del sistema de pruebas 34 nodos IEEE	53
3.2	DIgSILENT PowerFactory	55
3.3	¿Para qué es y cómo usar DPL?	55
3.4	¿Para qué es y cómo usar Python con DIgSILENT?	57
3.5	¿Cómo funcionan las estructuras de localización?	58
Resultados	61
4.1	Flujo de potencia	61
4.1.1	Tensión en los nodos	61
4.2	Distancias de falla calculadas implementado el método de Takagi modificado sin resistencia de falla	64
4.3	Distancias de falla calculadas implementado el método de Takagi modificado con resistencia de falla	66
4.4	Distancias de falla calculadas implementado el método de medición sincronizada en dos nodos sin resistencia de falla	69
4.5	Distancias de falla calculadas implementado el método de medición sincronizada en dos nodos con resistencia de falla	71
4.6	Error en el cálculo variando la distancia de falla en el simulador DIgSILENT para el sistema sin penetración de GD	73
4.7	Error en el cálculo variando la resistencia de falla en el simulador DIgSILENT para el sistema sin penetración de GD	76
4.8	Análisis de resultados	78
Conclusiones y recomendaciones	83
5.1	Conclusiones	83
5.2	Recomendaciones	84
Bibliografía	85

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1.Estructura Std C37.114	21
Figura 2.Diagrama eléctrico de una línea de transmisión durante una falla.....	22
Figura 3.Circuito eléctrico de una línea de transmisión durante una falla.....	22
Figura 4.Teorema de superposición sobre una línea de transmisión en falla	26
Figura 5.Red de secuencia homopolar durante una falla monofásica a tierra (falla desbalanceada)	30
Figura 6.Red radial con carga constante en falla.....	38
Figura 7.Circuito eléctrico de una línea de transmisión de una red radial durante una falla	38
Figura 8.Red de secuencia negativa durante una falla desbalanceada.....	42
Figura 9.Circuito eléctrico de una línea de transmisión en falla con mediciones en los extremos no sincronizada	44
Figura 10. Metodología resumida	49
Figura 11.Esquema para la simulación de los diferentes escenarios propuestos	50
Figura 12.IEEE 34 nodos sistema de pruebas.....	52
Figura 13.Diagrama de flujo PDL.....	57
Figura 14.Diagrama de flujo Python.....	58
Figura 15.Diagrama de Flujo métodos de medición sincronizada en dos nodos y Takagi modificado.....	59
Figura 16.Gráfica error relativo vs penetración de GD método de Takagi modificado sin resistencia de falla	78
Figura 17.Gráfica error relativo vs penetración de GD método de Takagi modificado con resistencia de falla	79
Figura 18.Gráfica error relativo vs penetración de GD método de medición sincronizada en dos nodos con y sin resistencia de falla	79
Figura 19.Gráfica error relativo vs distancia de falla a distintos porcentajes de la longitud de la línea con el método de Takagi modificado sin resistencia de falla.....	80
Figura 20.Gráfica error relativo vs resistencia de falla con el método de Takagi modificado	81

Lista de tablas

Tabla 1. Ayudas audiovisuales	19
Tabla 2. Resumen para cada tipo de falla	23
Tabla 3. Características eléctricas de los transformadores	53
Tabla 4. Características eléctricas de las cargas puntuales	53
Tabla 5. Características eléctricas de las cargas puntuales	54
Tabla 6. Características eléctricas de las líneas de distribución	54
Tabla 7. Características eléctricas de las líneas de distribución	54
Tabla 8. Modelo de secuencias líneas con configuración 300	55
Tabla 9. Modelo de secuencias líneas con configuración 301	55
Tabla 10. Tensión en los nodos del sistema de pruebas IEEE	62
Tabla 11. Tensión en los nodos del sistema de pruebas IEEE	63
Tabla 12. Resultados método de Takagi modificado sin resistencia de falla	64
Tabla 13. Resultados método de Takagi modificado sin resistencia de falla	65
Tabla 14. Resultados método de Takagi modificado con resistencia de falla	67
Tabla 15. Resultados método de Takagi modificado con resistencia de falla	68
Tabla 16. Resultados método de medición sincronizada en dos nodos sin resistencia de falla	70
Tabla 17. Resultados método de medición sincronizada en dos nodos sin resistencia de falla	71
Tabla 18. Resultados método de medición sincronizada en dos nodos con resistencia de falla	72
Tabla 19. Resultados método de medición sincronizada en dos nodos con resistencia de falla	73
Tabla 20. Variación distancia de falla sistema sin GD	74
Tabla 21. Variación distancia de falla sistema sin GD	74
Tabla 22. Variación distancia de falla en sistema sin GD	75
Tabla 23. Variación resistencia de falla en sistema sin GD	76
Tabla 24. Variación resistencia de falla en sistema sin GD	77

Introducción

El estándar C37.114 publicado por la IEEE en el año 2014 presenta una guía para la determinación de fallas en líneas eléctricas de transmisión y distribución de corriente alterna, buscando ayudar tanto a ingenieros como operadores de red a determinar de manera rápida la ubicación de la falla, para ello, el estándar expone métodos y técnicas desde diferentes escenarios, ya que la disposición de herramientas como dispositivos con microprocesadores, GPS, software dedicados a localización de fallas entre otras, cuentan un papel importante en cuanto a la rapidez y precisión de la localización de la falla. Como base, la guía establece la importancia de conocer el modelo de la línea de transmisión, para ello considera que las ecuaciones de Carson modelan de manera óptima estas líneas y que además ha sido bajo este modelo que durante años los ingenieros de relés han trabajado (J. Das, 2017).

El estándar presenta métodos para calcular la localización de las fallas en líneas de distribución, entre los cuales presenta los métodos basados en impedancia de un solo extremo, estos se ven afectados por factores como la identificación inexacta del tipo de falla, exactitud insuficiente en el modelo de la línea de transmisión, impedancia de falla (Dashti et al., 2018), entre otras. Los métodos basados en impedancia de un solo extremo son llamados, métodos que no requiere impedancia de las fuentes, métodos que requieren impedancia de las fuentes y método de reactancia simple. Para cada uno de estos métodos, el estándar presenta un resumen de la teoría y consideraciones importantes que toman los autores al desarrollar los algoritmos que permiten calcular la localización de la falla, por ejemplo, para el algoritmo de Takagi se tienen las consideraciones de trabajar únicamente con las partes imaginarias de las impedancias y la homogeneidad del sistema (Nikoofekr & Sadeh, 2018).

Posterior a los métodos de un solo extremo, el estándar presenta los métodos de dos extremos, estos métodos reducen o eliminar los factores que alejan el resultado calculado

del verdadero. Entre algunos los factores mencionados se encuentra el efecto de la carga, la transposición de la línea, la resistencia de falla, el acoplamiento mutuo de líneas en paralelo, entre otros. Estos métodos de dos terminales requieren que los equipos de medida estén ubicados a los dos extremos de la línea y se debe contar con equipos de comunicación remota, almacenamiento y procesamiento de datos que permitan calcular la localización de la falla (Anierobi & Ogbonnia, 2021).

El método de ondas viajeras para la localización de fallas en líneas de distribución, es otra de las alternativas a implementar, esta requiere principalmente de una referencia de tiempo estándar para los dos extremos de la línea, ya que se requiere calcular el tiempo que tarda en viajar la perturbación de la línea hasta los extremos de la misma, sabiendo que las señales de tensión y corriente por la línea viajan a velocidades de la luz, se puede determinar la distancia de falla a través de la medición en tiempo tomada por los registradores ubicados en uno o en los dos extremos de la línea (Lopes et al., 2018).

La metodología implementada en este trabajo se enmarca en cuatro etapas, en la primera etapa se realiza la consulta bibliográfica sobre los métodos propuestos en el estándar IEEE C37.114-2014 y la implementación de un sistema de pruebas, en la segunda la selección de los métodos de Takagi modificado y medición sincronizada en dos nodos para implementación en DPL, en la tercera el estudio de cortocircuito implementando los métodos en el sistema de pruebas realizando variaciones en los niveles de penetración de GD mediante la interfaz desarrollada en Python, en la cuarta el desarrollo del documento final en conjunto con las ayudas audiovisuales.

Para la construcción de ayudas audiovisuales, se desarrollan diez videos los cuales presentan la información necesaria para la implementación de este proyecto, en la Tabla 1 se presentan la descripción general de los videos con sus correspondientes enlaces de acceso.

Capítulo	Título	Enlace
1	Introducción y flujo de potencia en DIgSILENT	https://youtu.be/OI1F6vFpfdA
2	Cortocircuito y casos de estudio	https://youtu.be/gUoaFgLfhMQ
3	DIgSILENT Programming Language Parte 1	https://youtu.be/A0k--wMiOic
4	DIgSILENT Programming Language Parte 2	https://youtu.be/JcmTGepgfJ4
5	DIgSILENT Programming Language Parte 3	https://youtu.be/EjP3cg4ldL4
6	Interfaz Python tkinter	https://youtu.be/6pelrNBZvr4
7	Interconexión Python – DIgSILENT	https://youtu.be/QjBG3Rklato
8	Presentación del proyecto	https://youtu.be/DTo4xPziUxs
9	Ejecución de la interfaz del proyecto	https://youtu.be/MwTJKbOZMFM
10	Ejecución del módulo de cortocircuito en la interfaz del proyecto	https://youtu.be/FwYTsLGrS9c

Tabla 1. Ayudas audiovisuales

Este documento se encuentra dividido en cinco capítulos incluyendo la introducción, en el segundo se presenta la teoría propuesta en el estándar IEEE C37.114-2014 correspondiente a los métodos de localización de fallas basados en baja impedancia, en el tercero se detalla la metodología implementada en este trabajo la cual se enmarca en cuatro etapas, en el cuarto se presentan los resultados con su análisis correspondiente y en el quinto se presentan las conclusiones junto a las recomendaciones.

Estándar IEEE C37.114-2014

El estándar IEEE C37.114-2014 cuenta con diferentes técnicas y métodos para localizar fallas en las líneas de distribución de energía eléctrica, estas se presentan de manera resumida en la Figura 1.

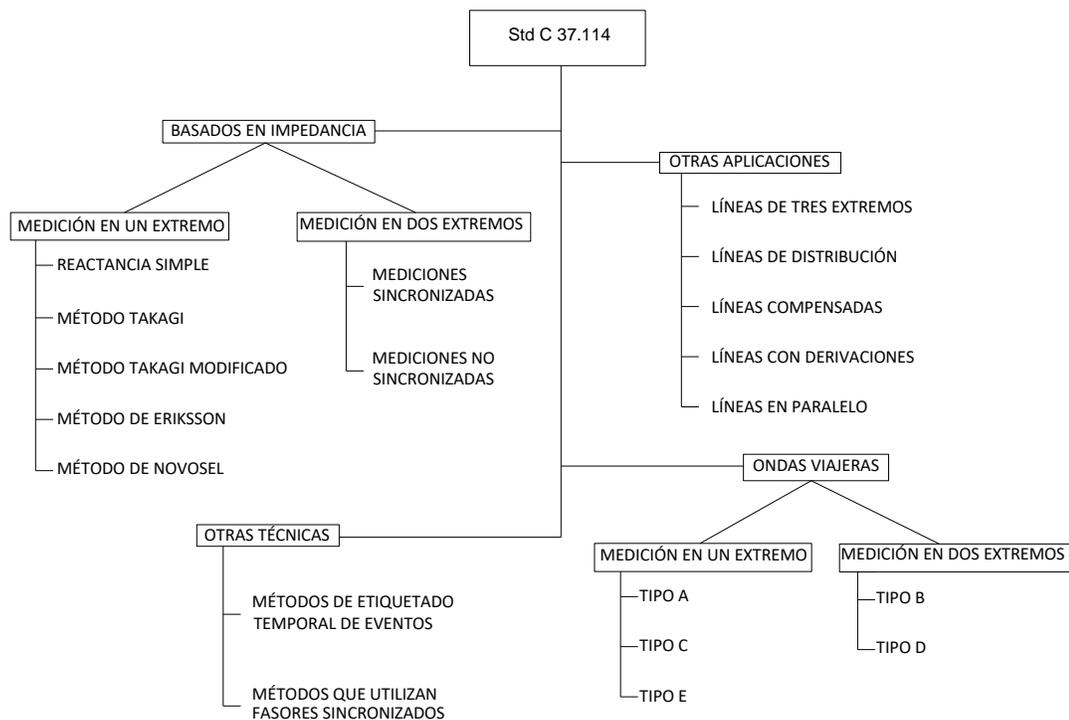


Figura 1. Estructura Std C37.114

El estándar presenta los siguientes métodos para localización de fallas basados en impedancia:

- Reactancia simple (Simple reactance method)
- Método de Takagi
- Método de Takagi modificado

- Método de Erickson
- Método de Novosel
- Medición sincronizada en dos nodos (Synchronized two-ended method)
- Medición no sincronizada en dos nodos (Unsynchronized two-ended method)

Con el fin de establecer las expresiones que permitan calcular la localización de la falla para los distintos tipos que estas presentan, se describirá con la ayuda de otros autores cada método. El modelamiento de la línea de transmisión bajo una falla se representa en la Figura 2, donde se modela una línea de transmisión conectada entre los nodos G y H en los cuales conectan con fuentes con sus respectivas impedancias.

En Figura 3 se presenta una falla en el punto F de la línea que está ubicado a una distancia m del nodo G, esta falla ocurre a través de una impedancia de falla R_F .

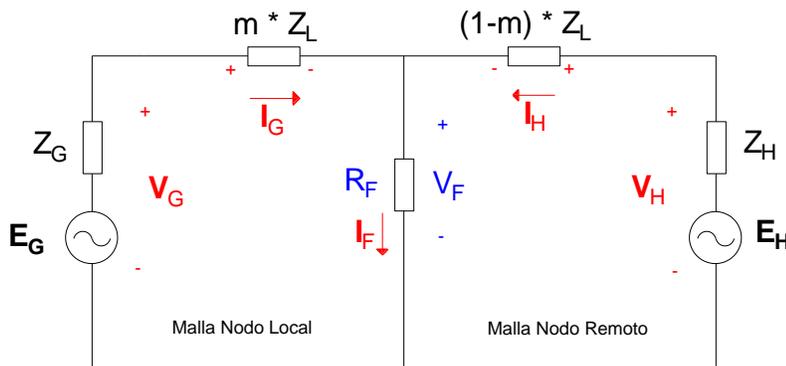


Figura 2. Diagrama eléctrico de una línea de transmisión durante una falla

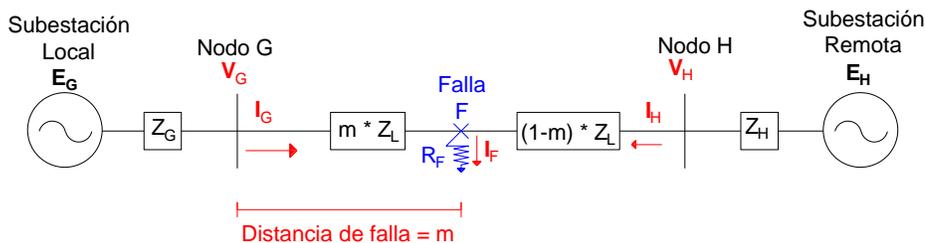


Figura 3. Circuito eléctrico de una línea de transmisión durante una falla

El análisis realizado del circuito que modela el sistema durante una falla se representa como un circuito de dos mallas como se muestra en la Figura 3. La Ecuación 1 es el resultado de aplicar una ley de tensiones de Kirchoff en la malla del nodo local.

$$V_G = m * Z_L * I_G + R_F * I_F \quad (1)$$

Al dividir la Ecuación 1 por la corriente del terminal G que representa la impedancia aparente de la falla medida desde el nodo G, se construye la Ecuación 2.

$$\frac{V_G}{I_G} = m * Z_L + \frac{R_F * I_F}{I_G} \quad (2)$$

Como aspecto para tener en cuenta en las tensiones y corrientes antes, durante y después de la falla, tendrán una característica dada por el tipo de falla que se presente. En la Tabla 2 se presentan los valores de tensión y corriente que deberán ser usados dependiendo de la naturaleza de la falla.

TIPO DE FALLA		VG	IG	ΔIG
MONOFASICA	A - GND	V_{AF}	$I_{AF} + kI_{G0}$	$I_{AF} - I_{Apre}$
	B - GND	V_{BF}	$I_{BF} + kI_{G0}$	$I_{BF} - I_{Bpre}$
	C - GND	V_{CF}	$I_{CF} + kI_{G0}$	$I_{CF} - I_{Cpre}$
BIFASICA	AB, AB - GND, ABC	$V_{AF} - V_{BF}$	$I_{AF} - I_{BF}$	$(I_{AF} - I_{Apre}) - (I_{BF} - I_{Bpre})$
BIFASICA A TIERRA	BC, BC - GND, ABC	$V_{BF} - V_{CF}$	$I_{BF} - I_{CF}$	$(I_{BF} - I_{Bpre}) - (I_{CF} - I_{Cpre})$
TRIFASICA	CA, CA - GND, ABC	$V_{CF} - V_{AF}$	$I_{CF} - I_{AF}$	$(I_{CF} - I_{Cpre}) - (I_{AF} - I_{Apre})$
$k = \frac{Z_{L0}}{Z_{L1}} - 1$				

Tabla 2. Resumen para cada tipo de falla

2.1 Método reactancia simple (Simple reactance method)

Caracterizado entre los métodos de un solo terminal en (IEEE C37.114, 2014), este es un método que toma como consideraciones en el modelamiento de la expresión, las mediciones de tensión y corriente durante la falla en el nodo G y basta con realizar el

análisis para la malla del nodo local (Çapar & Arsoy, 2014), se supone en este algoritmo que la resistencia de falla está en fase con la corriente de falla indicando que esta impedancia de falla es puramente resistiva (Alves et al., 2016), se consideran únicamente las partes imaginarias de las impedancias de falla y de línea. Este método supone además que la corriente entregada por la fuente local durante la falla es igual a la corriente de falla (Çapar & Arsoy, 2014) y no considera cargas conectadas en la línea (Gadge & Hadpe, 2018).

