

5-23-2021

Sincronización GPS para localización de fallas en sistemas de distribución

Julián Duque Fernández
Universidad de La Salle, Bogotá, jduque32@unisalle.edu.co

Hugo Andres Ariza Vivas
Universidad de La Salle, Bogotá, hariza20@unisalle.edu.co

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica



Part of the [Electrical and Electronics Commons](#)

Citación recomendada

Duque Fernández, J., & Ariza Vivas, H. A. (2021). Sincronización GPS para localización de fallas en sistemas de distribución. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/608

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

Sincronización GPS para Localización de Fallas en Sistemas de Distribución

Autores:

Hugo Andres Ariza Vivas

Julián Duque Fernández

Director:

Hugo Fernando Velasco Peña, Ph.D.

Universidad de La Salle

Facultad de Ingeniería

Programa de Ingeniería Eléctrica

Bogotá D.C., Colombia

Mayo 2021

Agradecimientos

El haber desarrollado este proyecto es la culminación de 6 años de trabajo en la Universidad de La Salle, donde a través de estos años pude reunir todos los conocimientos necesarios para iniciar mi vida laboral como ingeniero electricista. El presente trabajo de investigación es la culminación de esta etapa tan especial de aprendizaje en esta prestigiosa institución como lo es La Universidad de La Salle.

Quisiera agradecer, primero que todo, a mi familia ya que gracias a ellos hicieron que todo esto sea posible y que esté finalizando mis estudios universitarios. También quisiera agradecer a Dios y a todas las personas que siempre me han dado fuerza y apoyo para continuar con mi etapa de aprendizaje a lo largo de mi carrera de pregrado.

Por último, quiero agradecer en especial a la Universidad de La Salle y a todo su grupo de docente que siempre me han ayudado, transmitiéndome sus conocimientos durante estos años para formarme como ingeniero electricista.

Julián Duque Fernández

Resumen

Los sistemas de distribución son muy propensos a presentar fallas a lo largo de toda su red, las cuales puede ser originadas por múltiples factores. Cuando se tiene un sistema eléctrico robusto con muchos nodos, encontrar el punto exacto de la falla puede llegar a ser costoso para el operador de red; por lo tanto, es fundamental determinar la ubicación de la falla con el fin de disminuir costos y tiempo de reconexión.

Las fallas en un Sistema de Distribución Local (SDL) se pueden presentar por dos motivos: desgaste en los equipos o condiciones externas. El desgaste de los equipos a lo largo de su vida útil ocasiona fallas en el sistema eléctrico, y estas pueden ser evitadas realizando mantenimientos preventivos. Las condiciones externas como los eventos meteorológicos o la ubicación del sistema en una zona rural dificultan el control debido a su naturaleza; sin embargo, cuando se presentan este tipo de eventos el operador de red es el responsable de realizar las respectivas reparaciones para restaurar el servicio de energía eléctrica. Con la nueva infraestructura de medición avanzada (AMI) que se implementará en el país, se pueden integrar métodos para ubicar fallas, logrando que el tiempo para localizar y realizar reparaciones sea mínimo, garantizando un servicio de energía mucho más confiable al usuario final. De AMI pueden ser extraídas medidas de tensión y corriente en tiempo real con el fin de localizar la falla, sin embargo, estos datos no se toman en el mismo instante de tiempo, provocando errores no propios de las mediciones.

El método que se quiera implementar usando AMI debe ofrecer resultados basados en variables de tensión y corriente. Normalmente AMI no posee elementos que permitan sincronizar la adquisición de las mediciones entre dispositivos. Debido a esto, es necesario añadir un dispositivo que les otorgue esta característica y que sea de bajo costo. En el mercado existen varios GPS que generan una señal de reloj sincronizada con satélites, permitiendo que, dos o más medidores se pueden sincronizar utilizando esta señal como referencia para adquirir datos, logrando disminuir el error en el cálculo de la distancia a la falla.

Con el fin comprobar tres diferentes métodos de localización de fallas, se realiza una simulación de un SDL de una carga con falla monofásica, donde serán extraídos datos de tensión y corriente. Estos mismos se usarán en los métodos para determinar la ubicación más aproximada de la falla y se realizará una comparación entre los tres.

Los resultados obtenidos por los métodos no son aproximados a los esperados, es debido a esto que es necesario utilizar un factor de corrección para visualizar los datos. A pesar de esto, los métodos demuestran que tienen fundamento matemático, ya que su resultado es proporcional al esperado.

Los métodos tienen un error por debajo del 32,4%, sin embargo, cuando se añaden desfases entre las mediciones, se observa que el error aumenta hasta un 4%, esto indica que, la sincronización de los datos afecta el resultado. Adicionalmente se analiza uno de los métodos utilizando datos estadísticos del comportamiento del GPS; no obstante, debido a que el error del GPS es de ± 150 ns, es necesario aumentar la escala para observar mejor su comportamiento.

Tabla de Contenido

Introducción	13
1. Metodología	15
1.1 Método De Impedancia Aparente	15
1.2 Método Basado En Transitorios Generados Por Fallas	17
1.3 Método Basado En Impedancia	19
1.4 Diagrama Unifilar	23
1.5 Selección De Carga Trifásica.....	23
1.6 Parámetros Del Circuito De Distribución	24
1.6.1 Resistencia Del Conductor	25
1.6.2 Inductancia Del Conductor	25
1.6.3 Capacitancia Del Conductor	26
1.6.4 Resistencia, Inductancia Y Capacitancia En Secuencia Positiva Y Cero.....	26
1.7 Parámetros Del Transformador.....	27
1.7.1 Ensayo De Cortocircuito (CC).....	28
1.7.2 Ensayo De Circuito Abierto (CA)	29
1.8 Resistencia De Falla.....	29
1.9 Señal De Reloj GPS	29
2 Análisis De Resultados	31
2.1 Análisis Método 1	31
2.2 Análisis Método 2.....	34
2.3 Análisis Método 3.....	37
2.4 Error De Desfase En El Método 1	40
2.5 Error De Desfase En El Método 2	42
2.6 Error De Desfase En El Método 3	44

2.7	Error Señal De Reloj GPS	46
3	Conclusiones.....	51
3.1	Trabajo A Futuro	52
4	Bibliografía.....	53
5	Anexos	56
	Anexo 1. Resultados Originales	56
	Anexo 2. Resultados De Desfase Método 1	57
	Anexo 3. Resultados De Desfase Método 2	59
	Anexo 4. Resultados De Desfase Método 3	61
	Anexo 5. Barrido En El Tiempo GPS	63
	Anexo 6. Histograma de GPS.....	64
	Anexo 7. Distribución Normal Aplicada A Método 1	65

Lista De Tablas

Tabla 1: Ecuaciones para el bloque Three phase pi section line	27
Tabla 2: Valores de secuencia positiva y cero para el conductor	27
Tabla 3: Resistencia y reactancia del transformador	29
Tabla 4: RMSE del método 1 para cada resistencia de falla	34
Tabla 5: RMSE del método 2 para cada resistencia de falla	37
Tabla 6: RMSE del método 3 para cada resistencia de falla	39
Tabla 7: RMSE para cada ángulo de desfase.....	41
Tabla 8: RMSE para cada ángulo de desfase.....	43
Tabla 9: RMSE para cada ángulo de desfase.....	45

Lista De Figuras

Figura 1: Indicador SAIDI para Colombia en el año 2018	13
Figura 2: Indicador SAIDI para Chile entre los años 2012 y 2018.....	14
Figura 3: Modelo del sistema en estudio bajo falla.....	15
Figura 4: Modelo equivalente de una falla monofásica	16
Figura 5: Modelo del sistema bajo falla	18
Figura 6: Sistema eléctrico a modelar en baja tensión	19
Figura 7: Conexión de redes de secuencia para falla monofásica.....	20
Figura 8: Nuevo diagrama unifilar para el Método Basado En Impedancia.....	22
Figura 9: Nuevo circuito para el Método Basado En Impedancia	22
Figura 10: Unifilar para sistema con una carga.....	23
Figura 11: Diagrama unifilar en Simulink	24
Figura 12: Dispositivos GPS.....	30
Figura 13: Distancia de falla para el método 1 con distintas resistencias de falla	33
Figura 14: Distancia de falla para el método 1 con resistencia de falla de 15 Ω	33
Figura 15: Distancia de falla para el método 2 con distintas resistencias de falla	35
Figura 16: Distancia de falla para el método 2 con resistencia de 15 Ω	36
Figura 17: Distancia de falla para el método 2 con resistencia de 100 Ω	36
Figura 18: Distancia de falla para el método 3 con distintas resistencias de falla	37
Figura 19: Distancia de falla para el método 3 con resistencia de 15 Ω	38
Figura 20: Distancia de falla para el método 3 con resistencia de 100 Ω	39
Figura 21: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 0,01 Ω ..	40
Figura 22: Diferencia de error del método 1 con respecto a los grados de desfase	41
Figura 23: Distancia de falla para el método 2 con desfase y resistencia de falla de 0,01 Ω ..	42
Figura 24: Diferencia de error del método 2 con respecto a los grados de desfase	43
Figura 25: Distancia de falla para el método 3 con desfase y resistencia de falla de 0,01 Ω ..	44
Figura 26: Diferencia de error del método 3 con respecto a los grados de desfase	46
Figura 27: Barrido en el tiempo para el flanco de subida GPS	47
Figura 28: Histograma para el flanco de subida de GPS 1 y 2.....	47
Figura 29: Distribución normal GPS 1 y 2.....	48
Figura 30: Generación de nuevo histograma con números aleatorios	49