La Ecuación (3) resulta de aplicar las consideraciones mencionadas sobre la Ecuación (2) y despejar la distancia de falla m .

$$m = \left(\operatorname{Im} \left(\frac{V_G}{I_G} \right) - \operatorname{Im} \left(\frac{R_F * I_F}{I_G} \right) \right) * \left(\frac{1}{\operatorname{Im}(Z_L)} \right) \quad (3)$$

Una vez se ha supuesto que tanto la impedancia de falla es puramente resistiva y que las corrientes I_F e I_G están en fase, el término $R_F (I_F / I_G)$ tendrá un ángulo cero y como este método trabaja con las partes imaginarias de las impedancias se puede despreciar este término en el cálculo de la distancia de la falla.

$$m = \operatorname{Im} \left(\frac{V_G}{I_G} \right) * \frac{1}{\operatorname{Im}(Z_L)} \quad (4)$$

Finalmente, en este método se requiere conocer las mediciones de tensión y corriente en el nodo local, así como la impedancia de la línea. Como consecuencia de las consideraciones antes mencionadas es aclarado en (Idris et al., 2018) que existe un error asociado al método, ya que se desprecia la reactancia de falla, los aportes de corriente de las fuentes remotas y el efecto de la carga.

Una vez conocida la expresión necesaria para conocer el origen de la falla, es necesario describir la expresión para cada tipo de falla.

2.1.1 Falla monofásica fase A – Tierra

La Ecuación (5) presenta el cálculo para la localización de fallas de naturaleza monofásica. Esta ecuación se obtiene de reemplazar los valores de V_F e I_G de la Tabla 2 en la Ecuación (4).

$$m = \frac{\operatorname{Im}\left(\frac{V_{GAF}}{I_{GAF} + k * I_{G0}}\right)}{\operatorname{Im}(Z_{L1})} \quad (5)$$

2.1.2 Falla bifásica fases A – B

La Ecuación (6) presenta el cálculo para la localización de fallas de naturaleza bifásica. Esta ecuación se obtiene de reemplazar los valores de V_F e I_G de la Tabla 2 en la Ecuación (4).

$$m = \frac{\operatorname{Im}\left(\frac{V_{GAF} - V_{GBF}}{I_{GAF} - I_{GBF}}\right)}{\operatorname{Im}(Z_{L1})} \quad (6)$$

2.1.3 Falla bifásica a tierra fases B – C – Tierra

La Ecuación (7) presenta el cálculo para la localización de fallas de naturaleza bifásica a tierra. Esta ecuación se obtiene de reemplazar los valores de V_F e I_G de la Tabla 2 en la Ecuación (4).

$$m = \frac{\operatorname{Im}\left(\frac{V_{GBF} - V_{GCF}}{I_{GBF} - I_{GCF}}\right)}{\operatorname{Im}(Z_{L1})} \quad (7)$$

2.1.4 Falla trifásica fases A – B – C

La Ecuación (8) presenta el cálculo para la localización de fallas de naturaleza trifásica. Esta ecuación se obtiene de reemplazar los valores de V_F e I_G de la Tabla 2 en la Ecuación (4).

$$m = \frac{\text{Im}\left(\frac{V_{GCF} - V_{GAF}}{I_{GCF} - I_{GAF}}\right)}{\text{Im}(Z_{L1})} \quad (8)$$

2.2 Método de Takagi

El método de Takagi (Takagi et al., 1982) es utilizado cuando no se tiene el dato de impedancia de las fuentes, mediante el uso del teorema de superposición. En la Figura 4 se observa la implementación del teorema de superposición sobre la red en falla el cual es la red de pre-falla más la red en falla pura (Lei & Dong, 2019), el análisis de la distancia de falla se realiza sobre la red de falla pura ya que al estar las fuentes cortocircuitadas y en el punto de falla la inclusión de V_{F1pre} , se aplica un divisor de corriente para conocer la corriente I_F en función de las impedancias y del ΔI_G (Das et al., 2014).

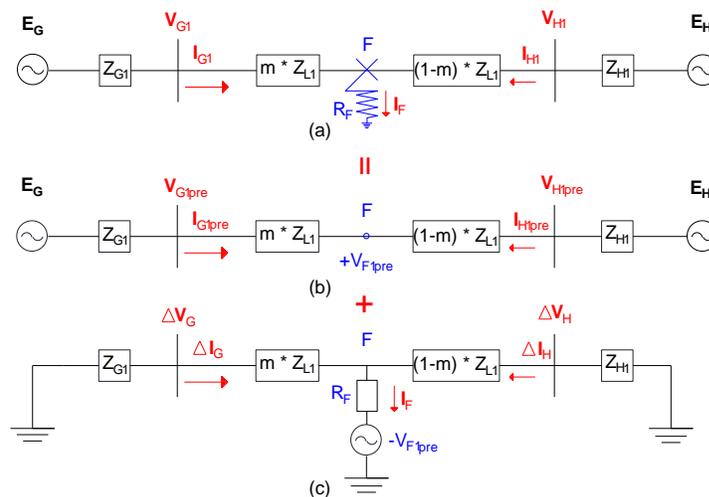


Figura 4. Teorema de superposición sobre una línea de transmisión en falla
a) Red en Falla b) Red pre-falla c) Red de pura falla

Trabajando sobre la red de falla pura que se muestra en la Figura 4 se construye la Ecuación (9) que representa la corriente de falla pura y la Ecuación (10) que representa la corriente de falla.

$$\Delta I_G = I_{Fault} - I_{Pre-fault} \quad (9)$$

$$I_F = \left(\frac{Z_{G1} + Z_{L1} + Z_{H1}}{(1-m)Z_{L1} + Z_{H1}} \right) * \Delta I_G \quad (10)$$

En (IEEE C37.114, 2014) y (Das, 2017) construyen el factor de distribución (ds) como la relación entre el ΔI_G y la corriente de falla I_F como se muestra en la Ecuación (11).

$$ds = |ds| \angle \beta = \frac{\Delta I_G}{I_F} = \frac{(1-m)Z_{L1} + Z_{H1}}{Z_{G1} + Z_{L1} + Z_{H1}} \quad (11)$$

Se reemplaza el valor de I_F de la Ecuación (10) en la Ecuación (1), para la construcción de la Ecuación (12).

$$V_G = m * Z_L * I_G + R_F * \left(\frac{1}{ds} \right) * \Delta I_G \quad (12)$$

Se multiplica la Ecuación (12) por el complejo conjugado de ΔI_G , al igual que el método anterior se trabaja con las partes imaginarias.

$$\text{Im}(V_G * \Delta I_G^*) = m * \text{Im}(Z_L * I_G * \Delta I_G^*) + R_F * \text{Im}\left(\left(\frac{1}{ds}\right) * \Delta I_G * \Delta I_G^*\right) \quad (13)$$

Las consideraciones del método de Takagi que permiten reducir la Ecuación (13) parten de que el método es aplicable para sistemas homogéneos (Yadav et al., 2018), donde las impedancias de secuencia positiva de la línea y de las fuentes tanto locales como remotas tienen el mismo ángulo (Yadav et al., 2018), por esto el factor de distribución de corriente ds tiene ángulo $\beta = 0$, como el ds un número real, así como también la multiplicación del ΔI_G por su conjugado, como resultado se reduce Ecuación (13) en la Ecuación (14).

$$\text{Im}(V_G * \Delta I_G^*) = m * \text{Im}(Z_L * I_G * \Delta I_G^*) \quad (14)$$

Despejando para m en la Ecuación (14), se construye la Ecuación (15).

$$m = \frac{\text{Im}(V_G * \Delta I_G^*)}{\text{Im}(Z_L * I_G * \Delta I_G^*)} \quad (15)$$

La Ecuación (15) considera la medición de corriente antes y después de la falla, como alternativa al no conocer la impedancia de las fuentes.

Una vez conocida la expresión necesaria para conocer el origen de la falla, es necesario describir la expresión para cada tipo de falla.

2.2.1 Falla monofásica fase A – Tierra

La Ecuación (16) presenta el cálculo para la localización de fallas de naturaleza monofásica. Esta ecuación se obtiene de reemplazar los valores de V_F , I_G y ΔI_G de la Tabla 2 en la Ecuación (15).

$$m = \frac{\text{Im}\left((V_{GAF}) * (I_{GAF} - I_{GApre})^*\right)}{\text{Im}\left(Z_{L1} * (I_{GAF} + kI_{G0}) * (I_{GAF} - I_{GApre})^*\right)} \quad (16)$$

2.2.2 Falla bifásica fases A – B

La Ecuación (17) presenta el cálculo para la localización de fallas de naturaleza bifásica. Esta ecuación se obtiene de reemplazar los valores de V_F , I_G y ΔI_G de la Tabla 2 en la Ecuación (15).

$$m = \frac{\text{Im}\left((V_{GAF} - V_{GBF}) * \left(\left(I_{GAF} - I_{GApre}\right) - \left(I_{GBF} - I_{GBpre}\right)\right)^*\right)}{\text{Im}\left(Z_{L1} * (I_{GAF} - I_{GBF}) * \left(\left(I_{GAF} - I_{GApre}\right) - \left(I_{GBF} - I_{GBpre}\right)\right)^*\right)} \quad (17)$$

2.2.3 Falla bifásica a tierra fases B – C – Tierra

La Ecuación (18) presenta el cálculo para la localización de fallas de naturaleza bifásica a tierra. Esta ecuación se obtiene de reemplazar los valores de V_F , I_G y ΔI_G de la Tabla 2 en la Ecuación (15).

$$m = \frac{\text{Im}\left((V_{GBF} - V_{GCF}) * \left(\left(I_{GBF} - I_{GBpre}\right) - \left(I_{GCF} - I_{GCpre}\right)\right)^*\right)}{\text{Im}\left(Z_{L1} * (I_{GBF} - I_{GCF}) * \left(\left(I_{GBF} - I_{GBpre}\right) - \left(I_{GCF} - I_{GCpre}\right)\right)^*\right)} \quad (18)$$

2.2.4 Falla trifásica fases A – B – C

La Ecuación (19) presenta el cálculo para la localización de fallas de naturaleza trifásica. Esta ecuación se obtiene de reemplazar los valores de V_F , I_G y ΔI_G de la Tabla 2 en la Ecuación (15).

$$m = \frac{\text{Im}\left((V_{GCF} - V_{GAF}) * \left(\left(I_{GCF} - I_{GCpre}\right) - \left(I_{GAF} - I_{GApre}\right)\right)^*\right)}{\text{Im}\left(Z_{L1} * (I_{GCF} - I_{GAF}) * \left(\left(I_{GCF} - I_{GCpre}\right) - \left(I_{GAF} - I_{GApre}\right)\right)^*\right)} \quad (19)$$

2.3 Método de Takagi modificado

Este método permite corregir cuando el sistema no es homogéneo y cuando no se conoce la corriente pre-falla, para ello el método no trabaja con la secuencia positiva del sistema en falla pura, sino que trabaja con la secuencia cero del sistema durante una falla monofásica. Como es mencionado en (Das et al., 2014) y (Yadav et al., 2018) la corriente de secuencia cero es similar al delta de corrientes únicamente cuando ocurre una falla monofásica en condiciones de operación balanceadas.

En la Ecuación (20) se reemplaza el delta de corriente por 3 veces la corriente de secuencia cero de la falla monofásica en la Ecuación (15).

$$m = \frac{\text{Im}\left(V_G * (3I_{G0})^*\right)}{\text{Im}\left(Z_{L1} * I_G * (3I_{G0})^*\right)} \quad (20)$$

Conocida la distancia de falla estimada presentada en la Ecuación (20), se corrige por la no homogeneidad del sistema, para ello al igual que para el método de Takagi sin modificar se calcula la corriente I_F de la Figura 5, que permite construir el factor distribuido de corriente (ds) para el sistema en componente de secuencia cero, durante una falla monofásica tierra.

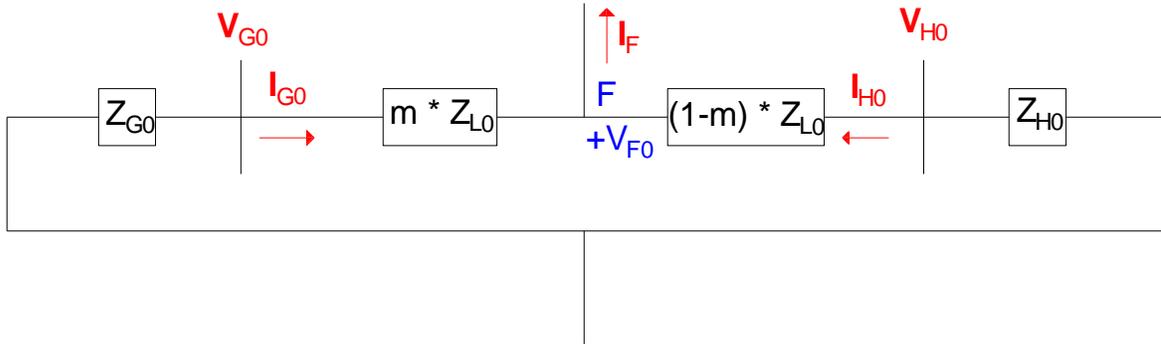


Figura 5. Red de secuencia homopolar durante una falla monofásica a tierra (falla desbalanceada)

$$I_F = \left(\frac{Z_{G0} + Z_{L0} + Z_{H0}}{(1-m)Z_{L0} + Z_{H0}} \right) * 3I_{G0} \quad (21)$$

$$ds = |ds| \angle \beta = \frac{I_F}{3 * I_{G0}} = \frac{Z_{G0} + Z_{L0} + Z_{H0}}{(1-m)Z_{L0} + Z_{H0}} \quad (22)$$

El método de Takagi modificado usa el ángulo del factor de distribución de corriente para corregir el cálculo de la localización de la falla, incluyendo la corrección por ángulo en la ecuación (20) para la construcción de la Ecuación (23).

$$m = \frac{\text{Im}\left(V_G * (3I_{G0})^* * e^{-j\beta}\right)}{\text{Im}\left(Z_{L1} * I_G * (3I_{G0})^* * e^{-j\beta}\right)} \quad (23)$$

A continuación, se realiza la descripción de la expresión para la falla monofásica.

2.3.1 Falla monofásica fase A – Tierra

La Ecuación (24) presenta el cálculo para la localización de fallas de naturaleza monofásica. Esta ecuación se obtiene de reemplazar los valores de V_F e I_G de la Tabla 2 en la Ecuación (20).

$$m = \frac{\text{Im}\left(V_{GAF} * (3I_{G0})^* * e^{-j\beta}\right)}{\text{Im}\left(Z_{L1} * (I_{GAF} + kI_{G0}) * (3I_{G0})^* * e^{-j\beta}\right)} \quad (24)$$

2.4 Método de Eriksson

Para implementar este método se deben conocer las impedancias de secuencia positiva de los nodos a los que se conecta la línea donde ocurre la falla, así como los Thévenin que representan la red conectada a ambos extremos. Es allí donde para conocer el modelo completo es necesario conocer con exactitud las impedancias de secuencia positiva de los generadores locales y remotos.

Se podrá determinar mediante la Ecuación (25) la impedancia de secuencia positiva para la fuente local, mientras que para la fuente remota deberá ser conocida

$$Z_{G1} = -\frac{V_{G1} - V_{G1pre}}{I_{G1} - I_{G1pre}} \quad (25)$$

Para conocer el origen de la falla este método presentado en (Eriksson et al., 1985) utiliza el factor de distribución de corriente (ds) para corregir la no homogeneidad del sistema, para ello se reemplaza la Ecuación (11) en la Ecuación (12), de este reemplazo se construye la Ecuación (26).

$$V_G = m * Z_L * I_G + R_F * \left(\frac{Z_{G1} + Z_{L1} + Z_{H1}}{(1-m)Z_{L1} + Z_{H1}} \right) * \Delta I_G \quad (26)$$

Reorganizando los términos de la Ecuación (26), igualando a cero y multiplicando por $((1-m) * Z_{L1} + Z_{H1})$ se construye la Ecuación (27).

$$0 = m * Z_L * I_G * ((1-m)Z_{L1} + Z_{H1}) + R_F * \left(\frac{Z_{G1} + Z_{L1} + Z_{H1}}{(1-m)Z_{L1} + Z_{H1}} \right) * \Delta I_G * \dots \quad (27)$$

$$* ((1-m)Z_{L1} + Z_{H1}) - V_G * ((1-m)Z_{L1} + Z_{H1})$$

La Ecuación (28) expande y simplifica la Ecuación (27).

$$0 = m * Z_L * I_G * (Z_{L1} - m * Z_{L1} + Z_{H1}) + R_F * (Z_{G1} + Z_{L1} + Z_{H1}) * \Delta I_G - \dots \quad (28)$$

$$- V_G * (Z_{L1} - m * Z_{L1} + Z_{H1})$$

En la Ecuación (29) se evidencia que el grado de esta es 2, en las Ecuaciones (29), (30), (31) y (32) se realiza álgebra para organizar de forma estándar la ecuación.

$$0 = m * Z_{L1}^2 * I_G - m^2 * Z_{L1}^2 * I_G + m * Z_{L1} * Z_{H1} * I_G + \dots \quad (29)$$

$$+ R_F * (Z_{G1} + Z_{L1} + Z_{H1}) * \Delta I_G - V_G * Z_{L1} + m * V_G * Z_{L1} - V_G * Z_{H1}$$

$$\begin{aligned}
0 = & -\frac{m^2 * Z_{L1}^2 * I_G}{Z_{L1}^2 * I_G} + \frac{m * Z_{L1}^2 * I_G}{Z_{L1}^2 * I_G} + \frac{m * Z_{L1} * Z_{H1} * I_G}{Z_{L1}^2 * I_G} + \dots \\
& + \frac{m * V_G * Z_{L1}}{Z_{L1}^2 * I_G} - \frac{V_G * Z_{L1}}{Z_{L1}^2 * I_G} - \frac{V_G * Z_{H1}}{Z_{L1}^2 * I_G} + \frac{(Z_{G1} + Z_{L1} + Z_{H1}) * \Delta I_G}{Z_{L1}^2 * I_G} * R_F
\end{aligned} \tag{30}$$

$$\begin{aligned}
0 = & -m^2 + m + m * \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} + m * \frac{V_G}{Z_{L1} * I_G} - \frac{V_G}{Z_{L1} * I_G} - \frac{V_G * Z_{H1}}{Z_{L1}^2 * I_G} + \dots \\
& + \frac{(Z_{G1} + Z_{L1} + Z_{H1}) * \Delta I_G}{Z_{L1}^2 * I_G} * R_F
\end{aligned} \tag{31}$$

$$\begin{aligned}
0 = & -m^2 + m \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} + \frac{V_G}{Z_{L1} * I_G} \right) - \frac{V_G}{Z_{L1} * I_G} \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) + \dots \\
& + \left(\frac{\Delta I_G}{Z_{L1} * I_G} * \frac{Z_{G1} + Z_{L1} + Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) R_F
\end{aligned} \tag{32}$$

Por último, se tiene a la Ecuación (33) donde resulta una ecuación de orden 2, escrita de la forma general.

$$m^2 - m \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} + \frac{V_G}{Z_{L1} * I_G} \right) + \frac{V_G}{Z_{L1} * I_G} \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) - \left(\frac{\Delta I_G}{Z_{L1} * I_G} * \left(1 + \frac{Z_{G1} + Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) \right) R_F = 0 \tag{33}$$

Para reducir la expresión el método construye las constantes k1, k2 y k3 las cuales son llamadas en (IEEE C37.114, 2014) como:

K1 = Función compleja de voltaje local:

$$k_1 = a + jb = \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} + \frac{V_G}{Z_{L1} * I_G} \right) \quad (34)$$

K2 = Función compleja de corriente:

$$k_2 = c + jd = \frac{V_G}{Z_{L1} * I_G} \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) \quad (35)$$

K3 = Función compleja de Impedancias de las fuentes:

$$k_3 = e + jf = \frac{\Delta I_G}{Z_{L1} * I_G} * \left(1 + \frac{Z_{G1} + Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) \quad (36)$$

La Ecuación (37) reescribe la Ecuación (33) reemplazando las constantes k1, k2 y k3.

$$m^2 - k_1 * m + k_2 - k_3 * R_F = 0 \quad (37)$$

La Ecuación (37) se encuentra propuesta en (IEEE C37.114, 2014), (S. Das et al., 2014) y (Obalin & Majstrenko, 2019) y la resuelven aplicando la fórmula cuadrática de la Ecuación (38).

$$m = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (38)$$

La Ecuación (39) describe las constantes a, b y c, encontradas en (Novosel et al., 1996).

$$\begin{aligned}
 a &= 1 \\
 b &= -\left(\operatorname{Re}(k_1) - \frac{\operatorname{Im}(k_1) * \operatorname{Re}(k_3)}{\operatorname{Im}(k_3)} \right) \\
 c &= \operatorname{Re}(k_2) - \frac{\operatorname{Im}(k_2) * \operatorname{Re}(k_3)}{\operatorname{Im}(k_3)}
 \end{aligned} \tag{39}$$

En (S. Das et al., 2014) se muestra la Ecuación (40) en la cual se reemplazan directamente los valores k de las Ecuaciones (34), (35) y (36), lo que permite ya no calcular las constantes a y c de la Ecuación (39).

$$m = \frac{\left(a - \frac{eb}{f} \right) \pm \sqrt{\left(a - \frac{eb}{f} \right)^2 - 4 \left(c - \frac{ed}{f} \right)}}{2} \tag{40}$$

Los coeficientes k_1 , k_2 y k_3 están en función de las impedancias de secuencia positiva de los Thévenin conectados a los terminales local y remoto. Por último, se deberán reemplazar los coeficientes k en la Ecuación (40) y se deberá trabajar con el resultado que esté entre 0 y 1 ya que este valor está en por unidad.

Una vez conocida la expresión necesaria para conocer el origen de la falla, es necesario describir la expresión para cada tipo de falla.

2.4.1 Falla monofásica fase A – Tierra

Las Ecuaciones (41), (42) y (43) presentan el cálculo para las constantes k_1 , k_2 y k_3 , respectivamente para una falla monofásica, para ello se reemplazan los valores de V_F , I_G y ΔI_G de la Tabla 2 en las Ecuaciones (34), (35) y (36). Luego de conocer estas constantes se deben reemplazar en la Ecuación (40).

$$k_1 = a + jb = \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} + \frac{V_{GAF}}{Z_{L1} * (I_{GAF} + kI_{G0})} \right) \tag{41}$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_{GAF}}{Z_{L1} * (I_{GAF} + kI_{G0})} \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) \quad (42)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{(I_{GAF} - I_{GAPre})}{Z_{L1} * (I_{GAF} + kI_{G0})} \left(1 + \frac{Z_{G1} + Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) \quad (43)$$

2.4.2 Falla bifásica fases A – B

Las Ecuaciones (44), (45) y (46) presentan el cálculo para las constantes k_1 , k_2 y k_3 , respectivamente para una falla bifásica, para ello se reemplazan los valores de V_F , I_G y ΔI_G de la Tabla 2 en las Ecuaciones (34), (35) y (36). Luego de conocer estas constantes se deben reemplazar en la Ecuación (40).

$$k_1 = a + jb = \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} + \frac{V_{GAF} - V_{GBF}}{Z_{L1} * (I_{GAF} - I_{GBF})} \right) \quad (44)$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_{GAF} - V_{GBF}}{Z_{L1} * (I_{GAF} - I_{GBF})} \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) \quad (45)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{(I_{GAF} - I_{APre}) - (I_{GBF} - I_{GBpre})}{Z_{L1} * (I_{GAF} - I_{GBF})} \left(1 + \frac{Z_{G1} + Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) \quad (46)$$

2.4.3 Falla bifásica a tierra fases B – C – Tierra

Las Ecuaciones (47), (48) y (49) presentan el cálculo para las constantes k_1 , k_2 y k_3 , respectivamente para una falla bifásica, para ello se reemplazan los valores de V_F , I_G y ΔI_G de la Tabla 2 en las Ecuaciones (34), (35) y (36). Luego de conocer estas constantes se deben reemplazar en la Ecuación (40).

$$k_1 = a + jb = \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} + \frac{V_{GBF} - V_{GCF}}{Z_{L1} * (I_{GBF} - I_{GCF})} \right) \quad (47)$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_{GBF} - V_{GCF}}{Z_{L1} * (I_{GBF} - I_{GCF})} \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) \quad (48)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{(I_{GBF} - I_{GBpre}) - (I_{GCF} - I_{GCpre})}{Z_{L1} * (I_{GBF} - I_{GCF})} \left(1 + \frac{Z_{G1} + Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) \quad (49)$$

2.4.4 Falla trifásica fases A – B – C

Las Ecuaciones (50), (51) y (52) presentan el cálculo para las constantes k_1 , k_2 y k_3 , respectivamente para una falla bifásica, para ello se reemplazan los valores de V_F , I_G y ΔI_G de la Tabla 2 en las Ecuaciones (34), (35) y (36). Luego de conocer estas constantes se deben reemplazar en la Ecuación (40).

$$k_1 = a + jb = \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} + \frac{V_{GCF} - V_{GAF}}{Z_{L1} * (I_{GCF} - I_{GAF})} \right) \quad (50)$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_{GCF} - V_{GAF}}{Z_{L1} * (I_{GCF} - I_{GAF})} \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) \quad (51)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{(I_{GCF} - I_{GCpre}) - (I_{GAF} - I_{GAPre})}{Z_{L1} * (I_{GCF} - I_{GAF})} \left(1 + \frac{Z_{G1} + Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) \quad (52)$$

2.5 Método de Novosel

El método de Novosel (Novosel et al., 1996) es una versión modificad del método de Eriksson y es comúnmente aplicado para la localización de fallas en sistemas de transmisión radial. Consiste en asumir una impedancia de carga constante, de esta manera

bastará reemplazar la impedancia del equivalente Thévenin del nodo remoto (Z_{H1}) por la impedancia de la carga ya asumida.

Como este método es utilizado para sistemas radiales el modelo presentado en la Figura 6 es el utilizado para la construcción del circuito representado en la Figura 7.

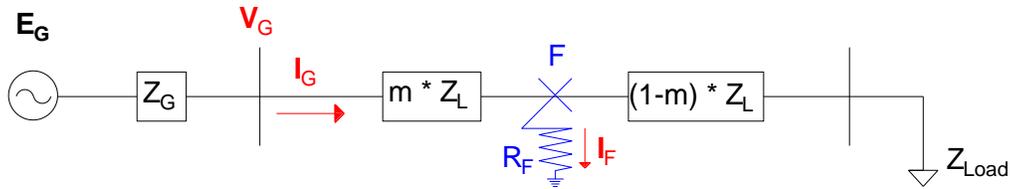


Figura 6.Red radial con carga constante en falla

A diferencia del método de Eriksson esta configuración elimina el equivalente de red del nodo remoto y lo sustituye por una carga de impedancia constante, el circuito eléctrico equivalente es representado en la Figura 7.

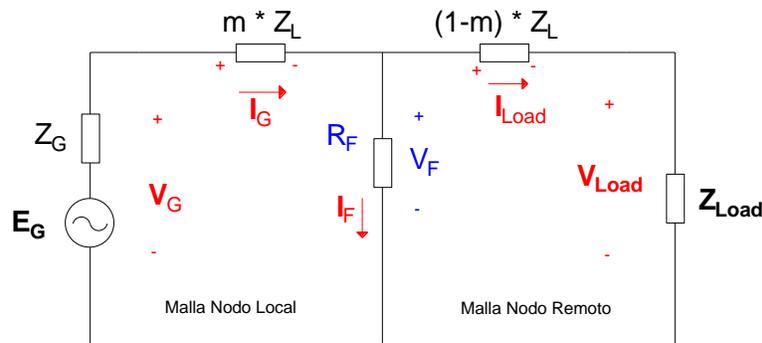


Figura 7.Circuito eléctrico de una línea de transmisión de una red radial durante una
 falla

Las ecuaciones del método de Novosel son las mismas que del método de Eriksson al igual que su solución, esto debido a que solo se realiza el cambio de la impedancia Thévenin del nodo Remoto por una impedancia de carga constante.

Las Ecuaciones (53), (54) y (55) presentan el cálculo para los coeficientes k_1 , k_2 , y k_3 respectivamente.

$$k_1 = a + jb = \left(1 + \frac{Z_{CARGA}}{Z_{L1}} + \frac{V_G}{Z_{L1} * I_G} \right) \quad (53)$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_G}{Z_{L1} * I_G} \left(1 + \frac{Z_{CARGA}}{Z_{L1}} \right) \quad (54)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{\Delta I_G}{Z_{L1} * I_G} * \left(1 + \frac{Z_{G1} + Z_{CARGA}}{Z_{L1}} \right) \quad (55)$$

Los coeficientes k_1 , k_2 y k_3 quedan en función de las impedancias de secuencia positiva del Thévenin conectado en el nodo local y de la impedancia de carga la cual estará conectada en el nodo remoto.

Por último, se deberán reemplazar los coeficientes k de las Ecuaciones (53), (54) y (55) en la Ecuación (40) de la misma manera que para el método de Eriksson.

Una vez conocida la expresión necesaria para conocer el origen de la falla, es necesario describir la expresión para cada tipo de falla.

2.5.1 Falla monofásica fase A – Tierra

Las Ecuaciones (56), (57) y (58) presentan el cálculo para las constantes k_1 , k_2 y k_3 , respectivamente para una falla monofásica, para ello se reemplazan los valores de V_F , I_G y ΔI_G de la Tabla 2 en las Ecuaciones (53), (54) y (55). Luego de conocer estas constantes se deben reemplazar en la Ecuación (40).

$$k_1 = a + jb = \left(1 + \frac{Z_{CARGA}}{Z_{L1}} + \frac{V_{GAF}}{Z_{L1} * (I_{GAF} + kI_{G0})} \right) \quad (56)$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_{GAF}}{Z_{L1} * (I_{GAF} + kI_{G0})} \left(1 + \frac{Z_{CARGA}}{Z_{L1}} \right) \quad (57)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{(I_{GAF} - I_{GAPre})}{Z_{L1} * (I_{GAF} + kI_{G0})} \left(1 + \frac{Z_{G1} + Z_{CARGA}}{Z_{L1}} \right) \quad (58)$$

2.5.2 Falla bifásica fases A – B

Las Ecuaciones (59), (60) y (61) presentan el cálculo para las constantes k_1 , k_2 y k_3 , respectivamente para una falla bifásica, para ello se reemplazan los valores de V_F , I_G y ΔI_G de la Tabla 2 en las Ecuaciones (53), (54) y (55). Luego de conocer estas constantes se deben reemplazar en la Ecuación (40).

$$k_1 = a + jb = \left(1 + \frac{Z_{CARGA}}{Z_{L1}} + \frac{V_{GAF} - V_{GBF}}{Z_{L1} * (I_{GAF} - I_{GBF})} \right) \quad (59)$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_{GAF} - V_{GBF}}{Z_{L1} * (I_{GAF} - I_{GBF})} \left(1 + \frac{Z_{CARGA}}{Z_{L1}} \right) \quad (60)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{(I_{GAF} - I_{APre}) - (I_{GBF} - I_{GBPre})}{Z_{L1} * (I_{GAF} - I_{GBF})} \left(1 + \frac{Z_{G1} + Z_{CARGA}}{Z_{L1}} \right) \quad (61)$$

2.5.3 Falla bifásica a tierra fases B – C – Tierra

Las Ecuaciones (62), (63) y (64) presentan el cálculo para las constantes k_1 , k_2 y k_3 , respectivamente para una falla bifásica a tierra, para ello se reemplazan los valores de V_F , I_G y ΔI_G de la Tabla 2 en las Ecuaciones (53), (54) y (55). Luego de conocer estas constantes se deben reemplazar en la Ecuación (40).

$$k_1 = a + jb = \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} + \frac{V_{GBF} - V_{GCF}}{Z_{L1} * (I_{GBF} - I_{GCF})} \right) \quad (62)$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_{GBF} - V_{GCF}}{Z_{L1} * (I_{GBF} - I_{GCF})} \left(1 + \frac{Z_{H1}}{Z_{L1}} \right) \quad (63)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{(I_{GBF} - I_{GBpre}) - (I_{GCF} - I_{GCpre})}{Z_{L1} * (I_{GBF} - I_{GCF})} \left(1 + \frac{Z_{G1} + Z_{CARGA}}{Z_{L1}} \right) \quad (64)$$

2.5.4 Falla trifásica fases A – B – C

Las Ecuaciones (65), (66) y (67) presentan el cálculo para las constantes k_1 , k_2 y k_3 , respectivamente para una falla monofásica, para ello se reemplazan los valores de V_F , I_G y ΔI_G de la Tabla 2 en las Ecuaciones (53), (54) y (55). Luego de conocer estas constantes se deben reemplazar en la Ecuación (40).

$$k_1 = a + jb = \left(1 + \frac{Z_{CARGA}}{Z_{L1}} + \frac{V_{GCF} - V_{GAF}}{Z_{L1} * (I_{GCF} - I_{GAF})} \right) \quad (65)$$

$$k_2 = c + jd = \frac{V_{GCF} - V_{GAF}}{Z_{L1} * (I_{GCF} - I_{GAF})} \left(1 + \frac{Z_{CARGA}}{Z_{L1}} \right) \quad (66)$$

$$k_3 = e + jf = \frac{(I_{GCF} - I_{GCpre}) - (I_{GAF} - I_{GAPre})}{Z_{L1} * (I_{GCF} - I_{GAF})} \left(1 + \frac{Z_{G1} + Z_{CARGA}}{Z_{L1}} \right) \quad (67)$$

2.6 Medición sincronizada en dos nodos (Synchronized two-ended method)

El estándar presenta el algoritmo de medición sincronizada en dos nodos (Turner, 2005), este método es llamado así por utilizar las mediciones de tensión y corriente de los nodos remoto y local para la estimación de la distancia de la falla, además de ello este método requiere de un GPS que permita sincronizar el muestreo de las mediciones de voltaje y corriente en los extremos de la línea (Gaspar et al., 2019).

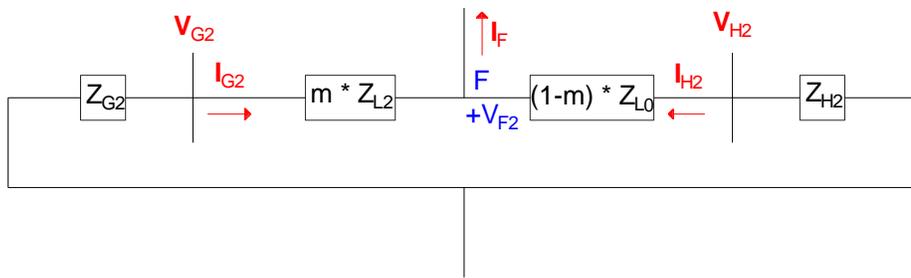


Figura 8. Red de secuencia negativa durante una falla desbalanceada

En la Figura 8, se presenta el circuito de secuencia de negativa durante una falla desbalanceada. La Ecuación (68) resulta de aplicar una ley de tensiones de Kirchoff en la malla del nodo local.

$$-V_{F2} - mZ_{L2}I_{G2} + V_{G2} = 0 \quad (68)$$

Aplicando una ley de tensiones de Kirchoff para el nodo remoto se construye la Ecuación (69).

$$-V_{F2} - (1-m)Z_{L2}I_{H2} + V_{H2} = 0 \quad (69)$$

Despejando el voltaje de falla de las de Ecuaciones (68) y (69), se construyen las Ecuaciones (70) y (71).

$$V_{F2} = V_{G2} - mZ_{L2}I_{G2} \quad (70)$$

$$V_{F2} = V_{H2} - (1-m)Z_{L2}I_{H2} \quad (71)$$

En la Ecuación (72) se igualan las Ecuaciones (70) y (71), luego se realiza álgebra con el fin despejar la longitud de falla m de esta ecuación, como se muestra en las Ecuaciones (73), (74) y (75).

$$V_{G2} - mZ_{L2}I_{G2} = V_{H2} - (1-m)Z_{L2}I_{H2} \quad (72)$$

$$mZ_{L2}I_{G2} - (Z_{L2}I_{H2} - mZ_{L2}I_{H2}) = V_{G2} - V_{H2} \quad (73)$$

$$mZ_{L2}I_{G2} + mZ_{L2}I_{H2} = V_{G2} - V_{H2} + Z_{L2}I_{H2} \quad (74)$$

$$m(Z_{L2}I_{G2} + Z_{L2}I_{H2}) = V_{G2} - V_{H2} + Z_{L2}I_{H2} \quad (75)$$

Con la Ecuación (76) se puede calcular la distancia de la falla en por unidad.

$$m = \frac{V_{G2} - V_{H2} + Z_{L2}I_{H2}}{Z_{L2}(I_{G2} + I_{H2})} \quad (76)$$

Para las fallas de naturaleza monofásica, bifásica y bifásica a tierra, de la Ecuación (76), se destaca que no es necesario conocer el valor de la impedancia de falla, lo más importante de este método es la implementación del GPS que permita muestrear sincronizadamente en los dos extremos de la línea, la corriente y el voltaje, como se plantea en (Filatova et al., 2020).