Figura 31: Distancia de falla para el método 1 utilizando los datos de la distribución normal	49
Figura 32: Resultado original del método 1	56
Figura 33: Resultado original del método 2	56
Figura 34: Resultado original del método 3	57
Figura 35: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 5 Ω	57
Figura 36: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 15 Ω	58
Figura 37: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 30 Ω	58
Figura 38: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 40 Ω	59
Figura 39: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 5 Ω	59
Figura 40: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 15 Ω	60
Figura 41: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 30 Ω	60
Figura 42: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 40 Ω	61
Figura 43: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 5 Ω	61
Figura 44: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 15 Ω	62
Figura 45: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 30 Ω	62
Figura 46: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 40 Ω	63
Figura 47: Barrido en el tiempo para el flanco de bajada GPS	63
Figura 48: Histograma para el flanco de subida de GPS 1 y 3	64
Figura 49: Histograma para el flanco de bajada de GPS 1 y 2	64
Figura 50: Histograma para el flanco de bajada de GPS 1 y 3	65
Figura 51: Distancia de falla para el método 1 utilizando los datos de la distribución normal resistencia 5 Ω	65
Figura 52: Distancia de falla para el método 1 utilizando los datos de la distribución normal resistencia 15 Ω	66
Figura 53: Distancia de falla para el método 1 utilizando los datos de la distribución normal resistencia 30 Ω	66
Figura 54: Distancia de falla para el método 1 utilizando los datos de la distribución normal resistencia 40 Ω	67

Definiciones

AMI: Infraestructura de medición avanzada. Es la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. (Resolución 40072, 2018)

Calidad: La totalidad de las características de un ente que le confieren la aptitud para satisfacer necesidades explícitas e implícitas. Es un conjunto de cualidades o atributos, como disponibilidad, precio, confiabilidad, durabilidad, seguridad, continuidad, consistencia, respaldo y percepción. (RETIE, 2013)

Carga de servicios comunes: Es valor de la carga (kVA) asociados al servicio eléctrico en áreas comunes en proyectos urbanísticos- Esta se calcula de acuerdo con la norma eléctrica colombiana NTC 2050 o criterio del diseñador. (Departamento de Normas Técnicas, 2010)

Carga servicios comunes y cargas especiales por cliente $[kVA (sc + ce)/cliente]$: Es la carga de servicios comunes más las cargas especiales del proyecto, dividida por el número de clientes del proyecto. (Departamento de Normas Técnicas, 2010)

Cargas especiales: Es la carga instalada en zonas comunes (servicio comunal) cuyo uso no es frecuente o cargas diferentes a las de servicios comunes tales como locales comerciales o zonas de cesión tipo B que deben tenerse en el dimensionamiento del transformador. (Departamento de Normas Técnicas, 2010)

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Distribución de energía eléctrica: Transferencia de energía eléctrica a los consumidores, dentro de un área específica. (RETIE, 2013)

Falla: Degradación de componentes. Alteración intencional o fortuita de la capacidad de un sistema, componente o persona, para cumplir una función requerida. (RETIE, 2013)

Frecuencia: Número de períodos por segundo de una onda. Se mide en Hertz o ciclos por segundo. (RETIE, 2013)

Operador de red: Empresa de Servicios Públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional o un Sistema de Distribución Local. (RETIE, 2013)

Prueba de circuito abierto: Es un procedimiento en donde se deja abierto el circuito del devanado secundario del transformador y su devanado primario se conecta a una línea de voltaje pleno. Con esta información se puede determinar el factor de potencia de la corriente de entrada y, por lo tanto, la magnitud y el ángulo de la impedancia de excitación. (Chapman, 2012)

Prueba de cortocircuito: Es un procedimiento en donde se hace un cortocircuito en las terminales de bajo voltaje de un transformador y las terminales de alto voltaje se conectan a una fuente de voltaje variable. Se ajusta el voltaje de entrada hasta que la corriente en los devanados en cortocircuito sea igual a su valor nominal. (Chapman, 2012)

SAIDI: El índice de duración promedio de interrupción del sistema (SAIDI) indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un período de tiempo predefinido. Comúnmente se mide en minutos del cliente o en horas de interrupción del cliente. (IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, 2012)

SAIFI: El índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido. (IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, 2012)

Sistema de distribución local (SDL): Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local. (Superservicios, 2019)

Usuario: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina también consumidor // Toda persona natural o jurídica que, como destinatario final, adquiera, disfrute o utilice un determinado producto, cualquiera que sea su naturaleza para la satisfacción de una necesidad propia, privada, familiar o doméstica y empresarial cuando no esté ligada intrínsecamente a su actividad económica. (RETIE, 2013)

Norma Técnica

El artículo 4 de la resolución 40072 de 2018 hace mención sobre cuáles son los objetivos principales de AMI en el país. Una de las características importantes es la toma de datos cada hora, con el fin de hacer un constante monitoreo de la red, para poder realizar una correcta gestión de la información de una manera rápida y confiable. Por otro lado, la resolución hace mención que para el año 2030 el porcentaje de usuarios conectados en el sistema interconectado nacional con AMI es del 95 % y 50 % para el área urbana y rural respectivamente. (Resolución 40072, 2018)

En la resolución 131 del 2020 de la CREG se mencionan aspectos generales de la instalación de los medidores inteligentes y la obligación que tiene el operador de red con el usuario para realizar el cambio del medidor tradicional por uno avanzado, corriendo con todos los gastos de la instalación. Actualmente, no existe normativa técnica en el país que indique el procedimiento adecuado para la implementación de medidores avanzados en AMI. (Resolución 131, 2020)

Por tal motivo se consulta la norma técnica “*IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*” (IEEE, 2011), donde se realiza una verificación de requerimientos mínimos para los dispositivos de sincronización. Para fines de este proyecto se utiliza el GPS NEO-6M-0-001 el cual cumple con el requisito de resolución mínima de tiempo universal coordinado o UTC por sus siglas en inglés, y el máximo error de sincronización de 26 μ s.

Adicionalmente al estándar internacional, se cumple con los criterios establecidos por el operador de red local, en la selección de transformadores de potencia y conductores para sistema de distribución local. (ET014 Transformadores de poder 34.5/13.2-11.4 kV, 2005), (Departamento de Normas Técnicas, 2010).

El conductor utilizado en este proyecto cumple con el reglamento RETIE y el estándar ANSI/UL 1277.

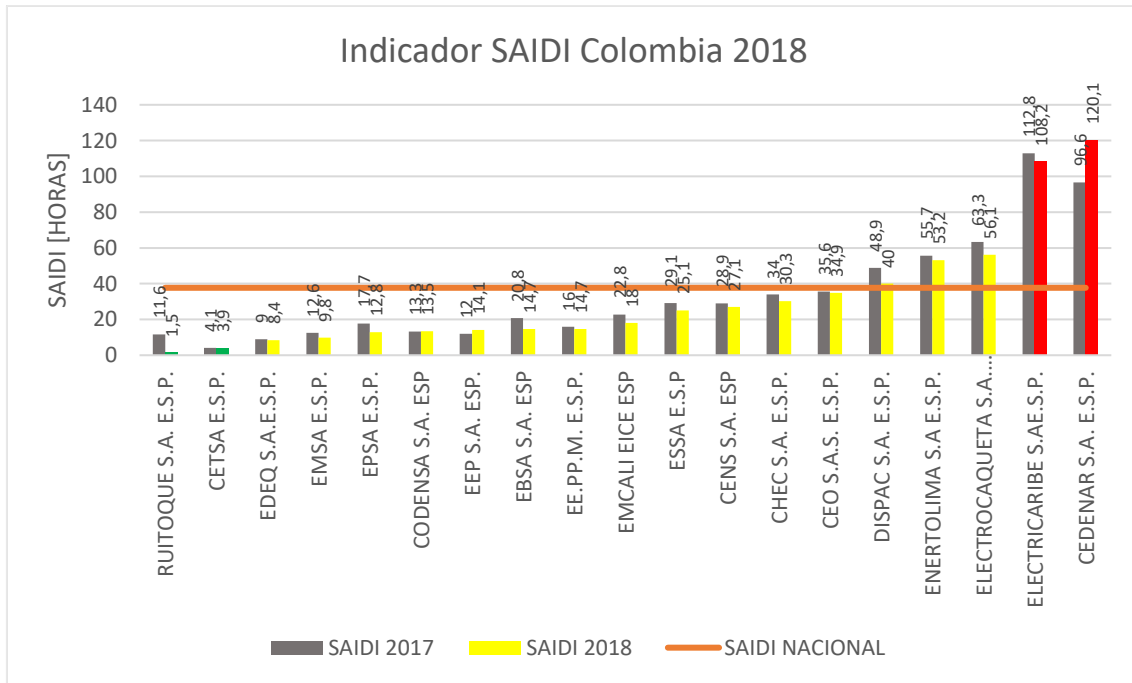
Se utilizó la norma técnica NTC2050 (Norma Técnica Colombiana) para calcular la carga instalada en un SDL. (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 1998)