Para el caso de una falla trifásica no existen las componentes de secuencia negativa, se debe aplicar el mismo principio de localización de falla con las componentes de secuencia positiva del sistema como se muestra en la Ecuación (77).

$$m = \frac{V_{G1} - V_{H1} + Z_{L1} I_{H1}}{Z_{L1} (I_{G1} + I_{H1})} \quad (77)$$

2.7 Medición no sincronizada en dos nodos (Unsynchronized two-ended method).

El método de dos terminales no sincronizado, llamado así porque el GPS de referencia que permite medir los voltajes y corrientes en un tiempo común puede estar averiado o no existir, este método presentado en (Saha et al., 2010) busca sincronizar los fasores de tensión y corriente medidos a los dos terminales de la línea, para ello se considera la inclusión del operador de sincronización $e^{j\delta}$.

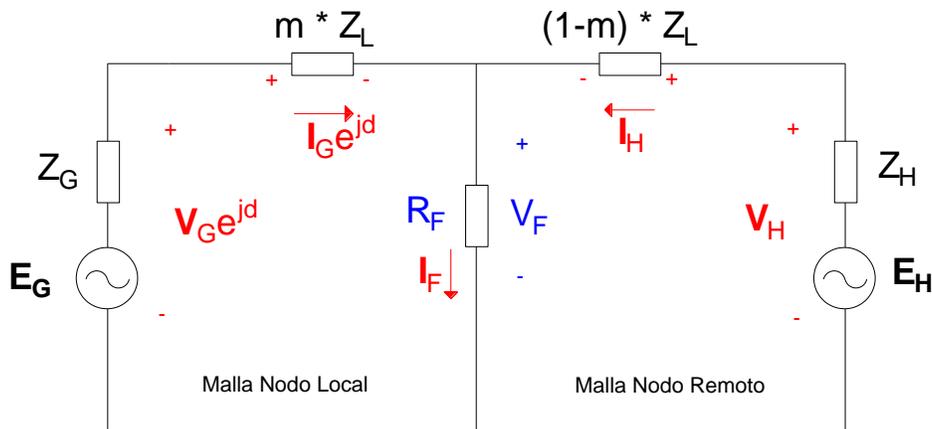


Figura 9. Circuito eléctrico de una línea de transmisión en falla con mediciones en los extremos no sincronizada

En (Lahmar & Liao, 2017) y (Lahmar, 2018) para sincronizar estas mediciones, toman como referencia el terminal H, por tanto, las mediciones de tensión y corriente del terminal G se multiplican por el operador de sincronización, en las Ecuaciones (78) y (79) se aplica

una ley de tensiones de Kirchoff en las mallas local y remota respectivamente del circuito de la Figura 9, en estas expresiones está incluido el operador de sincronización.

$$0 = -V_{Fi} + V_{Gi}e^{j\delta} - mZ_{Li}I_{Gi}e^{j\delta} \quad (78)$$

$$0 = -V_{Fi} + V_{Hi} - (1-m)Z_{Li}I_{Hi} \quad (79)$$

Para calcular el operador de sincronización se igualan las Ecuaciones (78) y (79) y se despeja el operador:

$$\cancel{-V_{Fi}} + V_{Gi}e^{j\delta} - mZ_{Li}I_{Gi}e^{j\delta} = \cancel{-V_{Fi}} + V_{Hi} - (1-m)Z_{Li}I_{Hi} \quad (80)$$

$$e^{j\delta}(V_{Gi} - mZ_{Li}I_{Gi}) = V_{Hi} - (1-m)Z_{Li}I_{Hi} \quad (81)$$

$$e^{j\delta} = \frac{V_{Hi} - Z_{Li}I_{Hi} + mZ_{Li}I_{Hi}}{V_{Gi} - mZ_{Li}I_{Gi}} \quad (82)$$

Una vez construida la expresión del operador de sincronización lo que propone (Das et al., 2014) y (Saha et al., 2010) es tomar el valor absoluto de la Ecuación (82) para su posterior sustitución en la Ecuación (81), con esto lo que pretende este método, es evitar el cálculo del factor de sincronización y solo realizar el cálculo de la distancia de la falla.

$$e^{j\delta} = \left| \frac{V_{Hi} - Z_{Li}I_{Hi} + mZ_{Li}I_{Hi}}{V_{Gi} - mZ_{Li}I_{Gi}} \right| \quad (83)$$

Reemplazando la Ecuación (83) en la Ecuación (81), se construye la Ecuación (84).

$$\frac{|V_{Hi} - Z_{Li}I_{Hi} + mZ_{Li}I_{Hi}|}{|V_{Gi} - mZ_{Li}I_{Gi}|} (V_{Gi} - mZ_{Li}I_{Gi}) = V_{Hi} - (1-m)Z_{Li}I_{Hi} \quad (84)$$

Reorganizando términos se construye la Ecuación (85).

$$Am^2 + Bm + C = 0 \quad (85)$$

Donde:

$$\begin{aligned} A &= |Z_{Li} I_{Gi}|^2 - |Z_{Li} I_{Hi}|^2 \\ B &= -2 * \text{Re} \left[V_{Gi} (Z_{Li} I_{Gi})^* + (V_{Hi} - Z_{Li} I_{Hi}) (Z_{Li} I_{Hi})^* \right] \\ C &= |V_{Gi}|^2 - |V_{Hi} - Z_{Li} I_{Hi}|^2 \end{aligned} \quad (86)$$

Una vez calculadas las constantes A, B y C con la Ecuación (86) se reemplazan estas constantes en la Ecuación (38) y trabajar con el resultado entre 0 y 1, ya que es un resultado de la localización de la falla en por unidad.

En la Ecuación (87) se presenta el cálculo para las constantes A, B y C, para fallas monofásica, bifásica y bifásica a tierra para ello se reemplazan los valores de I_G , I_H , V_F y V_G de la Tabla 2 en la Ecuación (86).

$$\begin{aligned} A &= |Z_{L2} (I_{G2})|^2 - |Z_{L2} (I_{H2})|^2 \\ B &= -2 * \text{Re} \left[(V_{G2}) (Z_{L2} * I_{G2})^* + (V_{H2} - Z_{L2} I_{H2}) (Z_{L2} I_{H2})^* \right] \\ C &= |V_{G2}|^2 - |V_{H2} - Z_{L2} I_{H2}|^2 \end{aligned} \quad (87)$$

Para la falla trifásica, se debe aplicar el mismo principio de localización de falla con las componentes de secuencia positiva del sistema como se muestra en la Ecuación (88).

$$\begin{aligned}
 A &= |Z_{L1}(I_{G1})|^2 - |Z_{L1}(I_{H1})|^2 \\
 B &= -2 * \text{Re} \left[(V_{G1})(Z_{L1} * I_{G1})^* + (V_{H1} - Z_{L1}I_{H1})(Z_{L1}I_{H1})^* \right] \\
 C &= |V_{G1}|^2 - |V_{H1} - Z_{L1}I_{H1}|^2
 \end{aligned} \tag{88}$$

2.8 Descripción de las variables

A continuación, se mencionan las variables usadas en la descripción de las ecuaciones para el cálculo de la distancia de falla en los diferentes métodos propuestos.

- $V_{GAF}, V_{GBF}, V_{GCF}$: Tensión de falla en la fase A, B y C en terminal G en kV.
- V_{G0}, V_{G1}, V_{G2} : Tensión de falla en secuencia cero, positiva y negativa del terminal G en kV.
- V_{H0}, V_{H1}, V_{H2} : Tensión de falla en secuencia cero, positiva y negativa del terminal H en kV.
- $I_{GAF}, I_{GBF}, I_{GCF}$: Corriente de falla en la fase A, B Y C en terminal G en kA.
- $I_{Apre}, I_{Bpre}, I_{Cpre}$: Corriente de pre-falla en la fase A, B Y C en terminal G en kA.
- Z_{G0}, Z_{G1}, Z_{G2} : Impedancia Thevenin en secuencia cero, positiva y negativa conectada en el terminal G en Ω .
- Z_{H0}, Z_{H1}, Z_{H2} : Impedancia Thevenin en secuencia cero, positiva y negativa conectada en el terminal H en $[\Omega]$.
- Z_{L0}, Z_{L1}, Z_{L2} : Impedancia de secuencia cero, positiva y negativa de la línea conectada entre los terminales G y H en $[\Omega]$.
- I_{G0} : Corriente de falla monofásica en componente de secuencia cero en el terminal G en kA.
- **Beta** (β): Ángulo de ds en grados.
- **ds**: Factor distribuido de corriente.

Metodología

Esta sección del documento expone como se desarrolló el proyecto, en la Figura 10 se encuentra la metodología descrita en forma de diagrama de flujo. Este diagrama representa las actividades realizadas agrupándolas en 4 etapas.

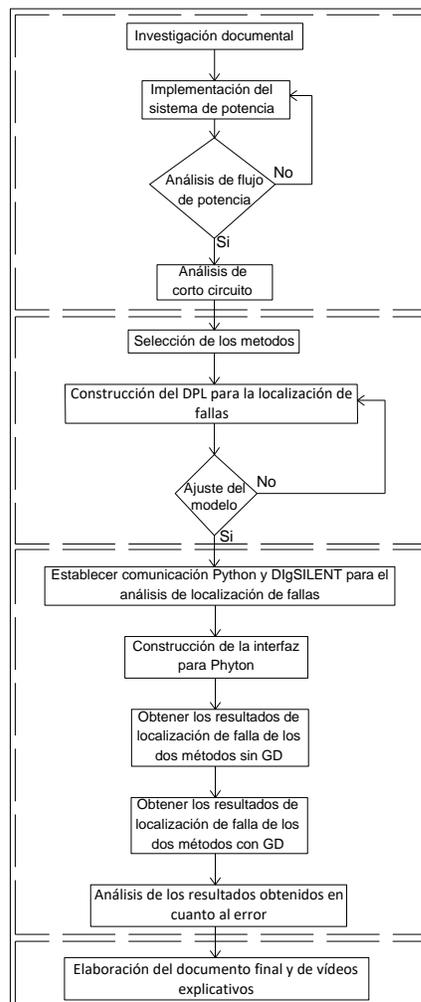


Figura 10. Metodología resumida

La primera etapa descrita en la Figura 10, hace mención a la consulta de documentación científica relacionada con el estudio de localización de fallas, junto con los modelos matemáticos de cada método, los cuales son desarrollados en el capítulo 1 de este documento. Esta etapa presenta la selección y construcción del modelo de pruebas de 34 nodos IEEE en el software DlgSILENT, por último, en esta etapa se realiza el estudio de flujo de potencia y cortocircuito, validando que los valores de regulación de tensión se encuentren en el rango permitido.

Para profundizar en la construcción del sistema de pruebas de 34 nodos IEEE y la simulación de cortocircuito se puede dirigir a los videos <https://youtu.be/OI1F6vFpfdA> y <https://youtu.be/gUoaFgLfMQ> respectivamente.

En la segunda etapa descrita en la Figura 10 se realiza la selección de dos métodos, los cuales son basados en baja impedancia para el desarrollo de este trabajo, los parámetros para realizar las simulaciones se muestran en la Figura en la 11.

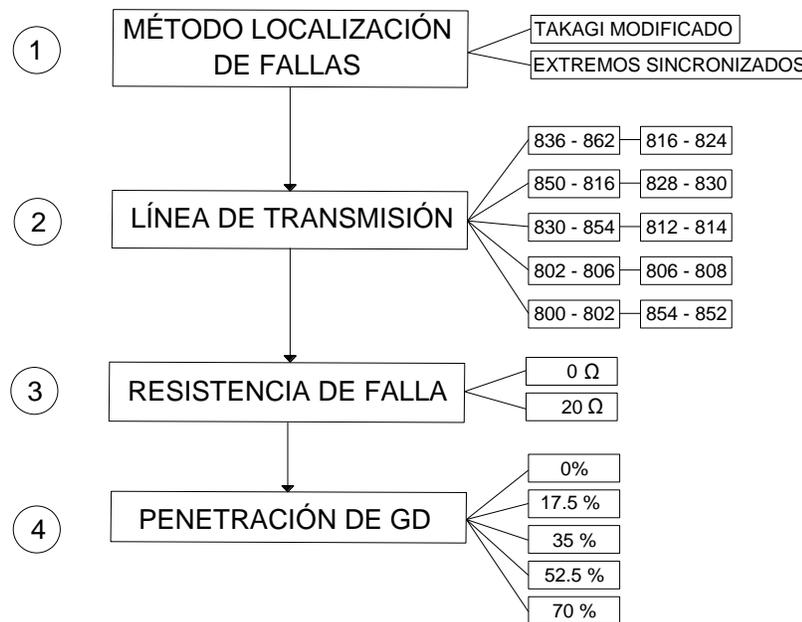


Figura 11. Esquema para la simulación de los diferentes escenarios propuestos

Los dos métodos seleccionados para analizar su efectividad en la localización de fallas en el sistema de prueba con penetración de GD, son el método de Takagi modificado y el

método de medición sincronizada en dos nodos para fallas monofásicas, mediante el uso de las Ecuaciones (20) y (76) respectivamente, en el método de Takagi modificado no se toma en cuenta el ángulo de corrección de la no homogeneidad del circuito. En cuanto a los niveles de penetración se opta por tomar como el nivel de penetración máximo el 70 % y el nivel mínimo el 17.5 %, los dos niveles de penetración restantes corresponden al 35 % y 52.5 %, teniendo así 4 niveles de penetración con un aumento entre ellos del 17.5 %. Para la selección de la línea en la cual se presenta la falla y sobre la cual se realiza el cálculo de la localización, se optó por tomar diez líneas del circuito las cuales se ubican a una distancia corta, mediana y lejana del generador principal. Por otra parte, un aspecto a tener en cuenta fue la selección de una resistencia de falla común, los análisis se realizaron en todos los escenarios con y sin resistencia de falla. En este trabajo se definió un valor de 20Ω para la resistencia de falla en los escenarios con penetración de GD y en los que no presentan penetración de GD la resistencia de falla se modificó en el rango de 10 a 50Ω en intervalos de 10Ω .

Para la construcción de los modelos matemáticos de los métodos seleccionados se utiliza el lenguaje de programación DPL, con él se desarrolla un código que realiza la extracción y tratamiento de los datos obtenidos de la simulación, lo que permite validar la efectividad de los dos métodos seleccionados.

Para profundizar en la identificación de variables para la construcción del código en DPL se puede dirigir al video <https://youtu.be/A0k--wMiOic>. Para ejecutar un flujo de potencia y realizar la extracción de datos por medio de código en DPL se puede dirigir al video <https://youtu.be/JcmTGepgfJ4>. Para ejecutar un caso de cortocircuito y realizar la extracción de datos por medio de código en DPL se puede dirigir al video <https://youtu.be/EjP3cg4ldL4>.

En la etapa tres descrita en la Figura 10 se establece la comunicación entre Python y DigSILENT, para esto se construye una interfaz en el lenguaje de programación de Python la cual permite interactuar de forma remota con el sistema de pruebas 34 nodos IEEE modelado en DigSILENT.

Para profundizar en la construcción de una interfaz gráfica en Python y la interconexión de este con DIgSILENT se puede dirigir a los videos <https://youtu.be/6pelrNBZvr4> y <https://youtu.be/QjBG3RKlaTo> respectivamente.

Para el análisis de los resultados se construyen tablas y gráficas que permiten realizar la comparación del error obtenido mediante cada uno de los métodos y en cada uno de los escenarios propuestos que incluyen penetración de GD, selección de la línea en falla, distancia de falla y resistencia de falla, estas tablas y gráficas se presentan en el capítulo 3 del documento y resumen los cálculos de las distancias de falla para cada método.

En la etapa cuatro descrita en la Figura 10 se plantea la elaboración del documento final en conjunto con las ayudas audiovisuales las cuales se encuentran en la siguiente lista de reproducción https://www.youtube.com/playlist?list=PLfrdR_QYTZeYoKWaXyngXIEyiBnD47VS.

3.1 Selección del sistema de pruebas

Para estudiar el efecto de la penetración de GD en los métodos de localización de fallas se toma como referencia el sistema de pruebas propuesto por la IEEE de 34 nodos (Kersting, 1991), a este sistema se le realiza la penetración de GD en el nodo 862, este sistema de pruebas se presenta en la Figura 12.

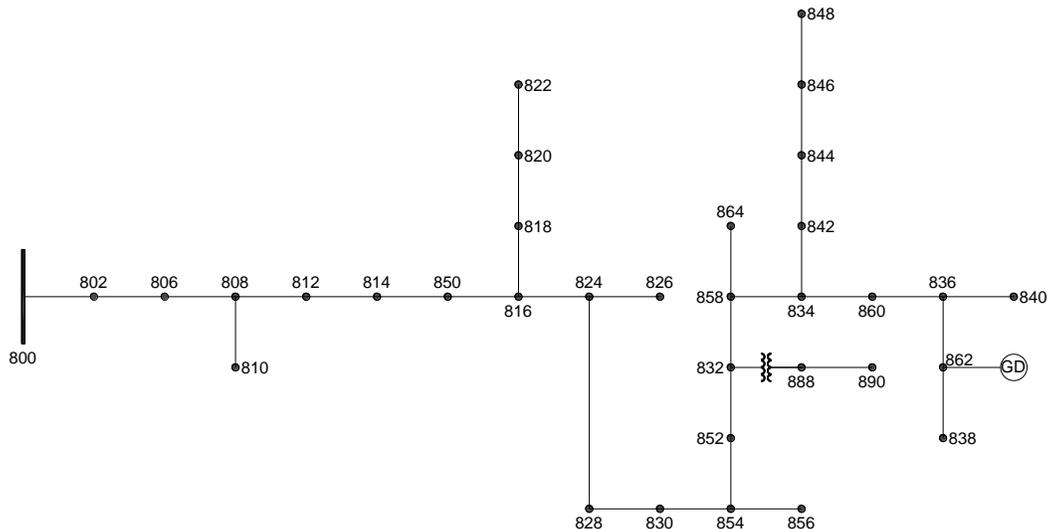


Figura 12. IEEE 34 nodos sistema de pruebas

3.1.1 Características eléctricas del sistema de pruebas 34 nodos IEEE

En esta sección se presentan, las características de los equipos, líneas y cargas de la variante del sistema de pruebas de 34 nodos implementada en DigSILENT.

- **Transformador**

En la Tabla 3 se encuentra el modelo de los 2 transformadores que tiene el sistema de pruebas de 34 nodos de la Figura 12.

<i>TRANSFORMADORES</i>					
<i>SUBESTACIÓN</i>	<i>kVA</i>	<i>kV – MAX</i>	<i>kV – MIN</i>	<i>R – %</i>	<i>X – %</i>
	2500	69	24.9	24.9	24.9
<i>XFM – 1</i>	500	24.9	4.16	1.9	4.08

Tabla 3. Características eléctricas de los transformadores

- **Cargas**

El sistema de pruebas de 34 nodos cuenta con por 21 cargas puntuales presentadas en las Tablas 4 y 5.

<i>CARGAS PUNTUALES</i>							
<i>NODO</i>	<i>TIPO CARGA</i>	<i>L1 kW</i>	<i>L1 kVA_r</i>	<i>L2 kW</i>	<i>L2 kVA_r</i>	<i>L3 kW</i>	<i>L3 kVA_r</i>
860	<i>Y – PQ</i>	20	16	20	16	20	16
840	<i>Y – I</i>	9	7	9	7	9	7
844	<i>Y – Z</i>	135	105	135	105	135	105
848	<i>D – I</i>	20	16	20	16	20	16
960	<i>D – Z</i>	150	75	150	75	150	75
830	<i>Y – PQ</i>	10	5	10	5	10	5
802	<i>Y – PQ</i>	10	6.5	15	7.5	12.5	7
810	<i>Y – I</i>	5	2	8	4	10	5
820	<i>Y – Z</i>	17	8.5	15	6	18	8
822	<i>Y – PQ</i>	67.5	35	60	25	64	31.5
816	<i>D – I</i>	4	2	2.5	1	2	1

Tabla 4. Características eléctricas de las cargas puntuales

<i>CARGAS PUNTUALES</i>							
<i>NODO</i>	<i>TIPO CARGA</i>	<i>L1 kW</i>	<i>L1 kVAr</i>	<i>L2 kW</i>	<i>L2 kVAr</i>	<i>L3 kW</i>	<i>L3 kVAr</i>
826	<i>Y-I</i>	21	7.5	20	10	17.5	0
828	<i>Y-PQ</i>	3.5	1.5	1.5	1	2	2
856	<i>Y-PQ</i>	2.5	1	2	1	1.5	0
832	<i>D-Z</i>	3.5	1.5	1	0.5	3	3
864	<i>Y-PQ</i>	1	0.5	2.5	1.5	3.5	0
858	<i>D-PQ</i>	2	1	7.5	4	6.5	6.5
836	<i>D-Z</i>	15	7.5	5	3	21	21
838	<i>D-I</i>	16	8.5	14	7	10	10
842	<i>Y-PQ</i>	4.5	2.5	5	3.5	2.5	2.5
846	<i>Y-PQ</i>	15	7.5	12.5	6	10	10

Tabla 5. Características eléctricas de las cargas puntuales

• Líneas de Distribución

Las líneas de distribución de este sistema son 33 y están presentadas en las Tablas 6 y 7, junto con su longitud y configuración.

<i>LINEAS DISTRIBUCION</i>				
<i>NODO 1</i>	<i>NODO 2</i>	<i>CFG</i>	<i>LONG [ft]</i>	<i>LONG [km]</i>
800	802	300	2580	0.786
802	806	300	1730	0.527
806	808	300	32230	9.824
808	810	300	5804	1.769
808	812	300	37500	11.430
812	814	300	29730	9.062
814	850	301	10	0.003
816	818	300	1710	0.521
816	824	301	10210	3.112
818	820	300	48150	14.676
820	822	300	13740	4.187
824	826	300	3030	0.923
824	828	301	840	0.256
828	830	301	20440	6.230
830	854	301	520	0.158
832	858	301	4900	1.493
832	888	<i>XFM -1</i>	0	0.158

Tabla 6. Características eléctricas de las líneas de distribución

<i>LINEAS DISTRIBUCION</i>				
<i>NODO 1</i>	<i>NODO 2</i>	<i>CFG</i>	<i>LONG [ft]</i>	<i>LONG [km]</i>
834	860	301	2020	0.616
834	842	301	280	0.085
836	840	301	860	0.262
836	862	301	280	0.085
842	844	301	1350	0.411
844	846	301	3640	1.109
846	848	301	530	0.162
850	816	301	310	0.094
852	832	301	10	0.003
854	856	300	23330	7.111
854	852	301	36830	11.226
858	864	300	1620	0.494
858	834	301	5830	1.777
860	836	301	2680	0.817
862	838	300	4860	1.481
888	890	300	10560	3.219

Tabla 7. Características eléctricas de las líneas de distribución

En la Tabla 8 se presenta la configuración 300 que se presenta en 14 líneas de distribución trifásicas.

<i>ZL CONFIGURACION 300</i> $\left[\frac{\Omega}{km} \right]$			<i>B CONFIGURACION 300</i> $\left[\frac{\mu S}{km} \right]$		
0.8307 + 0.8293i	0.1306 + 0.3591i	0.1324 + 0.3116i	3.3150	-0.9515	-0.6178
0.1306 + 0.3591i	0.8226 + 0.8431i	0.1284 + 0.2853i	-0.9515	3.1677	-0.3860
0.1324 + 0.3116i	0.1284 + 0.2853i	0.8261 + 0.8371i	-0.6178	-0.3860	3.0373

Tabla 8. Modelo de secuencias líneas con configuración 300

En la Tabla 9 se presenta la configuración 301 que se presenta en 18 líneas de distribución trifásicas.

<i>ZL CONFIGURACION 301</i> $\left[\frac{\Omega}{km} \right]$			<i>B CONFIGURACION 301</i> $\left[\frac{\mu S}{km} \right]$		
1.1992 + 0.8771i	0.1446 + 0.4003i	0.1466 + 0.3536i	3.1819	-0.8925	-0.5842
0.2288 + 0.5238i	1.1904 + 0.8874i	0.1422 + 0.3255i	-0.8925	3.0481	-0.3698
0.1466 + 0.3536i	0.1422 + 0.3255i	1.1942 + 0.8829i	-0.5842	-0.3698	3.0373

Tabla 9. Modelo de secuencias líneas con configuración 301

3.2 DlgSILENT PowerFactory

DlgSILENT es una herramienta de análisis de sistemas de potencia líder para usar en sistemas de generación, transmisión, distribución e industriales.

Esta herramienta cubre la gama completa de funciones, desde características estándar hasta aplicaciones avanzadas y altamente sofisticadas, que incluyen energía eólica, GD, simulación en tiempo real y monitoreo del rendimiento para la supervisión y prueba del sistema (Dimitropoulos, 2019). DlgSILENT es fácil de usar, totalmente compatible con Windows y combina capacidades de modelado de sistemas confiables y flexibles con algoritmos de última generación y un concepto de base de datos único. Además, con su flexibilidad para secuencias de comandos e interfaces, DlgSILENT se adapta perfectamente a soluciones altamente automatizadas e integradas en sus aplicaciones comerciales (Lategan et al., 2017).

3.3 ¿Para qué es y cómo usar DPL?

DlgSILENT se enfoca en la programación y simulación de tanto grandes como pequeños sistemas de potencia, este se encuentra en constante innovación para mantenerse a la

vanguardia con el fin de atender todos los requerimientos presentes en el sector eléctrico. Una de las principales innovaciones que maneja DlgSILENT es la implementación de su propio lenguaje de programación denominado DPL, esta es una de las mayores herramientas que viene integrada de forma estándar en software, el cual se utiliza para optimizar los procesos a la hora de ejecutar las diversas simulaciones permitiendo automatizar cálculos que llevarían demasiado tiempo de forma tradicional como lo serían los análisis de flujo de potencia, cortocircuito, análisis de contingencia, entre otros.

La estructura básica del DPL se fundamenta inicialmente en identificar los elementos del proyecto o el caso de estudio que se desea programar, una vez se han identificado se dispone a programar mediante una sintaxis tipo C++ mediante la asignación de variables e interacción entre estas (*Scripting and Automation - DlgSILENT*, n.d.). En la Figura 13 se presenta el diagrama de flujo correspondiente a los DPL implementados.

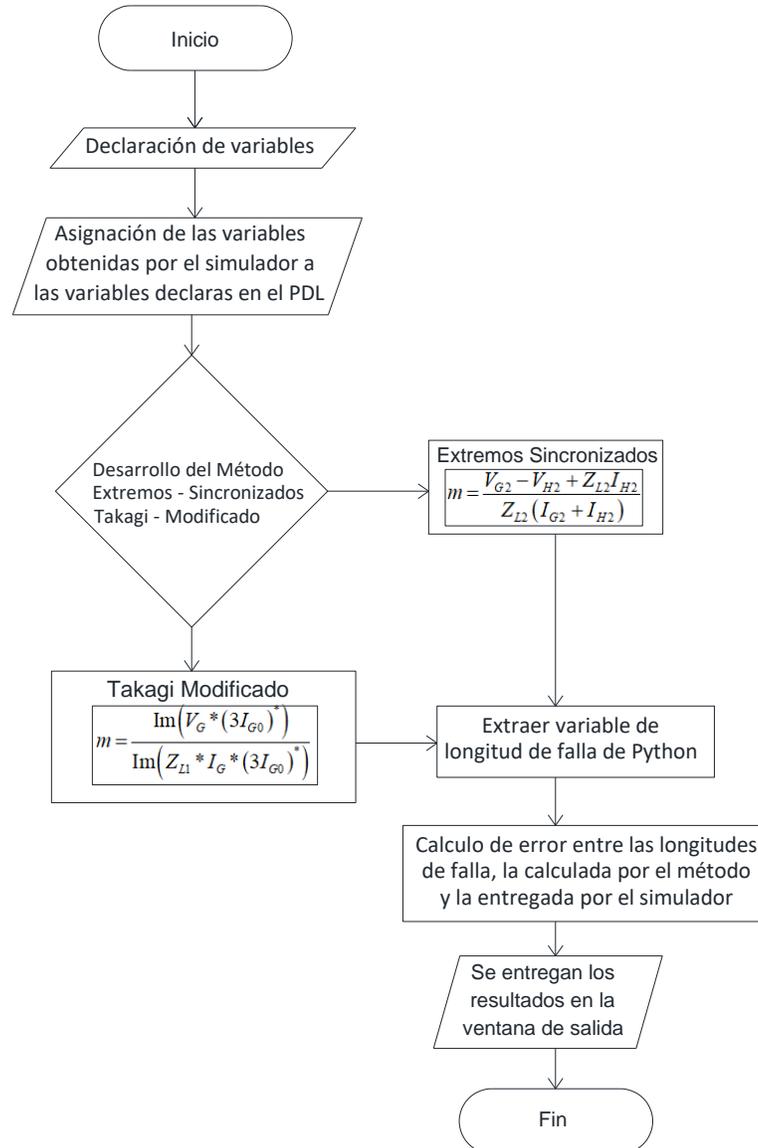


Figura 13. Diagrama de flujo PDL

3.4 ¿Para qué es y cómo usar Python con DigSILENT?

Python es un lenguaje de programación orientado a objetos ampliamente implementado en procesos y programas con diversas aplicaciones gracias a su fácil manejo y que este se encuentra de forma gratuita (Guagliano, 2019), a la vez este se caracteriza por la utilización de módulos y paquetes que permiten ampliar la utilidad del mismo en función de la actividad en la cual se enfoca. La variedad de librerías con las cuales cuenta Python le permite interactuar con diversos software permitiendo el flujo de información y comandos entre estos, como es el caso de Python con DigSILENT el cual permite implementar la

automatización en las extensas simulaciones, pero sin limitarse solo a estas, la interconexión de Python junto con DigSILENT permite ejecutar comandos que realicen cambios en la topología de la red simulada, la aplicación de funciones de análisis propias de DigSILENT permitiendo ejecutar diversos casos de estudio de forma continua en conjunto con el lenguaje de programación propio del software denominado DPL. En la Figura 14 se presenta el diagrama de flujo correspondiente al código implantado en Python.

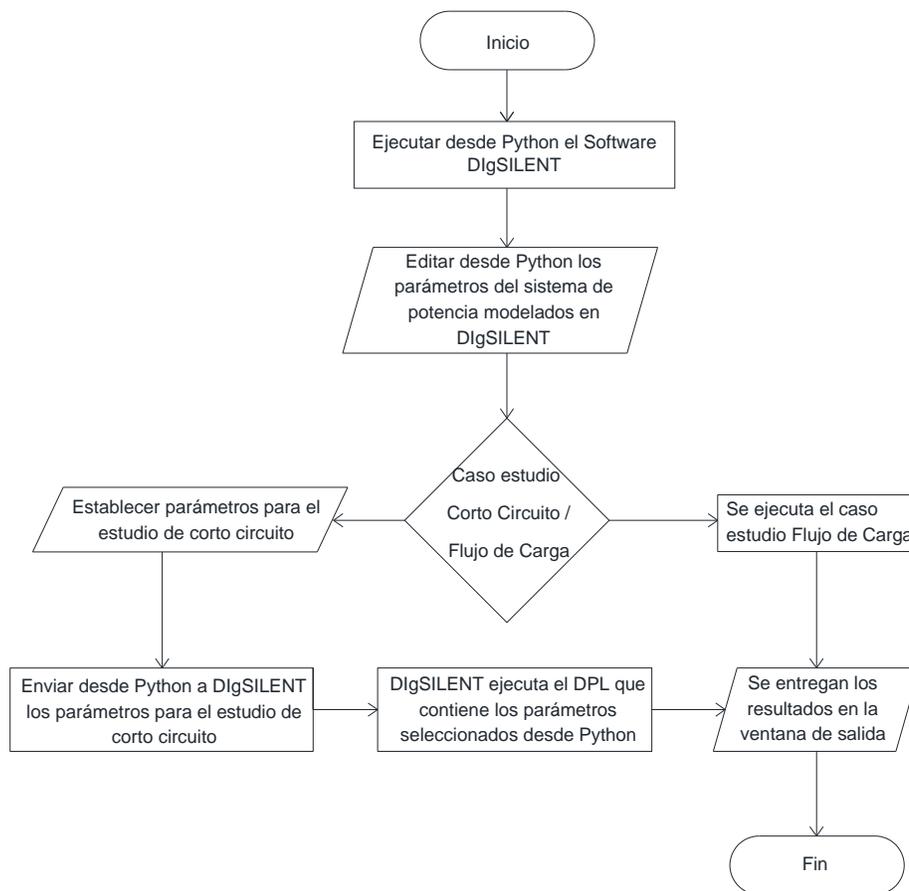


Figura 14. Diagrama de flujo Python

3.5 ¿Cómo funcionan las estructuras de localización?

La simulación del sistema de pruebas de 34 nodos mediante el software DigSILENT entrega resultados de tensión y corriente en uno o dos de los nodos a los que está conectada la línea en falla. Posteriormente se implementó el algoritmo específico de

acuerdo a el método seleccionado, a continuación, en la Figura 13 se presentan diagramas simplificados de los dos métodos implementados.

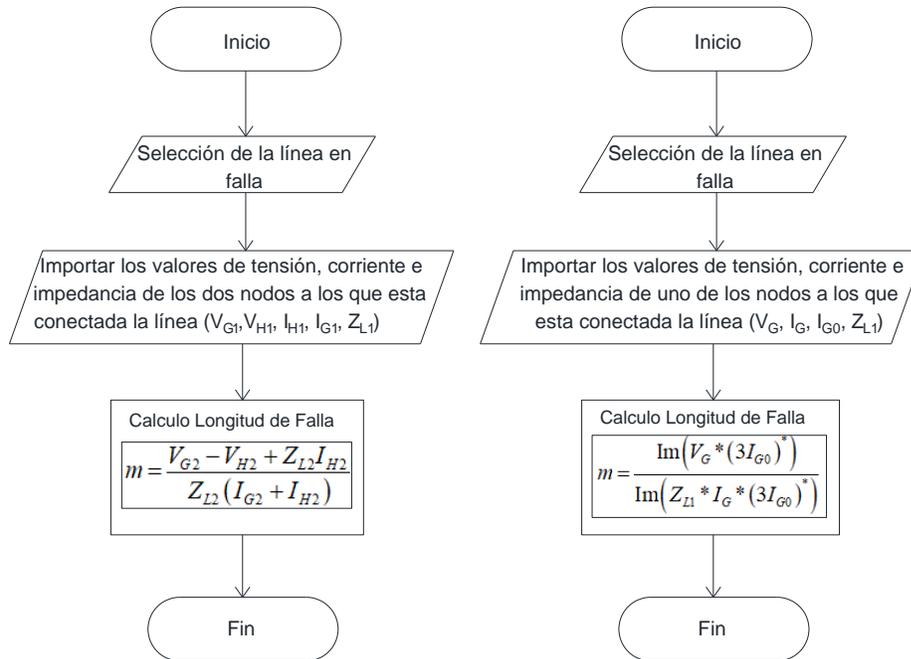


Figura 15. Diagrama de Flujo métodos de medición sincronizada en dos nodos y Takagi modificado

Una vez se calcula la distancia de falla se procede a realizar el cálculo del error, en el siguiente pseudocódigo se presenta a detalle la metodología implementada para los dos casos estudios planteados.