Introducción

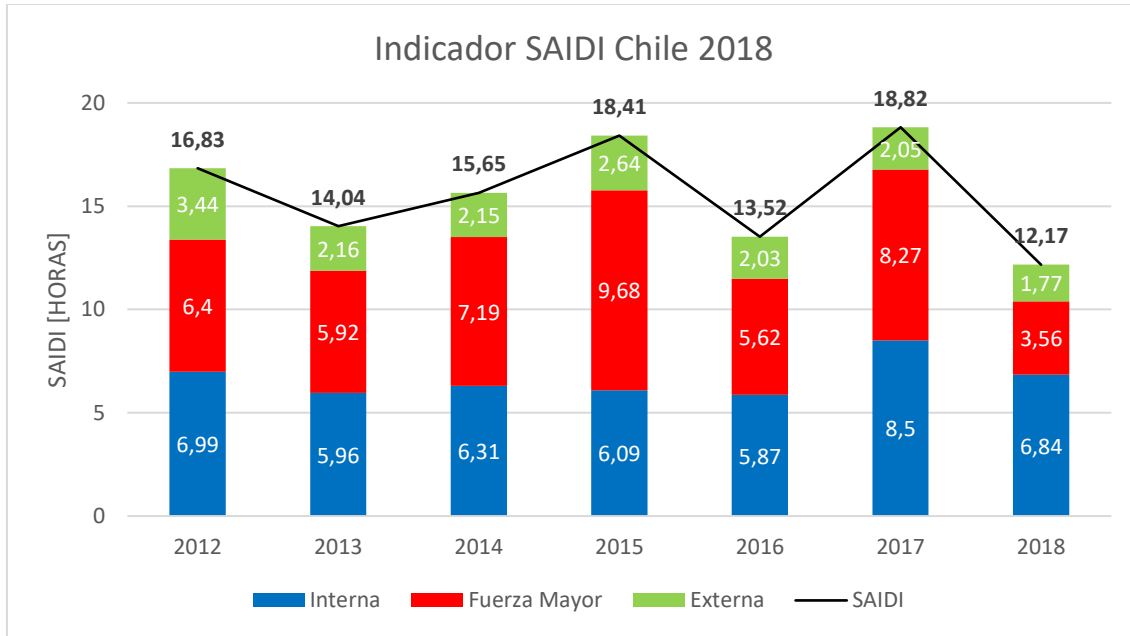
El desarrollo de la energía eléctrica en Colombia crece cada día y las necesidades van surgiendo poco a poco. La protección de los elementos conectados a la red nacional es fundamental para garantizar un funcionamiento confiable para los usuarios finales. En los sistemas de distribución la detección y localización de fallas es indispensable, teniendo un 38,5% de peso para cumplir la totalidad de objetivos del plan “*Smart Grids Colombia Visión 2030*” (UPME, 2016).

En Colombia para el año 2018, se reportaron índices de frecuencia de interrupción promedio del sistema, SAIFI (por sus siglas en inglés) e índice de duración de interrupción promedio del sistema, SAIDI (por sus siglas en inglés) de valores promedio de 48 y 37,7 respectivamente (Superservicios, 2019), lo que supone que un usuario en todo el año 2018 no tuvo servicio de energía eléctrica por 37,7 horas repartidas en 48 ocasiones. Por otro lado, en Chile se reportó un indicador SAIDI de 12,17 hora para el mismo año (Superintendencia de Electricidad y Combustible, 2018), lo que demuestra que el índice en Colombia es muy superior.

Figura 1: Indicador SAIDI para Colombia en el año 2018



Fuente: (Superservicios, 2019)

Figura 2: Indicador SAIDI para Chile entre los años 2012 y 2018

Fuente: (Superintendencia de Electricidad y Combustible, 2018)

La dificultad para encontrar un método para la detección de fallas en un sistema de distribución es alta, debido a que los actuales métodos se basan en sistemas de transmisión que utilizan componentes de alta frecuencia (Takagi, y otros, 1981) o en sistemas que analizan ondas viajeras (Ansell, GB and Pahalawaththa, & NC, 1994). De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que los sistemas de distribución tienen una red muy distinta, es necesario utilizar otros métodos como la medición por impedancias (Mora-Florez, J and Melendez, J and Carrillo-Caicedo, & G, 2008).

Existen algunos métodos para conocer el tipo de falla, tales como que se basan en la medición del tiempo-frecuencia (por ejemplo, (Qin, y otros, 2018)), y los métodos para detectar fallas en sistemas de distribución sin conexión a tierra (por ejemplo, (Li, Tianyou and Huang, & Chaoyi, 2017)). Con el fin de limitar el alcance del presente proyecto, es necesario precisar en métodos que permitan obtener de los datos de tensión y corriente para conocer la locación de la falla.

En el presente proyecto, se analizarán tres métodos de localización de fallas con el fin de simular y obtener datos de la ubicación aproximada de la falla en un sistema de distribución. Adicionalmente se incluirá una señal de referencia para sincronizar los datos simulando una condición real. Para ello se toma como referencia una señal generada por un dispositivo GPS el cual está sincronizado con satélites, por lo tanto, varios dispositivos tienen la misma señal de referencia independientemente de la ubicación de los GPS.

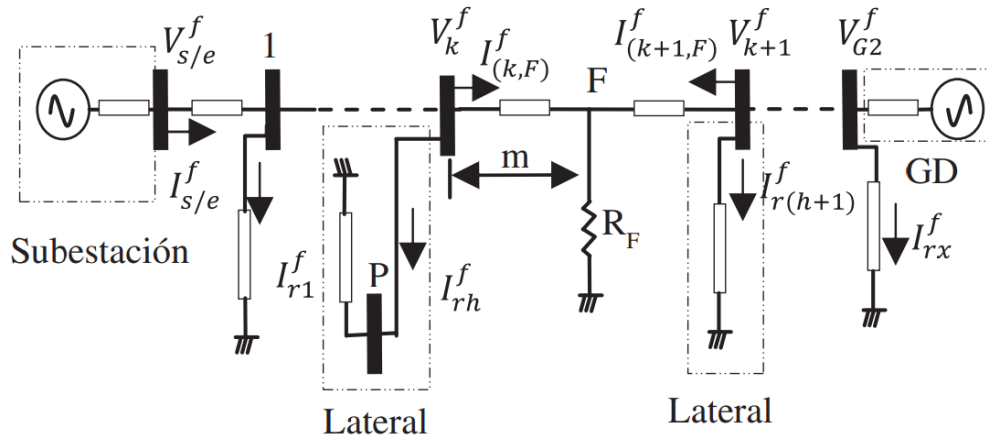
1. Metodología

En esta sección se realiza un análisis de tres métodos para localizar fallas en sistemas de distribución, abordando el sistema y las variables a estudiar. Adicionalmente, se establecen los elementos pertenecientes al modelo de simulación, estableciendo los valores para cada uno de ellos.

1.1 Método De Impedancia Aparente

Este método se basa en mediciones de tensión y corriente en los nodos adyacentes a la falla. Con estos registros es desarrollado un análisis de cortocircuito para fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas. (Orozco Henao, Flórez, José, & Pérez Londoño, 2015)

Figura 3: Modelo del sistema en estudio bajo falla



Fuente: (Orozco Henao, Flórez, José, & Pérez Londoño, 2015)

Las variables de la Figura 3 son:

$V_{s/e}^f$: Tensión en la cabecera del circuito.