1. Inicio Proceso
2. Conectarse con DigSILENT
3. Abrir Caso estudio [IEEE_34_nodos.dz](#)
4. //Cargue de las condiciones para el estudio de cortocircuito
5. Escribir " Nivel de GD ";
6. Leer GD;
7. Escribir " Línea en falla ";
8. Leer L_falla;
9. Escribir " Resistencia de falla ";
10. Leer R_falla;
11. Escribir " Distancia de la falla ";

```
12. Leer D_falla;
13. Escribir "Método de cálculo Takagi Modificado o de medición sincronizada en
    dos nodos (TM/ES)";
14. Leer metodo;
15. //Envió de condiciones iniciales a DlgSILENT y cálculo de la longitud de falla
16. Cargar GD & L_falla & R_falla & D_falla a IEEE_34_nodos.dz
17. Ejecutar Estudio Corto-Circuito en IEEE_34_nodos.dz
18. Importar Variables_Estudio_Corto-Circuito de IEEE_34_nodos.dz
19. si ( método = TM )
20. Num = img ( Vg X ( 3lg0 ) * );
21. Den = img ( Zl1 X ( lg1 + lh1 ) );
22. sino ( método = ES )
23. Num = Vg1 - Vh1 + ( Zl1 X lh1 );
24. Den = Zl1 X ( lg1 + lh1 );
25. Finsi
26. Long_falla = Num/Den;
27. Escribir "La longitud de la Falla calculada mediante el método es:"
28. Escribir long_falla
29. //Cálculo del Error
30. Error = ( D_falla – long_falla ) / ( D_falla );
31. Escribir "El Error del Método es:"
32. Escribir Error
33. Fin Proceso
```

Resultados

Esta sección del documento expone los resultados de los estudios de flujo de potencia y cortocircuito ejecutados en DIgSILENT, también se presentan los resultados obtenidos al implementar los dos métodos de localización de fallas en el sistema de pruebas, incluyendo en algunos casos la penetración de GD.

Para profundizar en la apertura de la interfaz e interacción con DIgSILENT se puede dirigir al video <https://youtu.be/DTo4xPziUxs>. Para la ejecución de la interfaz del proyecto se puede dirigir al video <https://youtu.be/MwTJKbOZMFM>. Para la ejecución de cortocircuito y la obtención de resultados se puede dirigir al video <https://youtu.be/FwYTSLGrS9c>.

4.1 Flujo de potencia

Para el desarrollo de los dos métodos de localización de fallas, es necesario realizar la simulación de flujo de potencia en el software DIgSILENT y verificar que en todos los nodos se cumplan los perfiles de tensión, los cuales deben estar entre el $\pm 5\%$ valor nominal.

4.1.1 Tensión en los nodos

En las Tablas 10 y 11 se presentan los perfiles de tensión de cada uno de los nodos del sistema de pruebas IEEE de 34 nodos, los datos son extraídos del flujo de potencia simulado en el software DIgSILENT.

En los resultados que entrega la simulación, se observa que el 5.9 % de los nodos se encuentran en el valor nominal, para el resto de los nodos se cumple con el rango permitido del $\pm 5\%$ respecto al valor nominal, el 82.3 % por debajo y el 11.8 % por encima, lo cual garantiza que el modelamiento del sistema de pruebas IEEE es adecuado.

<i>RESULTADOS FLUJO DE CARGA</i>									
<i>NODO</i>	<i>LINEA</i>	<i>V [p.u.]</i>	<i>V [kV]</i>	<i>θ_v [deg]</i>	<i>NODO</i>	<i>LINEA</i>	<i>V [p.u.]</i>	<i>V [kV]</i>	<i>θ_v [deg]</i>
800	A	1.01	17.20	29.50	822	A	0.97	16.40	28.32
	B	1.01	17.20	-90.39		B	0.97	16.43	-91.44
	C	1.01	17.23	149.55		C	0.97	16.48	148.36
802	A	1.01	17.18	29.47	824	A	0.97	16.45	28.45
	B	1.01	17.18	-90.41		B	0.97	16.47	-91.34
	C	1.01	17.21	149.52		C	0.97	16.52	148.50
806	A	1.01	17.17	29.45	826	A	0.97	16.45	28.44
	B	1.01	17.17	-90.43		B	0.97	16.47	-91.34
	C	1.01	17.20	149.50		C	0.97	16.52	148.50
808	A	1.00	16.98	29.11	828	A	0.97	16.45	28.44
	B	1.00	16.99	-90.74		B	0.97	16.47	-91.34
	C	1.00	17.02	149.17		C	0.97	16.51	148.50
810	A	1.00	16.98	29.11	830	A	0.96	16.34	28.37
	B	1.00	16.99	-90.74		B	0.96	16.36	-91.41
	C	1.00	17.02	149.16		C	0.97	16.41	148.42
812	A	0.99	16.76	28.74	854	A	0.96	16.34	28.36
	B	0.99	16.77	-91.08		B	0.96	16.36	-91.41
	C	0.99	16.81	148.79		C	0.97	16.40	148.42
814	A	0.97	16.52	28.50	856	A	0.96	16.34	28.36
	B	0.97	16.53	-91.29		B	0.96	16.36	-91.41
	C	0.98	16.58	148.55		C	0.97	16.40	148.42
850	A	0.97	16.52	28.50	852	A	0.95	16.14	28.27
	B	0.97	16.53	-91.29		B	0.95	16.16	-91.49
	C	0.98	16.58	148.55		C	0.96	16.21	148.32
816	A	0.97	16.51	28.49	832	A	0.95	16.14	28.27
	B	0.97	16.53	-91.29		B	0.95	16.16	-91.49
	C	0.98	16.57	148.55		C	0.96	16.21	148.32
818	A	0.97	16.51	28.49	888	A	1.02	2.45	28.18
	B	0.97	16.53	-91.30		B	1.02	2.46	-91.58
	C	0.98	16.57	148.54		C	1.03	2.46	148.23
820	A	0.97	16.43	28.35	890	A	0.99	2.37	27.49
	B	0.97	16.45	-91.42		B	0.99	2.37	-92.26
	C	0.97	16.50	148.39		C	0.99	2.38	147.54

Tabla 10. Tensión en los nodos del sistema de pruebas IEEE

<i>RESULTADOS FLUJO DE CARGA</i>				
<i>NODO</i>	<i>LINEA</i>	<i>V [p.u.]</i>	<i>V [kVA]</i>	<i>θ_v [deg]</i>
858	A	0.95	16.12	28.26
	B	0.95	16.15	-91.50
	C	0.95	16.19	148.31
864	A	0.95	16.12	28.26
	B	0.95	16.15	-91.50
	C	0.95	16.19	148.31
834	A	0.95	16.10	28.25
	B	0.95	16.13	-91.50
	C	0.95	16.17	148.30
842	A	0.95	16.10	28.25
	B	0.95	16.12	-91.50
	C	0.95	16.17	148.30
844	A	0.95	16.10	28.25
	B	0.95	16.12	-91.50
	C	0.95	16.17	148.30
846	A	0.95	16.10	28.25
	B	0.95	16.12	-91.50
	C	0.95	16.17	148.30
848	A	0.95	16.10	28.25
	B	0.95	16.12	-91.50
	C	0.95	16.17	148.30
860	A	0.95	16.10	28.25
	B	0.95	16.12	-91.50
	C	0.95	16.17	148.30
836	A	0.95	16.10	28.25
	B	0.95	16.12	-91.50
	C	0.95	16.17	148.30
840	A	0.95	16.10	28.25
	B	0.95	16.12	-91.50
	C	0.95	16.17	148.30
862	A	0.95	16.10	28.25
	B	0.95	16.12	-91.50
	C	0.95	16.17	148.30
838	A	0.95	16.10	28.25
	B	0.95	16.12	-91.50
	C	0.95	16.17	148.30

Tabla 11. Tensión en los nodos del sistema de pruebas IEEE

4.2 Distancias de falla calculadas implementado el método de Takagi modificado sin resistencia de falla

Se ejecuta el DPL para el cálculo de la distancia de falla en cada una de las líneas y en cada escenario propuesto, se construyen las Tablas 12 y 13 con los resultados obtenidos tanto de la simulación en DlgSILENT, como del algoritmo programado con el método en mención, en las dos últimas columnas se encuentra representado el error absoluto y relativo. Para este caso se identificó que el valor calculado mediante el método de Takagi modificado se aleja del valor real si se presenta penetración de GD.

<i>RESULTADOS TAKAGI SIN RESISTENCIA DE FALLA</i>						
<i>LINEA</i>	<i>NIVEL GD</i> [%]	<i>LONGITUD</i> [km]	<i>D_{REAL} FALLA</i> [km]	<i>D_{TAKAGI} FALLA</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [%]
836 – 862	0	0.0853	0.0384	0.038	0.000	0.000
	17.5			0.037	0.001	2.397
	35			0.038	0.001	1.734
	52.5			0.038	0.000	1.007
	70			0.038	0.000	0.674
850 – 816	0	0.0945	0.0425	0.042	0.000	0.248
	17.5			0.035	0.007	16.868
	35			0.029	0.013	31.172
	52.5			0.025	0.017	41.148
	70			0.022	0.020	48.004
830 – 854	0	0.1585	0.0713	0.071	0.000	0.177
	17.5			0.062	0.010	13.386
	35			0.052	0.020	27.642
	52.5			0.043	0.028	39.204
	70			0.037	0.034	47.771
802 – 806	0	0.5273	0.2373	0.234	0.003	1.372
	17.5			0.197	0.041	17.166
	35			0.176	0.062	25.987
	52.5			0.163	0.074	31.191
	70			0.155	0.082	34.546
800 – 802	0	0.7864	0.3539	0.394	0.005	0.369
	17.5			0.293	0.060	17.066
	35			0.263	0.091	25.780
	52.5			0.244	0.109	30.911
	70			0.233	0.121	34.217

Tabla 12. Resultados método de Takagi modificado sin resistencia de falla

<i>RESULTADOS TAKAGI SIN RESISTENCIA DE FALLA</i>						
<i>LINEA</i>	<i>NIVEL GD</i> [%]	<i>LONGITUD</i> [km]	<i>D_{REAL} FALLA</i> [km]	<i>D_{TAKAGI} FALLA</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [%]
816 – 824	0	3.1120	1.4004	1.397	0.004	0.266
	17.5			1.170	0.231	16.483
	35			0.968	0.433	30.902
	52.5			0.824	0.576	41.137
	70			0.725	0.675	48.225
828 – 830	0	6.2301	2.8036	2.797	0.006	0.216
	17.5			2.385	0.418	14.918
	35			1.978	2.826	29.455
	52.5			1.668	1.135	40.494
	70			1.447	1.357	48.394
812 – 814	0	9.0617	4.0778	4.066	0.011	0.282
	17.5			3.348	0.729	17.884
	35			2.788	1.290	31.635
	52.5			2.416	1.662	40.759
	70			2.165	1.912	46.895
806 – 808	0	9.8237	4.4207	4.359	0.061	1.385
	17.5			3.365	0.798	17.846
	35			3.209	1.212	27.412
	52.5			2.956	1.465	33.135
	70			2.792	1.629	36.845
854 – 852	0	11.2258	5.0516	5.046	0.006	0.113
	17.5			4.528	0.524	10.373
	35			3.882	1.170	23.154
	52.5			3.280	1.771	35.069
	70			2.795	2.256	44.663

Tabla 13. Resultados método de Takagi modificado sin resistencia de falla

Se identifica que el método de Takagi modificado se ve afectado por factores como el nivel de penetración de GD y la configuración de la línea, como aspectos generales de las Tablas 12 y 13 se observa que el 30 % de las líneas simuladas son de la configuración 300 y el 70 % son de configuración 301, estas configuraciones son presentadas en las Tablas 8 y 9 respectivamente. Las líneas de configuración 300 presentan un error relativo menor al 36.84 % para el mayor nivel de penetración de GD, mientras que las líneas de configuración 301 presenta un error relativo menor al 48.39 % para el nivel de mayor penetración de GD.

Con relación a la penetración de GD, se puede observar de las Tablas 12 y 13 que el error del método incrementa a medida que aumenta el nivel de penetración, teniendo errores cercanos al 48.39 % para el mayor nivel de penetración, mientras que para el sistema sin GD los errores del método no superan el 1.38 %.

4.3 Distancias de falla calculadas implementado el método de Takagi modificado con resistencia de falla

Se ejecuta el DPL para el cálculo de la distancia de falla en cada una de las líneas y en cada escenario propuesto, se construyen las Tablas 14 y 15 con los resultados obtenidos tanto de la simulación en DIgSILENT con la inclusión del parámetro de resistencia de falla, como del algoritmo programado con el método en mención, en las dos últimas columnas se encuentra representado el error absoluto y relativo. Para este caso se identificó que al implementar en el método de Takagi modificado la resistencia de falla y penetración de GD este supera el 100 % del error para las líneas menores a 1 km y para las mayores a 3 km el error vario hasta el 91.75 %.

<i>RESULTADOS UTILIZANDO RESISTENCIA DE FALLA DE 20 Ω</i>						
<i>LINEA</i>	<i>NIVEL GD</i> [%]	<i>LONGITUD</i> [km]	<i>D_{REAL} FALLA</i> [km]	<i>D_{TAKAGI} FALLA</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [%]
836 – 862	0			0.045	0.007	17.587
	17.5			9.008	8.970	>100
	35	0.0853	0.0384	17.773	17.735	>100
	52.5			26.240	26.202	>100
	70			34.402	34.364	>100
850 – 816	0			0.220	0.177	>100
	17.5			2.095	2.053	>100
	35	0.0945	0.0425	1.541	1.498	>100
	52.5			0.646	0.604	>100
	70			0.135	0.093	>100
830 – 854	0			0.397	0.326	>100
	17.5			4.337	4.266	>100
	35	0.1585	0.0713	4.800	4.728	>100
	52.5			4.068	3.997	>100
	70			3.120	3.048	>100
802 – 806	0			0.231	0.006	2.439
	17.5			1.061	0.824	>100
	35	0.5273	0.2373	1.958	1.721	>100
	52.5			2.553	2.316	>100
	70			2.953	2.716	>100
800 – 802	0			0.350	0.004	1.046
	17.5			1.197	0.844	>100
	35	0.7864	0.3539	2.082	1.728	>100
	52.5			2.664	2.310	>100
	70			3.053	2.699	>100

Tabla 14. Resultados método de Takagi modificado con resistencia de falla

<i>RESULTADOS UTILIZANDO RESISTENCIA DE FALLA DE 20 Ω</i>						
<i>LINEA</i>	<i>NIVEL GD</i> [%]	<i>LONGITUD</i> [km]	<i>D_{REAL} FALLA</i> [km]	<i>D_{TAKAGI} FALLA</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [%]
816 – 824	0	3.1120	1.4004	1.069	0.331	23.636
	17.5			1.294	0.107	7.606
	35			1.023	0.378	26.969
	52.5			0.260	1.140	81.438
	70			0.458	0.942	67.283
828 – 830	0	6.2301	2.8036	2.396	0.408	14.547
	17.5			1.110	1.694	60.424
	35			1.471	1.333	47.544
	52.5			0.918	1.886	67.271
	70			0.231	2.572	91.758
812 – 814	0	9.0617	4.0778	3.874	0.203	4.986
	17.5			2.077	2.001	49.063
	35			2.297	1.781	43.680
	52.5			2.789	1.289	31.607
	70			3.227	0.850	20.856
806 – 808	0	9.8237	4.4207	4.331	0.090	2.037
	17.5			4.206	0.214	4.847
	35			4.719	0.298	6.741
	52.5			5.127	0.707	15.985
	70			5.420	0.999	22.600
854 – 852	0	11.2258	5.0516	4.475	0.577	11.424
	17.5			1.476	3.575	70.799
	35			3.821	1.231	24.369
	52.5			4.210	0.841	16.651
	70			3.816	1.236	24.461

Tabla 15. Resultados método de Takagi modificado con resistencia de falla

En las Tablas 14 y 15 se observa que para el 20 % de los resultados obtenidos sin penetración de GD en el sistema el error supera el 100 %, en contra parte el 80 % de los resultados presentan errores que no superan el 23.63 %. Al incluir niveles de penetración de GD se puede observar que el método de Takagi modificado no es eficiente para estos sistemas ya que los errores varían llegando a superar el 100 %.

4.4 Distancias de falla calculadas implementado el método de medición sincronizada en dos nodos sin resistencia de falla

Se ejecuta el DPL para el cálculo de la distancia de falla en cada una de las líneas y en cada escenario propuesto, se construyen las Tablas 16 y 17 con los resultados obtenidos tanto de la simulación en DlgSILENT, como del algoritmo programado con el método en mención, en las dos últimas columnas se encuentra representado el error absoluto y relativo. Para este caso se identificó que al implementar el método incluyendo penetración de GD en el sistema de pruebas, el error aumenta a medida que incrementa el nivel de penetración de GD, donde el menor error es del 8.67 % para el primer nivel de penetración. Para el 30 % de los casos el error supera el 100 %, en el 60 % presenta un error máximo del 97.13 % y solo para la línea 800 – 802 que corresponde al 10 % de los casos se tiene un error máximo del 17.51 % en el mayor nivel de penetración de GD, se debe considerar que esta línea es la más cercana al generador principal. Finalmente, de este método se resalta la efectividad en el cálculo de la distancia de falla para sistemas sin penetración de GD, como se muestra en las Tablas 16 y 17, las diez líneas de distribución donde se simularon las fallas considerando el sistema sin GD el error relativo en el cálculo es del 0 %.

<i>RESULTADOS EXTREMOS SINCORNIZADOS SIN RESISTENCIA DE FALLA</i>						
<i>LINEA</i>	<i>NIVEL GD</i> [%]	<i>LONGITUD</i> [km]	<i>D_{REAL} FALLA</i> [km]	<i>D_{EXTREMOS} FALLA</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [%]
836 – 862	0			0.038	0.000	0.000
	17.5			0.305	0.266	>100
	35	0.0853	0.0384	0.461	0.423	>100
	52.5			0.560	0.521	>100
	70			0.627	0.588	>100
850 – 816	0			0.043	0.000	0.000
	17.5			0.244	0.201	>100
	35	0.0945	0.0425	0.357	0.314	>100
	52.5			0.426	0.384	>100
	70			0.473	0.430	>100
830 – 854	0			0.071	0.000	0.000
	17.5			0.280	0.209	>100
	35	0.1585	0.0713	0.400	0.239	>100
	52.5			0.474	0.403	>100
	70			0.524	0.453	>100
802 – 806	0			0.237	0.000	0.000
	17.5			0.306	0.069	28.945
	35	0.5273	0.2373	0.342	0.104	44.016
	52.5			0.360	0.125	52.854
	70			0.376	0.139	58.549
800 – 802	0			0.354	0.000	0.000
	17.5			0.385	0.031	8.673
	35	0.7864	0.3539	0.401	1.047	13.178
	52.5			0.410	2.056	15.815
	70			0.416	0.062	17.513

Tabla 16. Resultados método de medición sincronizada en dos nodos sin resistencia de falla

<i>RESULTADOS EXTREMOS SINCORNIZADOS SIN RESISTENCIA DE FALLA</i>							
<i>LINEA</i>	<i>NIVEL GD</i> [%]	<i>LONGITUD</i> [km]	<i>D_{REAL} FALLA</i> [km]	<i>D_{EXTREMOS} FALLA</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [%]	
816 – 824	0	3.1120	1.4004	1.400	0.000	0.000	
	17.5			0.923	0.477	34.077	
	35			0.654	0.747	53.314	
	52.5			0.488	0.913	65.174	
	70			0.377	1.024	73.090	
828 – 830	0	6.2301	2.8036	2.804	0.000	0.000	
	17.5			1.550	1.249	44.540	
	35			0.843	1.960	69.928	
	52.5			0.402	2.402	85.667	
	70			0.106	2.697	96.210	
812 – 814	0	9.0617	4.0778	4.078	0.000	0.000	
	17.5			2.396	1.681	41.233	
	35			1.462	2.616	64.159	
	52.5			0.890	3.188	78.168	
	70			0.511	3.567	87.462	
806 – 808	0	9.8237	4.4207	4.421	0.000	0.000	
	17.5			3.038	1.383	31.286	
	35			2.306	2.114	47.827	
	52.5			1.873	2.547	57.626	
	70			1.592	2.829	63.986	
854 – 852	0	11.2258	5.0516	5.052	0.000	0.000	
	17.5			2.373	2.678	53.020	
	35			0.824	4.228	83.695	
	52.5			0.145	4.907	97.130	
	70			0.798	4.254	84.213	

Tabla 17. Resultados método de medición sincronizada en dos nodos sin resistencia de falla

4.5 Distancias de falla calculadas implementado el método de medición sincronizada en dos nodos con resistencia de falla

Se ejecuta el DPL para el cálculo de la distancia de falla en cada una de las líneas y en cada escenario propuesto, se construyen las Tablas 18 y 19 con los resultados obtenidos tanto de la simulación en DigSILENT con la inclusión del parámetro de resistencia de falla, como del algoritmo programado con el método en mención, en las dos últimas columnas se encuentra representado el error absoluto y relativo. Como se planteó en la sección 2.6 de este documento y partiendo de la Ecuación (76), para el método de medición sincronizada en dos nodos no es necesario conocer la impedancia de falla para la

implementación de este, por tanto, los resultados que se obtienen para la simulación con resistencia de falla y los resultados sin resistencia de falla son los mismos.

<i>RESULTADOS EXTREMOS SINCORNIZADOS CON RESISTENCIA DE FALLA</i>						
<i>LINEA</i>	<i>NIVELGD</i> [%]	<i>LONGITUD</i> [km]	<i>D_{REAL} FALLA</i> [km]	<i>D_{EXTREMOS} FALLA</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [%]
836 – 862	0			0.038	0.000	0.000
	17.5			0.305	0.266	>100
	35	0.0853	0.0384	0.461	0.423	>100
	52.5			0.560	0.521	>100
	70			0.627	0.588	>100
850 – 816	0			0.043	0.000	0.000
	17.5			0.244	0.201	>100
	35	0.0945	0.0425	0.357	0.314	>100
	52.5			0.426	0.384	>100
	70			0.473	0.430	>100
830 – 854	0			0.071	0.000	0.000
	17.5			0.280	0.209	>100
	35	0.1585	0.0713	0.400	0.329	>100
	52.5			0.474	0.403	>100
	70			0.524	0.453	>100
802 – 806	0			0.237	0.000	0.000
	17.5			0.306	0.069	28.945
	35	0.5273	0.2373	0.342	0.104	44.016
	52.5			0.363	0.125	52.854
	70			0.376	0.139	58.549
800 – 802	0			0.354	0.000	0.000
	17.5			0.385	0.031	8.673
	35	0.7864	0.3539	0.401	1.047	13.178
	52.5			0.410	2.056	15.815
	70			0.416	0.062	17.513

Tabla 18. Resultados método de medición sincronizada en dos nodos con resistencia de falla

<i>RESULTADOS EXTREMOS SINCORNIZADOS CON RESISTENCIA DE FALLA</i>							
<i>LINEA</i>	<i>NIVEL GD</i> [%]	<i>LONGITUD</i> [km]	<i>D_{REAL} FALLA</i> [km]	<i>D_{EXTREMOS} FALLA</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [km]	<i>D_{ERROR}</i> [%]	
816 – 824	0	3.1120	1.4004	1.400	0.000	0.000	
	17.5			0.923	0.477	34.077	
	35			0.654	0.747	53.314	
	52.5			0.488	0.913	65.174	
	70			0.377	1.024	73.090	
828 – 830	0	6.2301	2.8036	2.804	0.000	0.000	
	17.5			1.555	1.249	44.540	
	35			0.843	1.960	69.927	
	52.5			0.402	2.402	85.667	
	70			0.106	2.697	96.210	
812 – 814	0	9.0617	4.0778	4.078	0.000	0.000	
	17.5			2.396	1.681	41.233	
	35			1.462	2.616	64.159	
	52.5			0.890	3.188	78.168	
	70			0.511	3.567	87.462	
806 – 808	0	9.8237	4.4207	4.421	0.000	0.000	
	17.5			2.118	2.302	52.079	
	35			0.779	3.642	82.385	
	52.5			0.063	4.358	98.573	
	70			0.632	3.788	85.698	
854 – 852	0	11.2258	5.0516	5.052	0.000	0.000	
	17.5			2.373	2.678	53.020	
	35			0.824	4.228	83.695	
	52.5			0.145	4.907	97.130	
	70			0.798	4.254	84.213	

Tabla 19. Resultados método de medición sincronizada en dos nodos con resistencia de falla

4.6 Error en el cálculo variando la distancia de falla en el simulador DlgSILENT para el sistema sin penetración de GD

Se identificó en la sección 4.2 y 4.4 que la penetración de GD en el sistema afecta los métodos evaluados, en cambio para el sistema sin GD estos errores no superan el 1.38 %, con el fin de evaluar estos métodos en sistemas sin GD se construyen las Tablas 20, 21 y 22, en donde se establece el error para diferentes distancias de falla, estas distancias varían del 10 al 90 % en intervalos del 10 % de la longitud total de la línea.

<i>LINEA</i> (<i>CONF</i>)	<i>LONGITUD</i> [<i>km</i>]	<i>D_{REAL}</i> <i>FALLA</i> [<i>km</i>]	<i>ERROR</i> <i>D_{TAKAGI}</i> [%]	<i>ERROR</i> <i>D_{EXTREMOS}</i> [%]
836-862 (301)	0.0853	0.009	0.000	0.000
		0.017	0.000	0.000
		0.026	0.000	0.000
		0.034	0.000	0.000
		0.043	0.000	0.000
		0.051	0.000	0.000
		0.060	0.000	0.000
		0.068	0.000	0.000
		0.077	0.000	0.000
850-816 (301)	0.0945	0.009	0.248	0.000
		0.019	0.248	0.000
		0.028	0.248	0.000
		0.038	0.248	0.000
		0.047	0.248	0.000
		0.057	0.248	0.000
		0.066	0.248	0.000
		0.076	0.248	0.000
		0.085	0.248	0.000
830-854 (301)	0.1585	0.016	0.177	0.000
		0.032	0.177	0.000
		0.048	0.177	0.000
		0.063	0.177	0.000
		0.079	0.177	0.000
		0.095	0.176	0.000
		0.111	0.176	0.000
		0.127	0.176	0.000
		0.143	0.176	0.000
802-806 (300)	0.5273	0.053	1.371	0.000
		0.105	1.372	0.000
		0.158	1.372	0.000
		0.211	1.372	0.000
		0.264	1.372	0.000
		0.316	1.372	0.000
		0.369	1.372	0.000
		0.422	1.372	0.000
		0.475	1.372	0.000

Tabla 20. Variación distancia de falla
sistema sin GD

<i>LINEA</i> (<i>CONF</i>)	<i>LONGITUD</i> [<i>km</i>]	<i>D_{REAL}</i> <i>FALLA</i> [<i>km</i>]	<i>ERROR</i> <i>D_{TAKAGI}</i> [%]	<i>ERROR</i> <i>D_{EXTREMOS}</i> [%]
800-802 (300)	0.7864	0.079	1.368	0.000
		0.157	1.369	0.000
		0.236	1.369	0.000
		0.315	1.369	0.000
		0.393	1.369	0.000
		0.472	1.369	0.000
		0.550	1.369	0.000
		0.629	1.370	0.000
		0.708	1.370	0.000
816-824 (301)	3.1120	0.311	0.278	0.000
		0.622	0.274	0.000
		0.934	0.271	0.000
		1.245	0.268	0.000
		1.556	0.264	0.000
		1.867	0.261	0.000
		2.178	0.258	0.000
		2.490	0.254	0.000
		2.801	0.251	0.000
828-830 (301)	6.2301	0.623	0.241	0.000
		1.246	0.234	0.000
		1.869	0.227	0.000
		2.492	0.220	0.000
		3.115	0.213	0.000
		3.738	0.205	0.000
		4.361	0.198	0.000
		4.984	0.191	0.000
		5.607	0.183	0.000
812-814 (301)	9.0617	0.906	0.305	0.000
		1.812	0.298	0.000
		2.719	0.291	0.000
		3.625	0.284	0.000
		4.531	0.277	0.000
		5.437	0.270	0.000
		6.343	0.263	0.000
		7.249	0.255	0.000
		8.156	0.248	0.000

Tabla 21. Variación distancia de falla
sistema sin GD

<i>LÍNEA</i> (<i>CONF</i>)	<i>LONGITUD</i> [<i>km</i>]	<i>D_{REAL}</i> <i>FALLA</i> [<i>km</i>]	<i>ERROR</i> <i>D_{TAKAGI}</i> [%]	<i>ERROR</i> <i>D_{EXTREMOS}</i> [%]
806–808 (300)	9.8237	0.982	1.376	0.000
		1.965	1.378	0.000
		2.947	1.380	0.000
		3.929	1.382	0.000
		4.912	1.385	0.000
		5.894	1.387	0.000
		6.877	1.389	0.000
		7.859	1.391	0.000
		8.841	1.394	0.000
854–852 (301)	11.2258	1.123	0.166	0.000
		2.245	0.151	0.000
		3.368	0.136	0.000
		4.490	0.120	0.000
		5.613	0.105	0.000
		6.735	0.089	0.000
		7.858	0.073	0.000
		8.981	0.056	0.000
		10.103	0.040	0.000

Tabla 22. Variación distancia de falla en sistema sin GD

En las Tablas 20, 21 y 22 se evidencia que el método de Takagi modificado para sistemas sin GD es eficiente, ya que, para las diez líneas simuladas, el 70 % tiene errores inferiores al 0.305 % y el 30 % restante no supera el 1.39 % de error en el cálculo. En el caso de medición sincronizada en dos nodos se evidencia que para sistemas sin GD el método es eficiente, ya que, para las diez líneas simuladas, el 100 % presenta un 0 % de error en el cálculo. Se debe mencionar que no importa a que distancia de la línea ocurre la falla, ya que el error que se obtiene al variar la distancia de falla no tiene una desviación significativa.

4.7 Error en el cálculo variando la resistencia de falla en el simulador DlgSILENT para el sistema sin penetración de GD

Con el fin de evaluar los métodos para sistemas sin penetración de GD, pero con inclusión de resistencia de falla, se construyen las Tablas 23 y 24 donde se evalúan los dos métodos propuestos en escenarios con diferentes resistencias de falla que van de 0 a 50 Ω en intervalos de 10 Ω .

<i>LÍNEA</i> (CONF)	<i>LONGITUD</i> [km]	<i>D_{REAL}</i> <i>FALLA</i> [km]	<i>R_{Falla}</i> [Ω]	<i>ERROR</i> <i>D_{TAKAGI}</i> [%]	<i>ERROR</i> <i>D_{EXTREMOS}</i> [%]
836 – 862 (301)	0.0853	0.0256	0	0.000	0.000
			10	13.180	0.000
			20	26.361	0.000
			30	39.541	0.000
			40	52.721	0.000
			50	65.901	0.000
850 – 816 (301)	0.0945	0.0284	0	0.248	0.000
			10	> 100	0.000
			20	> 100	0.000
			30	> 100	0.000
			40	> 100	0.000
			50	> 100	0.000
830 – 854 (301)	0.1585	0.0476	0	0.177	0.000
			10	> 100	0.000
			20	> 100	0.000
			30	> 100	0.000
			40	> 100	0.000
			50	> 100	0.000
802 – 806 (300)	0.5273	0.1582	0	1.372	0.000
			10	2.037	0.000
			20	2.702	0.000
			30	3.367	0.000
			40	4.032	0.000
			50	4.698	0.000
800 – 802 (300)	0.7864	0.2360	0	1.369	0.000
			10	0.992	0.000
			20	0.616	0.000
			30	0.239	0.000
			40	0.137	0.000
			50	0.514	0.000

Tabla 23. Variación resistencia de falla en sistema sin GD

<i>LÍNEA</i> (CONF)	<i>LONGITUD</i> [km]	<i>D_{REAL}</i> <i>FALLA</i> [km]	<i>R_{Falla}</i> [Ω]	<i>ERROR</i> <i>D_{TAKAGI}</i> [%]	<i>ERROR</i> <i>D_{EXTREMOS}</i> [%]
816-824 (301)	3.1120	0.9336	0	0.271	0.000
			10	17.475	0.000
			20	34.679	0.000
			30	51.882	0.000
			40	69.086	0.000
			50	86.290	0.000
828-830 (301)	6.2301	1.8690	0	0.227	0.000
			10	10.634	0.000
			20	21.042	0.000
			30	31.449	0.000
			40	41.857	0.000
			50	52.264	0.000
812-814 (301)	9.0617	2.7185	0	0.291	0.000
			10	3.562	0.000
			20	6.834	0.000
			30	10.105	0.000
			40	13.377	0.000
			50	16.648	0.000
806-808 (300)	9.8237	2.9471	0	1.380	0.000
			10	1.728	0.000
			20	2.076	0.000
			30	2.424	0.000
			40	2.772	0.000
			50	3.120	0.000
854-852 (301)	11.2258	3.3678	0	0.136	0.000
			10	8.233	0.000
			20	16.331	0.000
			30	24.428	0.000
			40	32.526	0.000
			50	40.623	0.000

Tabla 24. Variación resistencia de falla en sistema sin GD

En la Tabla 23 y 24, se puede apreciar que para simulaciones sin resistencias de falla el método de Takagi modificado es preciso, ya que, el error máximo que presenta es de 1.38 %. Adicionalmente se corrobora lo antes mencionado, en cuanto a que el método de medición sincronizada en dos nodos no se ve afectado por la inclusión de resistencia de falla, haciéndolo un método eficiente y de gran precisión para sistemas sin penetración de GD.

4.8 Análisis de resultados

Para identificar e interpretar de forma más organizada la información se planteó la elaboración de gráficas que contuvieran los resultados de las simulaciones realizadas en las líneas de distribución, a continuación se presentan cinco gráficas que resumen los resultados obtenidos más relevantes.

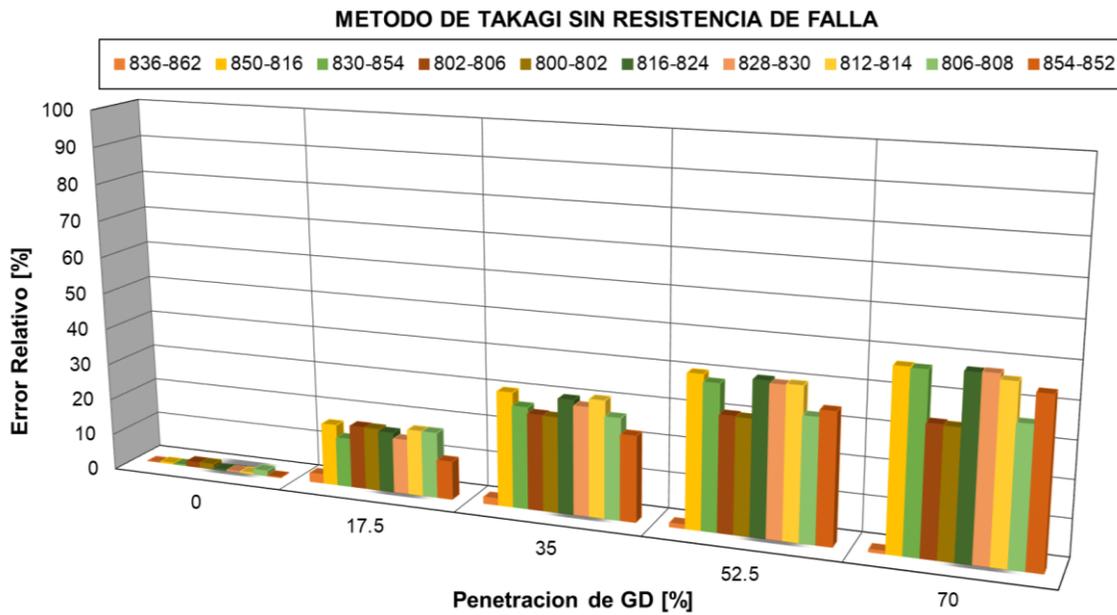


Figura 16. Gráfica error relativo vs penetración de GD método de Takagi modificado sin resistencia de falla

En la Figura 16 se observa como a medida que aumenta la penetración de GD el método de Takagi modificado sin resistencia de falla aumenta el error en el cálculo, llegando a errores de 48.39 % para un nivel de penetración del 70 %.