$I_{s/e}^f$: Corriente en la cabecera del circuito.

V_{G2}^f : Tensión de la generación distribuida.

I_{G2}^f : Corriente de la generación distribuida.

V_k^f : Tensión en el nodo k .

$I_{(k,f)}^f$: Corriente de fase desde el nodo k hacia el nodo F en falla.

$I_{(k+1,F)}^f$: Corriente de fase desde el nodo $(k + 1)$.

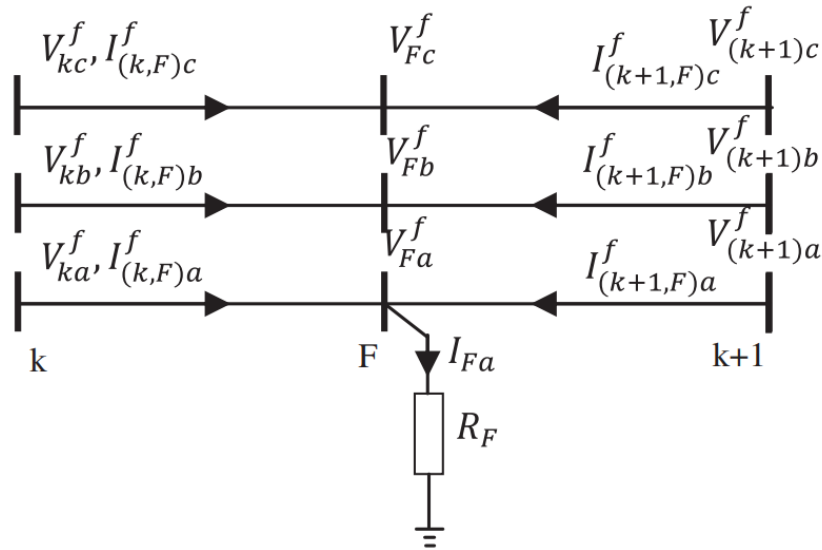
I_{rh}^f : Corriente que se deriva por el ramal.

I_F : Corriente por la resistencia de falla.

En la Figura 3 se observa un sistema de distribución con generación distribuida en el que se presenta una falla entre los nodos k y $k + 1$. Para efectos de este proyecto, solo se analizará la falla monofásica planteada por el autor sin tener en cuenta la generación distribuida.

Para poder obtener un análisis adecuado de la falla se procede a realizar un modelo equivalente de la misma en un circuito monofásico y esto permite obtener la matriz de impedancias con variaciones de tensión como se presenta a continuación. Ver Figura 4.

Figura 4: Modelo equivalente de una falla monofásica



Fuente: (Orozco Henao, Flórez, José, & Pérez Londoño, 2015)

En el caso de una falla monofásica, la ecuación matricial es la siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_{ka}^f \\ V_{kb}^f \\ V_{kc}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta V_{a-F} \\ \Delta V_{b-F} \\ \Delta V_{c-F} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{(k+1,F)a}^f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Y las variaciones de tensión están dadas por:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{a-F} \\ \Delta V_{b-F} \\ \Delta V_{c-F} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} mZ_{aa} + R_F & mZ_{ab} & mZ_{ac} \\ mZ_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ mZ_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{(k,F)a}^f \\ I_{(k,F)b}^f \\ I_{(k,F)c}^f \end{bmatrix} \quad (2)$$

Donde:

m : Distancia de la falla en $p. u.$ de longitud.

Z_{ii} : Impedancia propia de la línea para la fase i con $i = (a, b, c)$, en el tramo en falla.

Z_{ij} : Impedancia mutua de la línea entre fases i y j , en el tramo en falla ($i \neq j$).

De la primera fila de la matriz en la ecuación (1), se obtiene:

$$V_{ka}^f = \Delta V_{a-F} + R_F * \left(I_{(k,F)a}^f + I_{(k+1,F)a}^f \right) \quad (3)$$

Se divide la ecuación (3) por $\Delta V_a^f = Z_{aa} \cdot I_{(k,F)a}^f + Z_{ab} \cdot I_{(k,F)b}^f + Z_{ac} \cdot I_{(k,F)c}^f$ con la parte imaginaria se encuentra una expresión para el cálculo de R_F como se muestra en la siguiente expresión:

$$R_F = \frac{\text{Imag} \left\{ \frac{V_{ka}^f}{\Delta V_a^f} \right\}}{\text{Imag} \left\{ \frac{I_{(k,F)a}^f + I_{(k+1,F)a}^f}{\Delta V_a^f} \right\}} \quad (4)$$

Ya con la resistencia de falla se reemplaza en la ecuación (3) y se puede obtener la distancia m .

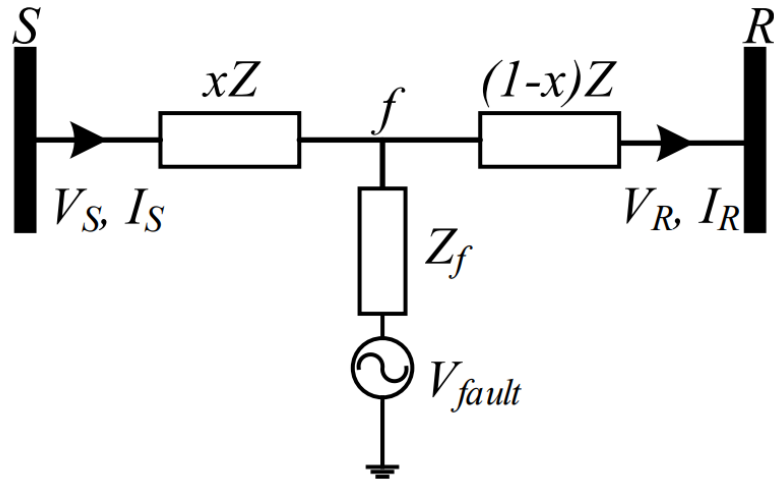
$$m = \frac{V_{ka}^f - R_F \cdot \left(I_{(k,F)a}^f + I_{(k+1,F)a}^f \right)}{Z_{aa} \cdot I_{(k,F)a}^f + Z_{ab} \cdot I_{(k,F)b}^f + Z_{ac} \cdot I_{(k,F)c}^f} \quad (5)$$

1.2 Método Basado En Transitorios Generados Por Fallas

Este método depende de los transitorios que se generan cuando ocurre una falla. Para realizar el análisis, se tiene en cuenta valores de tensión y corriente por fase, no se toma en consideración los componentes de secuencia. El autor desarrolla simulaciones para fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas (balanceado y desbalanceado) con unas resistencias de falla de hasta 100 Ω . (F. M. Aboshady, M. Sumner, & D. W. P. Thomas, 2017)

Para el desarrollo del presente documento, no se tiene en cuenta la capacitancia de la línea utilizada por el autor, ya que tiene un efecto despreciable en el sistema. Adicionalmente solo se analizará el sistema para fallas monofásicas con resistencia de falla definida en posteriores secciones del documento.

Figura 5: Modelo del sistema bajo falla



Fuente: (F. M. Aboshady, M. Sumner, & D. W. P. Thomas, 2017)

En la Figura 5 se observa un diagrama unifilar con una falla entre los nodos S y R . Las variables indicadas en dicha figura se presentan a continuación:

V_S : Fasor de tensión en el nodo S .

V_R : Fasor de tensión en el nodo R .

V_{fault} : Fuente de transitorios generados por la falla.

I_S : Fasor de corriente desde el nodo S hacia la falla f .

I_R : Fasor de corriente desde el nodo R hacia la falla f .

Z_f : Impedancia de falla.

Z : Impedancia total de la serie de la sección.

f : Punto de falla.

x : Vector de distancia de falla en $p. u.$ medida desde el nodo S por fase.

Se aplica la ley de tensiones de Kirchhoff para definir el voltaje en el punto f .

$$V_f = V_S - xZI_S \quad (6)$$

$$V_f = V_R + (1 - x)ZI_R \quad (7)$$

Se iguala la ecuación (6) con la ecuación (7) para eliminar la tensión en el punto f .

$$xZ(I_S - I_R) = V_S - V_R - ZI_R \quad (8)$$

Con la ecuación (8) se obtiene el vector de distancia x en $p. u.$ Estos valores corresponden a la distancia medida desde el nodo S por cada una de las fases de la línea de distribución.