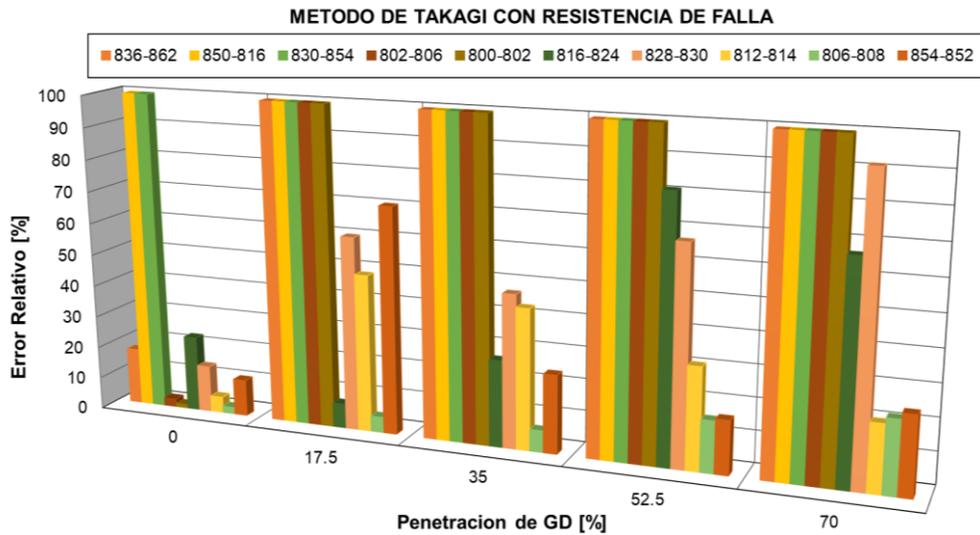


Figura 17. Gráfica error relativo vs penetración de GD método de Takagi modificado con resistencia de falla

En la Figura 17 se observa que las líneas de distribución con longitud menor a 1 km presentan errores que superan el 100 % al implementar GD, por otro lado, en las líneas de distribución con longitudes mayores a 3 km los errores varían sin llegar a superar el 91.75 %, lo cual evidencia que el método no es eficiente al presentar penetración de GD.

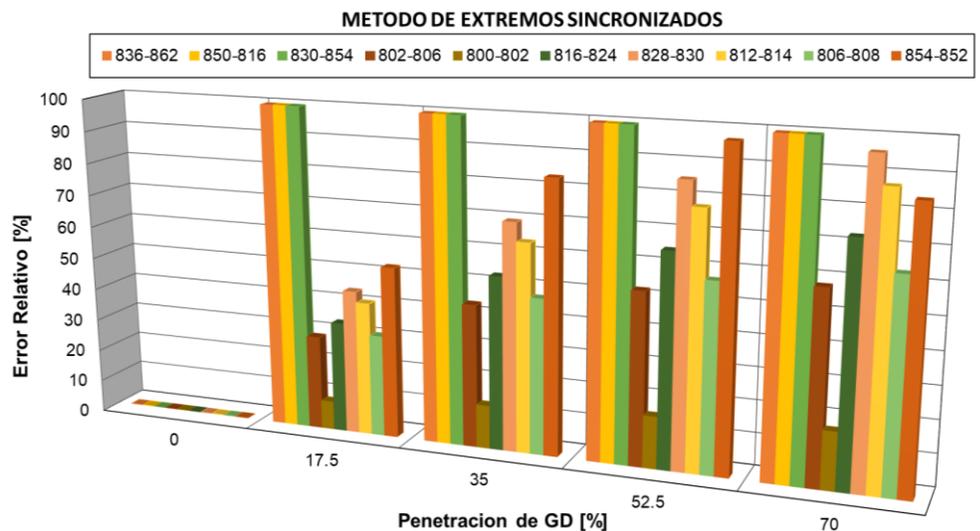


Figura 18. Gráfica error relativo vs penetración de GD método de medición sincronizada en dos nodos con y sin resistencia de falla

En la Figura 18 se observa el impacto de la penetración de GD en el cálculo de la distancia de falla mediante el método de medición sincronizada en dos nodos. Para el primer nivel de penetración, nueve líneas presentan errores superiores al 28.94 % y solo en la línea 800 – 802 el error es del 8.67 % con un error máximo de 17.51 %, cabe resaltar que esta línea es la más cercana al generador principal.

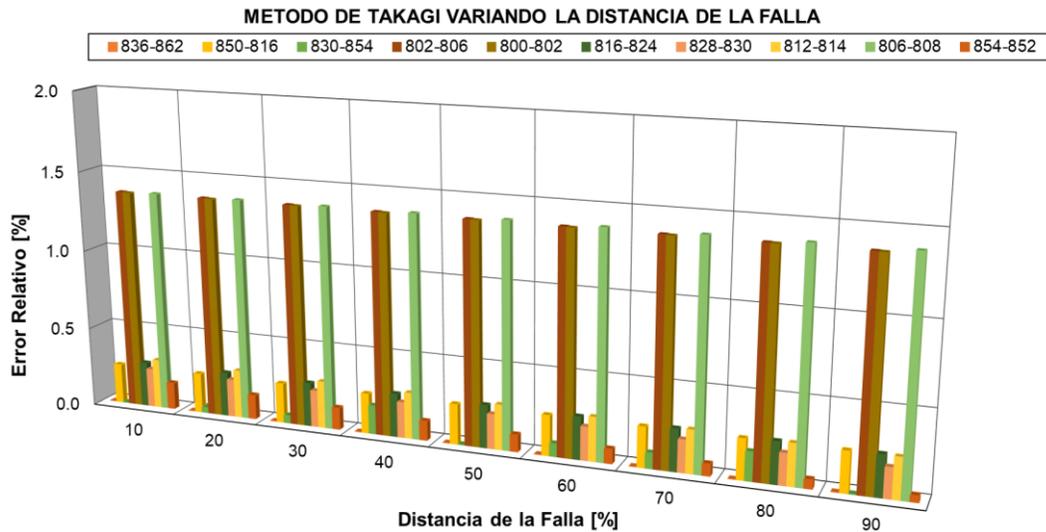


Figura 19. Gráfica error relativo vs distancia de falla a distintos porcentajes de la longitud de la línea con el método de Takagi modificado sin resistencia de falla

En la Figura 19 se observa que la precisión del método no se ve afectada por el punto en donde se presenta la falla en la línea de transmisión, es decir si se presenta la falla al comienzo, a lo largo o al final de la línea, su exactitud es la misma, esto para los casos sin resistencia de falla y sin GD.

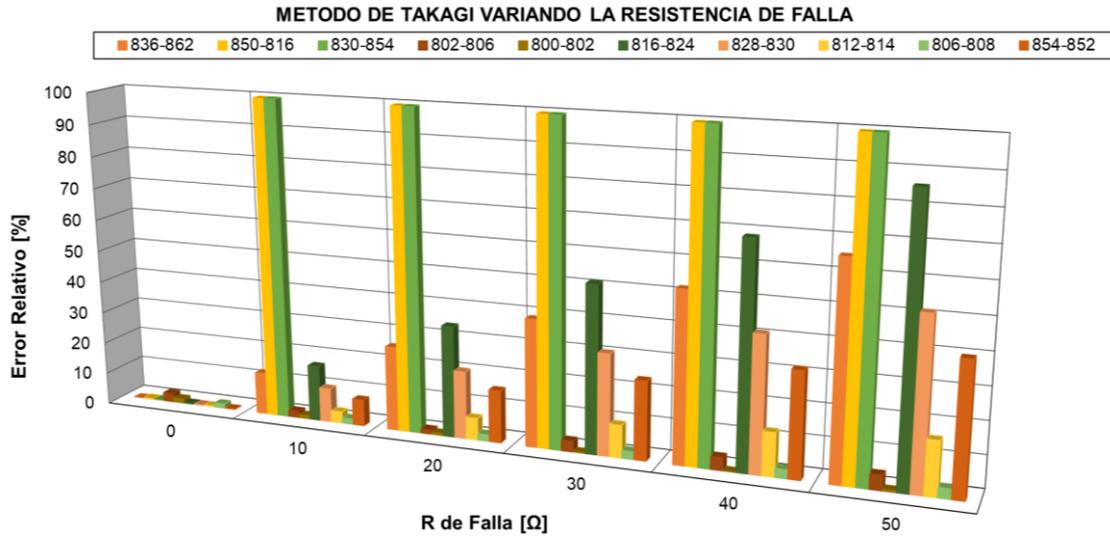


Figura 20. Gráfica error relativo vs resistencia de falla con el método de Takagi modificado

En la Figura 20 se observa como el método de takagi modificado se ve afectado por la inclusión de resistencia de falla, a medida que aumenta la resistencia de falla aumenta el error del cálculo. Se presenta el caso particular de la línea 800 – 802 la cual en lugar de aumentar el error, este disminuye, cabe resaltar que esta línea es la más cercana al generador principal.

Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

1. En este trabajo DIgSILENT se utilizó para la construcción de la simulación del sistema de pruebas de 34 nodos, permitiendo correr el flujo de potencia y los casos de cortocircuito. Python se utilizó en la construcción de una interfaz para la comunicación con DIgSILENT de forma remota, permitiendo la interacción con el sistema de pruebas. El módulo de DPL permitió la extracción y tratamiento de datos en las simulaciones necesarias para el cálculo de las ecuaciones de los métodos seleccionados. La implementación de DIgSILENT, Python y DPL, permitió establecer el impacto de la GD en los dos métodos de localización de fallas basados en baja impedancia presentes en el estándar IEEE C37.114-2014. Mediante el análisis del error obtenido en los resultados que involucran diversos escenarios con y sin GD, se identificó el impacto de la GD en los dos métodos, dando cumplimiento a los objetivos planteados en este proyecto.
2. Los dos métodos de localización de fallas basados en baja impedancia seleccionados se ven afectados de forma negativa por la penetración de GD en el sistema, se evidencia que el error en la localización de la falla aumenta a medida que incrementa el nivel de penetración. Takagi modificado presenta valores de error menores en comparación con el método de medición sincronizada en dos nodos, sin embargo, por los errores obtenidos estos métodos no son aceptables para su implementación en escenarios reales. Por lo tanto, no deben ser implementados en sistemas con la presencia de GD.
3. De acuerdo con la resistencia de falla, para el método de Takagi modificado se presenta un incremento en el error de localización a medida que aumenta la resistencia

de falla. El método de medición sincronizada en dos nodos no se ve afectado por la variación en la resistencia de falla, ya que esta no es una variable de la que dependa para realizar el cálculo de la localización de la falla.

4. De acuerdo con el análisis de los métodos sin GD y sin resistencia de falla, se evidencia que la medición sincronizada en dos nodos presenta el mejor comportamiento, con un 100 % de efectividad, para el método de Takagi modificado se presentan errores menores al 1.3 %. De acuerdo con el análisis de los métodos con GD y sin resistencia de falla, se evidencia que Takagi modificado presenta el mejor comportamiento, con un error de hasta el 48.39 %, para el método de medición sincronizada en dos nodos se presenta en el 30% de los casos errores que superan el 100 %, en el 60 % el error llega hasta el 97.13 % y el 10 % hasta el 17.51 %.

5.2 Recomendaciones

Tras concluir la monografía, se considera importante a tener en cuenta lo siguiente:

1. Se recomienda implementar los métodos de Eriksson, Novosel y medición no sincronizada en dos nodos presentes en el IEEE C37.114-2014, en el software DIgSILENT mediante el lenguaje de programación DPL para analizar el impacto de la GD en estos.
2. Se recomienda implementar el método de ondas viajeras en el software DIgSILENT en conjunto con Python para analizar el impacto de la penetración de GD en un método que no es de baja impedancia.
3. Para facilitar la comunicación entre Python y DIgSILENT se recomienda trabajar con sus últimas versiones, ya que, estas cuentan con librerías que facilitan la interacción entre software permitiendo mejorar la extracción y manejo de datos correspondientes a las simulaciones.

Bibliografía

- Alves, C., Silva, N., & Alencar De Souza, B. (2016). *Real-Time Evaluation of Impedance-Based Fault Location Algorithms*.
- Anierobi, P., & Ogbonnia, O. (2021). Review of Impedance-Based Fault Location Algorithm in Electric Power Transmission Line, Using Computerized Fault Recorders. In *INTERNATIONAL JOURNAL APPLIED SCIENCE RESEARCH, INJASR* (Vol. 1).
- Çapar, A., & Arsoy, A. B. (2014). Evaluating Accuracy of Fault Location Algorithms Based on Terminal Current and Voltage Data. *International Journal of Electronics and Electrical Engineering*, 3(3). <https://doi.org/10.12720/ijeee.3.3.202-206>
- Das, J. (2017). *Understanding Symmetrical Components for Power System Modeling*.
- Das, S., Santoso, S., Gaikwad, A., & Patel, M. (2014). Impedance-Based Fault Location in Transmission Networks: Theory and Application. *IEEE Access*, 2, 537–557. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2014.2323353>
- Dashti, R., Salehizadeh, S. M., Shaker, H. R., & Tahavori, M. (2018). Fault Location in Double Circuit Medium Power Distribution Networks using an Impedance-Based Method. *Applied Sciences (Switzerland)*, 8(7). <https://doi.org/10.3390/app8071034>
- Dimitropoulos, D. (2019). *Thesis Topic Resonance Impact on Inter-Area Oscillations of the Nordic Power System*.
- Eriksson, L., Murari Mohan Saha, S., Asea, I. A., & D Rockefeller, S. G. (1985). An Accurate Fault Locator With Compensation For Apparent Reactance In The Fault Resistance Resulting From Remote-End Infeed. In *and Systems* (Vol. 104, Issue 2).
- Filatova, G., Petrov, A., & Batmanov, M. (2020, March 1). Research of the Algorithm and the Prototype Device for Fault Location Based on Synchronized Two-Side Measurement. *Proceedings of the 2nd 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2020*. <https://doi.org/10.1109/REEPE49198.2020.9059140>
- Gadge, G. M., & Hadpe, S. S. (2018). *Techniques for Location of Fault on Transmission Lines in Power System*. www.irjet.net

- Gaspar, C., Santos, A. dos, & Correia De Barros, M. T. (2019). *Sensitivity Analysis of Impedance-Based Transmission Line Fault Location Algorithms*.
- Guagliano, C. (2019). *Programación en Python II: Programación orientada a objetos*. https://books.google.com.co/books?hl=es&lr=&id=y1yzDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PA5&dq=Programaci%C3%B3n+en+Python+II:+Programaci%C3%B3n+orientada+a+objetos&ots=G0DOvYx6j&sig=LHvxMdssfoO9-k06xjf3EN4R510&redir_esc=y#v=onepage&q=Programaci%C3%B3n%20en%20Python%20II%3A%20Programaci%C3%B3n%20orientada%20a%20objetos&f=false
- Idris, M., Adzman, M., Naim, M., & Abdullah, A. (2018). *Wide Area Fault Location for Power Transmission Network using Reactance Based Method*.
- IEEE C37.114. (2014). *IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines Sponsored by the Power System Relaying Committee IEEE Power and Energy Society*.
- Kersting, W. H. (1991). *Radial Distribution Test Feeders, IEEE Transactions on Power Systems*.
- Knowledge Base PowerFactory - DlgSILENT*. (n.d.-a). Retrieved February 7, 2022, from <https://www.digsilent.de/en/faq-powerfactory/tags/python.html>
- Knowledge Base PowerFactory - DlgSILENT*. (n.d.-b). Retrieved February 7, 2022, from <https://www.digsilent.de/en/faq-powerfactory/searchfaq/%20LOAD%20FLOW/tags/dpl.html>
- Knowledge Base PowerFactory - DlgSILENT*. (n.d.-c). Retrieved February 7, 2022, from <https://www.digsilent.de/en/faq-powerfactory/searchfaq/%20SHORT%20CIRCUIT/tags/dpl.html>
- Knowledge Base PowerFactory - DlgSILENT*. (n.d.-d). Retrieved February 7, 2022, from <https://www.digsilent.de/en/faq-powerfactory/tags/dpl.html>
- Lahmar, M. (2018). *Estimation of Transmission Line Parameters Using Linear Method with Synchronized and Unsynchronized Data*. <https://doi.org/10.13023/etd.2019.022>
- Lahmar, M., & Liao, Y. (2017). *Accurate Methods for Estimating Transmission Line Parameters Using Synchronized and Unsynchronized Data*. <https://www.researchgate.net/publication/321980198>
- Lategan, L., Randewijk, P. J., & Vermeulen, H. J. (2017). *System Analysis for Improved Energy Recovery on Prasa's Electrical Traction Network*. <https://scholar.sun.ac.za>

- Lei, A., & Dong, X. (2019). Decomposition of Post-Fault Transients on Power Lines and Analytical Solution of Its Stationary Component. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 14(1), 37–46. <https://doi.org/10.1007/s42835-018-00020-w>
- Lopes, F. v., Dantas, K. M., Silva, K. M., & Costa, F. B. (2018). Accurate Two-Terminal Transmission Line Fault Location Using Traveling Waves. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33(2), 873–880. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2017.2711262>
- Nikoofekr, I., & Sadeh, J. (2018). Nature of Fault Determination on Transmission Lines for Single Phase Autoreclosing Applications. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 12(4), 903–911. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.1058>
- Novosel, D., Hart, D., & Myllymaki, J. (1996). *System for Locating Faults and Estimating Fault Resistance in Distribution Networks with Tapped Loads*.
- Obalin, M., & Majstrenko, G. (2019). *Adaptation of Power Lines Fault Location Methods to Voltage Characteristics Deviations*. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20191390>
- Saha, M. M., Izykowski, J., & Rosolowski, E. (2010). Fault Location on Power Networks. *Power Systems*, 48, 1–422. <https://doi.org/10.1007/978-1-84882-886-5>
- Scripting and Automation - DigSILENT*. (n.d.). Retrieved February 7, 2022, from <https://www.digsilent.de/en/scripting-and-automation.html>
- Takagi, T., Yamakoshi, Y., Yamura, M., Kondow, R., & Matsushima, T. (1982). Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data. In *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* (Vol. 101, Issue 8).
- Turner, S. P. (2005). *Double-Ended Distance-to-Fault Location System Using Time Synchronized Positive-Or Negative Sequence Quantities U.S. Patent No. 6,879,917*.
- Yadav, A., Santoso, S., & Das, S. (2018). *Fault Detection of Transmission Line by Using Single and Double End Method*.