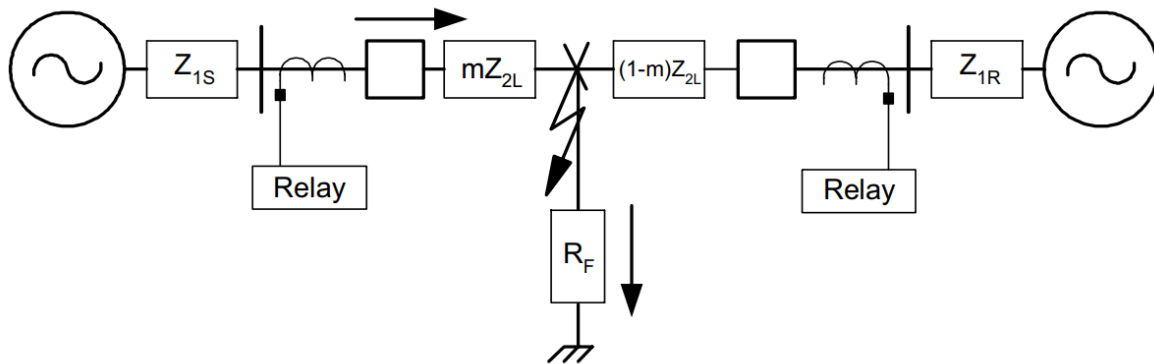
1.3 Método Basado En Impedancia

Este método es planteado por D. A. Tziouvaras, J. B. Roberts, & G. Benmouyal (2001), donde se utilizan voltajes, corrientes e impedancias de secuencia negativa de todos los terminales de la línea para fallas desequilibradas. Debido a que cuando se utilizan solo estas cantidades se puede omitir los problemas asociados con el flujo de carga previo a la falla, los efectos de acoplamiento mutuo de secuencia cero en la línea aérea y las corrientes de alimentación de secuencia cero de las cargas tomadas a lo largo de la línea.

Adicionalmente el autor afirma que no es necesaria la sincronización de datos en los medidores, porque la ecuación (14) utiliza las siguientes cantidades desde el terminal remoto:

- Magnitud de la corriente de secuencia negativa $|I_2|$
- Impedancia de secuencia negativa de la fuente $Z_2 \angle \theta_2^\circ$

Figura 6: Sistema eléctrico a modelar en baja tensión



Fuente: (K. Zimmerman & D. Costello, 2005)

En la Figura 6 se muestra el sistema a estudiar bajo falla planteada por el autor. Las variables indicadas en dicha figura son las siguientes:

Z_{1S} : Impedancia del generador S .

Z_{2L} : Impedancia de la línea en falla.

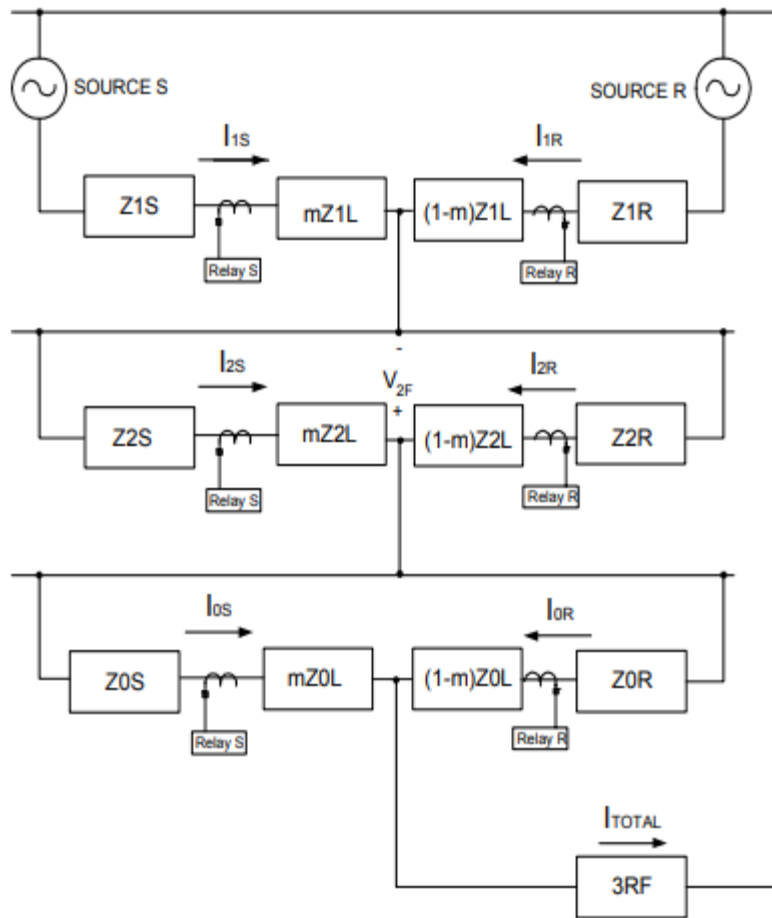
Z_{1R} : Impedancia del generador R .

R_F : Resistencia de falla.

m : Distancia de falla.

Con el fin de visualizar las distintas componentes de secuencia del circuito de la Figura 6 se presenta la siguiente conexión de redes de secuencias para una falla monofásica:

Figura 7: Conexión de redes de secuencia para falla monofásica



Fuente: (D. A. Tziouvaras, J. B. Roberts, & G. Benmouyal, 2001)

Las variables de la Figura 7 son:

Z_{nS} : Impedancia del generador S para cada una de las secuencias n .

Z_{nL} : Impedancia de la línea en falla para cada una de las secuencias n .

Z_{nR} : Impedancia del generador R para cada una de las secuencias n .

R_F : Resistencia de falla.

V_{2F} : Tensión de falla en la secuencia negativa.

m : Distancia de falla.

I_{nS} : Corriente por cada secuencia n en S .

I_{nR} : Corriente por cada secuencia n en R .

RF : Resistencia de falla total.

I_{Total} : Corriente de falla total.

Se calcula la tensión V_{2F} utilizando las corrientes I_{2S} e I_{2R} :

$$V_{2F} = -I_{2S} \cdot (Z_{2S} + m \cdot Z_{2L}) \quad (9)$$

$$V_{2F} = -I_{2R} \cdot (Z_{2R} + (1 - m) \cdot Z_{2L}) \quad (10)$$

Seguidamente, se iguala la ecuación (9) y la ecuación (10), con el fin de eliminar la expresión V_{2F} . La ecuación resultante es la siguiente:

$$I_{2R} = I_{2S} \cdot \frac{(Z_{2S} + m \cdot Z_{2L})}{(Z_{2R} + (1 - m) \cdot Z_{2L})} \quad (11)$$

Con el fin de evitar la sincronización de los datos entre los relés S y R, se toma la magnitud de ambos lados de la ecuación (11).

$$|I_{2R}| = \left| I_{2S} \cdot \frac{(Z_{2S} + m \cdot Z_{2L})}{(Z_{2R} + (1 - m) \cdot Z_{2L})} \right| \quad (12)$$

Se realiza la simplificación de la ecuación (12):

$$|I_{2R}| = \frac{|(I_{2S} \cdot Z_{2S}) + m \cdot (I_{2S} \cdot Z_{2L})|}{|(Z_{2R} + Z_{2L}) - m \cdot (Z_{2L})|} \quad (13)$$

Para simplificar aún más la ecuación (13), se definen las siguientes variables:

$$I_{2S} \cdot Z_{2S} = a + jb$$

$$I_{2S} \cdot Z_{2L} = c + jd$$

$$Z_{2R} + Z_{2L} = e + jf$$

$$Z_{2L} = g + jh$$

Luego se sustituyen las variables anteriores en la ecuación (13):

$$|I_{2R}| = \frac{|(a + jb) + m \cdot (c + jd)|}{|(e + jf) - m \cdot (g + jh)|} \quad (14)$$

Tomando el cuadrado de ambos términos de la ecuación (14), se expande y se reorganiza produciendo una ecuación cuadrática de la forma $A \cdot m^2 + B \cdot m + C = 0$. Los coeficientes de la expresión cuadrática son:

$$A = |I_{2R}|^2 \cdot (g^2 + h^2) - (c^2 + d^2)$$

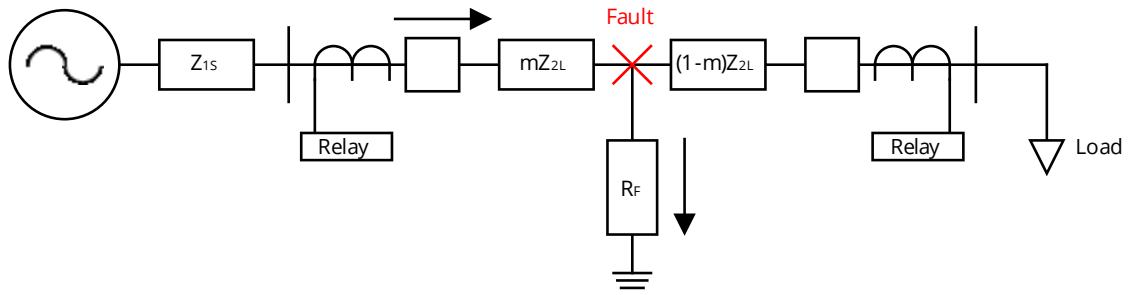
$$B = -2 \cdot |I_{2R}|^2 \cdot (e \cdot g + f \cdot h) - 2 \cdot (a \cdot c + b \cdot d)$$

$$C = |I_{2R}|^2 \cdot (e^2 + f^2) - (a^2 + b^2)$$

Durante el desarrollo de este proyecto no se tiene en cuenta la generación distribuida, debido a esto, es necesario realizar cambios en el diagrama unifilar de la Figura 6, además del circuito de la Figura 7, y en las ecuaciones (10), (11), (12), (13) y (14). Véase la página 21 y 21.

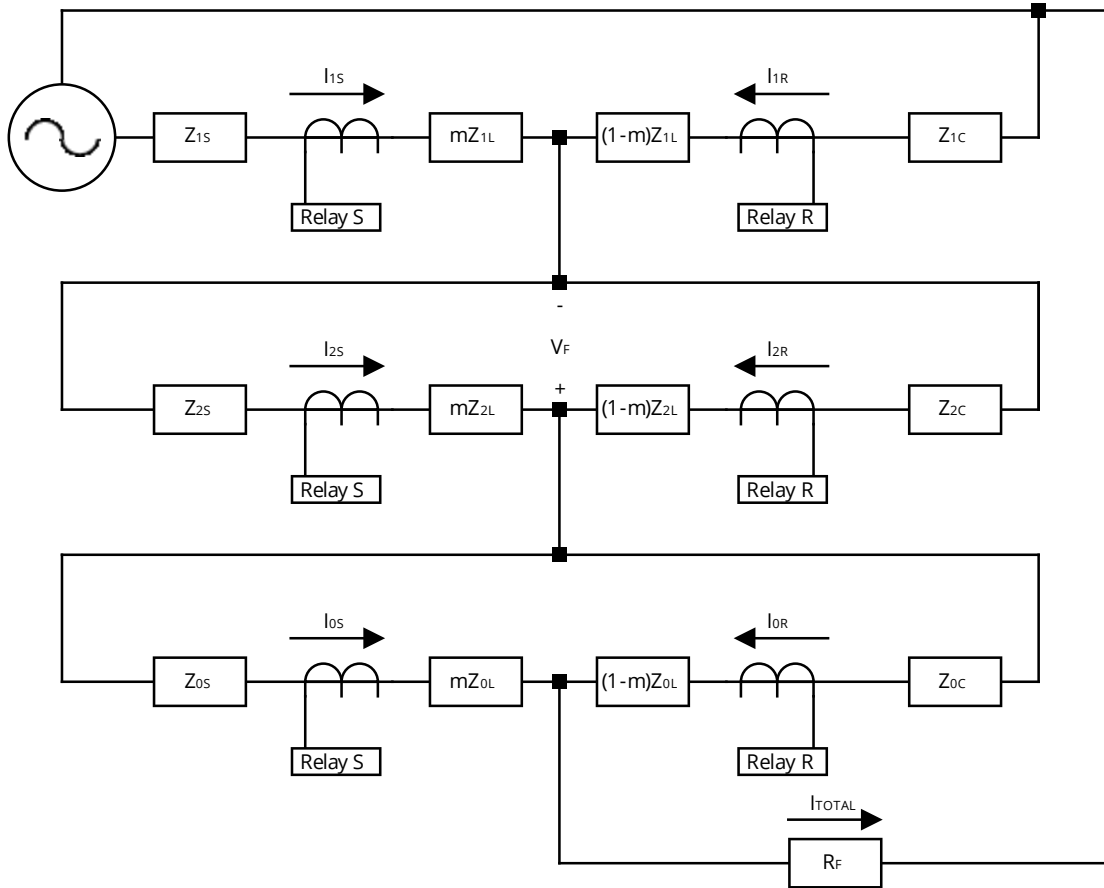
En la Figura 8 se observa el nuevo diagrama unifilar para el Método Basado En Impedancia.

Figura 8: Nuevo diagrama unifilar para el Método Basado En Impedancia



Con la eliminación de la generación distribuida es necesario incluir una carga para cerrar el circuito. En la Figura 9 se tiene el nuevo circuito teniendo en cuenta la carga antes mencionada.

Figura 9: Nuevo circuito para el Método Basado En Impedancia



Para realizar el cambio, se sustituye la impedancia Z_{nR} por una impedancia de carga llamada Z_{nC} en la ecuación (10). De esta forma, la ecuación final es la siguiente:

$$|I_{2R}| = \frac{|(I_{2S} \cdot Z_{2S}) + m \cdot (I_{2S} \cdot Z_{2L})|}{|(Z_{2C} + Z_{2L}) - m \cdot (Z_{2L})|} \quad (15)$$

Para simplificar la ecuación (15) se definen las siguientes variables:

$$I_{2S} \cdot Z_{2S} = a + jb$$

$$I_{2S} \cdot Z_{2L} = c + jd$$

$$Z_{2C} + Z_{2L} = e + jf$$

$$Z_{2L} = g + jh$$

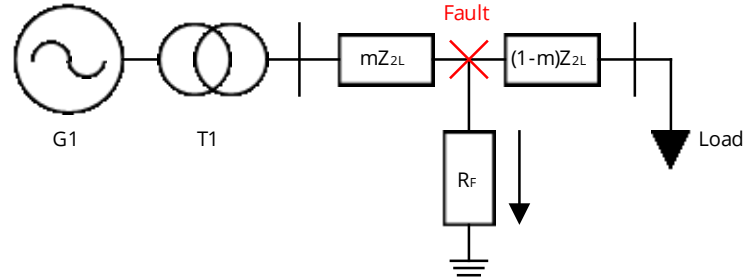
Por consiguiente, se sustituyen las variables anteriores en la ecuación (15):

$$|I_{2R}| = \frac{|(a + jb) + m \cdot (c + jd)|}{|(e + jf) - m \cdot (g + jh)|} \quad (16)$$

1.4 Diagrama Unifilar

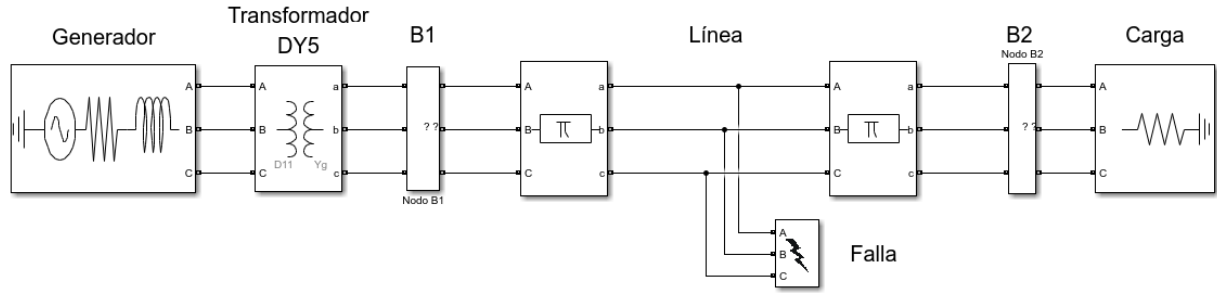
Con el fin de comprobar el correcto funcionamiento de los métodos propuestos, se utiliza el diagrama unifilar de la Figura 10, en el cual se tiene una fuente de alimentación, un transformador de potencia, una línea de distribución con una falla monofásica, y por último una carga trifásica.

Figura 10: Unifilar para sistema con una carga



1.5 Selección De Carga Trifásica

Para realizar las simulaciones de cada uno de los métodos, se presenta en la Figura 11: Diagrama unifilar en Simulink, el diagrama unifilar en la herramienta Simulink de Matlab, puesto que se requiere obtener resultados similares a los que se pueden obtener en pruebas reales. Del mismo modo, es necesario dimensionar una carga residencial; para esto se utiliza el ejemplo “No. 1.a) Vivienda unifamiliar” de la sección B del documento “Código Eléctrico Colombiano NTC 2050 (Primera actualización)”. (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 1998)

Figura 11: Diagrama unifilar en Simulink

En el ejemplo se quiere dimensionar una carga para una vivienda unifamiliar con una tensión de 220 V. En él se especifican cargas como, alumbrado general, artefactos y lavadora, entre otros. Al final, se tiene una carga total de 18.593 VA obtenida sumando los consumos de los distintos elementos de la vivienda.

Esta vivienda cuenta con estufa y secadora con un factor de utilización al setenta 70%, por lo tanto, la carga total disminuye a 14.543 VA. Adicionalmente se utilizará un factor de potencia igual a 1 en conexión Y aterrizada.

En el sector residencial los electrodomésticos que poseen motores son lavadoras, secadoras, neveras, entre otros, sin embargo, estos equipos no se utilizan las 24 horas del día, de manera que la potencia reactiva consumida es pequeña en comparación con el consumo de potencia activa y en comparación al tamaño del circuito alimentador. Por lo anterior, el factor de potencia se considera igual a uno en este sector.

1.6 Parámetros Del Circuito De Distribución

Para dimensionar la línea aérea primero se debe conocer la corriente nominal del circuito, utilizando la potencia nominal de la vivienda unifamiliar y el nivel de voltaje. En la ecuación (17) se tiene la ecuación general para obtener el valor de la corriente por fase:

$$|S| = \sqrt{3}|V_L||I_L|; |I_L| = \frac{|S|}{\sqrt{3}|V_L|} \quad (17)$$

Donde:

S: Potencia compleja [VA].

V_L : Voltaje de línea [V].

I_L : Corriente de línea [A].

Solucionando la ecuación (17) se obtiene una corriente de 38,17 A. Por consiguiente, se debe adicionar un factor de seguridad del 25%, teniendo como resultado una corriente de 47,71 A.

En acometidas de baja tensión el operador de red indica que se debe usar conductores tetrafilares de cobre aislados (Departamento de Normas Técnicas, 2010). Debido a esto, se busca en tablas del fabricante Centelsa un cable que cumpla con los requerimientos de corriente nominal y el número de conductores.

Se selecciona el cable de potencia THHN/THWN – 2 TC SR con las siguientes características: tensión nominal de 600 V, temperatura de operación de 90°, calibre de 8 AWG, corriente de operación de 55 A, resistencia DC a 20° de 2,10 Ω /km, área nominal de la sección transversal de 8,37 mm². (Centelsa)

1.6.1 Resistencia Del Conductor

El circuito de distribución tiene una longitud de 100 m, la resistividad del conductor de cobre es de 0,0172 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Centelsa, 2013). El conductor cumple con el reglamento RETIE y el estándar ANSI/UL 1277. Para realizar este procedimiento se hará el siguiente cálculo matemático.

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} [\Omega] \quad (18)$$

Donde:

ρ : Rho es el coeficiente de resistividad del material

L: Distancia o longitud del cable en m

S: Es la sección o el grosor en mm²

$$R = \frac{0,0172 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} \cdot 100 \text{ m}}{8,37 \text{ mm}^2} = 0,2054 \Omega$$

1.6.2 Inductancia Del Conductor

El conductor tiene un radio medio geométrico de 2,765 mm y los conductores están distanciados entre sí 8,57 mm (Centelsa, 2013). Para realizar este procedimiento se utiliza la siguiente ecuación:

$$L = \left(\frac{\mu}{2 \cdot n} + 2 \cdot \ln \left(\frac{D_e}{r_e} \right) \right) * 10^{-4} [\text{H}/\text{km}] \quad (19)$$

Donde:

n : Número de cables por fase

D_e : Distancia media geométrica entre fases

r_e : Radio medio geométrico

μ : Permeabilidad

$$L = \left(\frac{0,9999 \cdot 4\pi \cdot 10^{-4} \text{ H/km}}{2 \cdot 7} + 2 \cdot \ln \left(\frac{8,57 \text{ mm}}{2,765 \text{ mm}} \right) \right) \cdot 10^{-4} = 2,2625 \cdot 10^{-4} \text{ H/km}$$

$$L = 2,2625 \cdot 10^{-5} \text{ H}$$

1.6.3 Capacitancia Del Conductor

Para calcular la capacitancia del conductor se utiliza la distancia media geométrica y el radio medio geométrico anteriormente mencionados. Luego, se utiliza la siguiente ecuación:

$$C = \frac{24,2 \cdot 10^{-9}}{\log \left(\frac{D_e}{r_e} \right)} \text{ [F/km]} \quad (20)$$

$$C = \frac{24,2 \cdot 10^{-9}}{\log \left(\frac{8,57 \text{ mm}}{2,765 \text{ mm}} \right)} = 4,9258 \cdot 10^{-8} \text{ F/km}$$

$$C = 4,9258 \cdot 10^{-9} \text{ F}$$

1.6.4 Resistencia, Inductancia Y Capacitancia En Secuencia Positiva Y Cero

Para obtener los valores en secuencia positiva y cero, se debe conocer el distanciamiento entre conductores y la resistencia propia de estos, posteriormente se calcula la matriz de impedancias propias y mutuas.

Se utilizan las siguientes ecuaciones para obtener los valores para cada posición en la matriz de impedancias propias y mutuas (Kersting & Green, 2011):

$$Z_{ii} = 0,09327 + r_i + j0,12134 \cdot \left(\ln \left(\frac{1}{GMR_i} \right) + 7,95153 \right) \quad (21)$$

$$Z_{ij} = 0,09327 + j0,12134 \cdot \left(\ln \left(\frac{1}{D_{ij}} \right) + 7,95153 \right) \quad (22)$$

Donde:

Z_{ii} : Impedancia propia

Z_{ij} : Impedancia mutua

r_i : Resistencia del conductor

GMR_i : Radio medio geométrico

D_{ij} : Distanciamiento entre conductores

$$Z = \begin{bmatrix} 0,085171 + 0,095434i & 0,0057968 + 0,086903i & 0,0057968 + 0,086903i \\ 0,0057968 + 0,086903i & 0,085171 + 0,095434i & 0,0057968 + 0,086903i \\ 0,0057968 + 0,086903i & 0,0057968 + 0,086903i & 0,085171 + 0,095434i \end{bmatrix} [\Omega]$$

El bloque con el que cuenta el programa Simulink (*Three phase pi section line*) modela una línea de distribución, este bloque utiliza 6 ecuaciones para transformar los valores de impedancia propia y mutua a valores de secuencia. (MathWorks, 2021)

Tabla 1: Ecuaciones para el bloque Three phase pi section line

Ecuaciones para valores propios	Ecuaciones para valores mutuos
$R_s = \frac{(2R_1 + R_0)}{3}$	$R_m = \frac{(R_0 - R_1)}{3}$
$L_s = \frac{(2L_1 + L_0)}{3}$	$L_m = \frac{(L_0 - L_1)}{3}$
Capacitancia	
$C_p = C_1$	$C_g = \frac{3C_1C_0}{C_1 - C_0}$

Donde:

R_s, R_m : Resistencia propia y mutua respectivamente

L_s, L_m : Inductancia propia y mutua respectivamente

C_p : Capacitancia del conductor

C_g : Capacitancia del suelo

Debido a que no se tiene información de la composición del suelo, se asume un valor de capacitancia de secuencia cero de $C_0 = 7,7510 \cdot 10^{-9}$. (MathWorks, 2021)

Posteriormente se realizan operaciones algebraicas donde se obtienen los valores de resistencia, inductancia y capacitancia en secuencia positiva y cero:

Tabla 2: Valores de secuencia positiva y cero para el conductor

Secuencia Positiva	Secuencia Cero
$R_1 = 0,79374$	$R_0 = 0,9676$
$L_1 = 0,08531$	$L_0 = 2,6924$
$C_1 = 4,9258 \cdot 10^{-9}$	$C_0 = 7,7510 \cdot 10^{-9}$

1.7 Parámetros Del Transformador

Para el modelo del transformador, se toma el ejemplo 4.2.1 del documento (Departamento de Normas Técnicas, 2010). En dicho ejemplo se quiere dimensionar un transformador para 110

clientes de un sector residencial estrato 3 con una carga de servicios comunes de 42 kVA sin carga de servicios especiales. Después de realizar procedimientos matemáticos y aproximaciones se selecciona un transformador con una capacidad de 112,5 kVA.

Una vez establecida la potencia nominal de transformador se selecciona el “Transformador Trifásico Tipo Pedestal Malla Serie 15” de TESLA (Tesla). En la ficha técnica ofrecida por el fabricante se especifica la potencia de pérdidas en el hierro, la potencia de pérdidas en los devanados y la impedancia de corto a 85 °C.

El operador de red Enel Codensa indica que el grupo de conexión para transformadores de potencia con nivel de tensión de 13.200 V debe ser de $\Delta Yn5$. (ET014 Transformadores de poder 34.5/13.2-11.4 kV, 2005)

Para utilizar el bloque de transformador trifásico de Matlab se deben ingresar los datos de impedancia y reactancia de: los devanados y núcleo del transformador, debido a esto, es necesario realizar cálculos adicionales.

Para obtener los valores de impedancia necesarios, se utilizan las ecuaciones de los ensayos de corto circuito y de circuito abierto; sin embargo, en los datos del fabricante no se especifica la corriente de circuito abierto, debido a esto se asume $I_0 = 1\%$ ya que en la mayoría de las pruebas realizadas en transformadores se aproximan a este valor.

Para los ensayos de corto circuito y de circuito abierto se necesitan las siguientes variables:

P_{cc} : Potencia trifásica de las pérdidas en los devanados [W].

P_{ca} : Potencia trifásica de las pérdidas en el hierro [W].

V_{ccl} : Tensión de línea de corto circuito [V].

$V_{ca\phi}$: Tensión de fase de circuito abierto [V].

I_{ccl} : Corriente de línea de corto circuito [A].

$I_{cc\phi}$: Corriente de fase de corto circuito [A].

I_{caL} : Corriente de línea de circuito abierto [A].

1.7.1 Ensayo De Cortocircuito (CC)

Se extraen los datos necesarios para utilizar las ecuaciones del ensayo de corto circuito:

$$V_{ccl} = 462 \text{ V}$$

$$I_{cc\phi} = 2,84 \text{ A}$$

$$P_{cc\phi} = 513,3 \text{ W}$$

1.7.2 Ensayo De Circuito Abierto (CA)

Del mismo modo, se extraen los datos para el ensayo de circuito abierto:

$$V_{ca\emptyset} = 127,02 \text{ V}$$

$$I_{caL} = 2,9524 \text{ A}$$

$$P_{ca} = 121,7 \text{ W}$$

Realizando cálculos matemáticos con las ecuaciones del libro “Máquinas Eléctricas” (Chapman, 2012), se obtienen los valores de resistencia y reactancia en valores por unidad:

Tabla 3: Resistencia y reactancia del transformador

Devanados	Núcleo
$R_S = 0,041 \text{ pu}$	$R_m = 102,7237 \text{ pu}$
$X_S = 0,0966 \text{ pu}$	$L_m = 35,3786 \text{ pu}$

1.8 Resistencia De Falla

En este apartado se busca simular una falla monofásica a tierra poniendo a prueba los métodos propuestos en la metodología.

Con esto se pretende crear diferentes situaciones realizando variaciones en los parámetros de la falla como por ejemplo el valor de la resistencia.

La resistencia de falla puede variar dependiendo de cada escenario, por consiguiente, se utilizarán valores de 0,01, 5, 30 y 40 [Ω] basándonos en las simulaciones que realizaron los autores de los métodos “Impedancia aparente”, “Basado en transitorios generados por fallas” y “Basado en impedancia”.

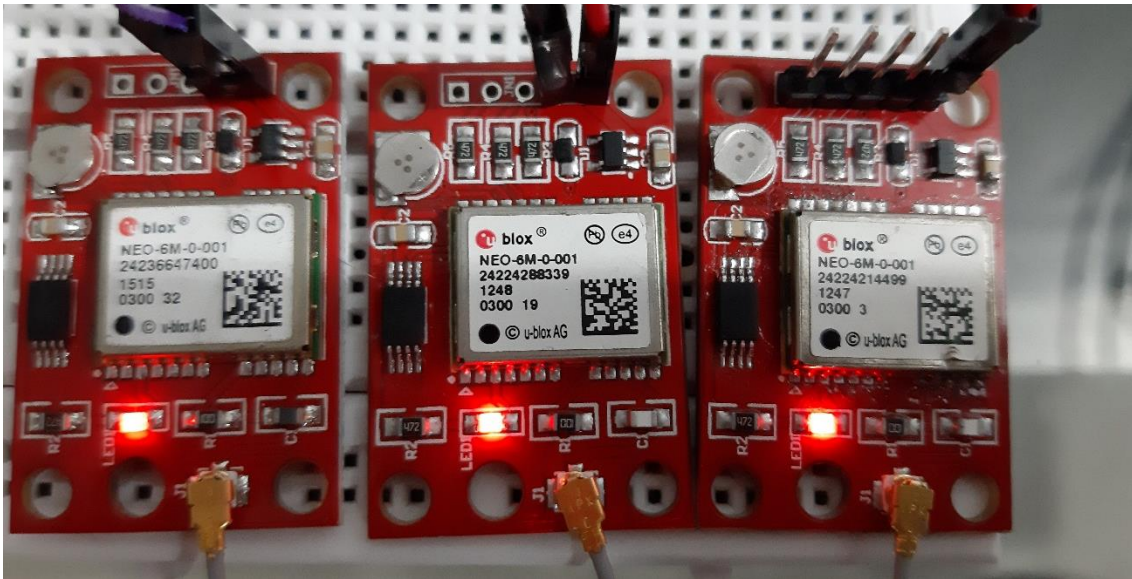
1.9 Señal De Reloj GPS

Como se mencionó en la introducción, es necesario introducir un GPS que genere señales de referencia para sincronizar los medidores en los nodos de las líneas. Estos dispositivos están sincronizados con satélites, lo cual garantiza sincronización entre dispositivos.

El GPS NEO-6M-0-001 tiene un desfase entre señales de $\pm 60 \text{ ns}$, sin embargo, es necesario confirmar esta tolerancia en la práctica. Debido a esto es necesario utilizar tres dispositivos GPS, y medir el desfase de tiempo entre los flancos de subida y bajada para cada señal de reloj.

En la Figura 12 se observan los tres dispositivos GPS. Se elige esta referencia por encima de otras debido a su bajo costo en el mercado y su precesión del 99%. (U-Blox, 2020)

Figura 12: Dispositivos GPS



2 Análisis De Resultados

Con el fin de entender los resultados obtenidos, a continuación, se utiliza la denominación de “Método 1”, “Método 2” y “Método 3” haciendo referencia a “Método De Impedancia Aparente”, “Método Basado En Transitorios Generados Por Fallas” y “Método Basado En Impedancia” respectivamente.

La raíz del error cuadrático medio, en adelante RMSE por sus siglas en inglés, es el promedio de la distancia vertical de los datos obtenidos con los datos esperados. El RMSE puede ser calculado con la siguiente ecuación: (Neil, 2010)

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}} \quad (23)$$

Donde:

n : Cantidad de datos

x_i : Valor en la posición i

\bar{x} : Promedio de todos los datos

Los resultados obtenidos para los tres métodos no corresponden al resultado teórico o la distancia de la falla; por consiguiente, fue necesario analizar cada caso en específico para estimar el porqué de estas diferencias. Adicionalmente, se debe utilizar un factor de corrección en cada método para ajustar los resultados reales con el teórico. Para observar los resultados reales véase el Anexo 1.

2.1 Análisis Método 1

Se realizó una verificación matemática del método 1 en donde se encontraron varias inconsistencias que no se mencionan en el documento del autor.

El autor realiza el primer cálculo matemático para obtener la ecuación (3) de la primera fila de la ecuación (1), sin embargo, cuando se realiza el cálculo se obtiene la siguiente ecuación:

$$V_{ka}^f = \Delta V_{a-F} + R_F * \left(I_{(k+1,F)a}^f \right) \quad (24)$$

La corriente $I_{(k,F)a}^f$ aparece en la ecuación (3), sin embargo, el autor no menciona el porqué de la adición de este término. No obstante, se asume la ecuación (3) como correcta, en vez de la ecuación (24) obtenida en el paso anterior.

Se obtiene la ecuación (25) a partir de la primera fila de la ecuación (2), donde el autor realiza la siguiente consideración: $\Delta V_a^f = Z_{aa} \cdot I_{(k,F)a}^f + Z_{ab} \cdot I_{(k,F)b}^f + Z_{ac} \cdot I_{(k,F)c}^f$.

$$\Delta V_{a-F} = m \cdot \left(Z_{aa} \cdot I_{(k,F)a}^f + Z_{ab} \cdot I_{(k,F)b}^f + Z_{ac} \cdot I_{(k,F)c}^f \right) + R_F \cdot I_{(k,F)a}^f \quad (25)$$

Seguidamente, en el segundo cálculo el autor divide la ecuación (3) por la consideración tomada de la ecuación (25), y al mismo tiempo se despeja el valor de la resistencia de falla R_F .

$$R_F = \frac{\text{Imag} \left\{ \frac{V_{ka}^f - \Delta V_{a-F}}{\Delta V_a^f} \right\}}{\text{Imag} \left\{ \frac{I_{(k,F)a}^f + I_{(k+1,F)a}^f}{\Delta V_a^f} \right\}} \quad (26)$$

Como se observa en la ecuación (26) el autor eliminó el término ΔV_{a-F} del resultado mostrado en la ecuación (4). Una hipótesis de la causal de eliminación del término por parte del autor puede deberse a que ΔV_{a-F} no posee valor imaginario.

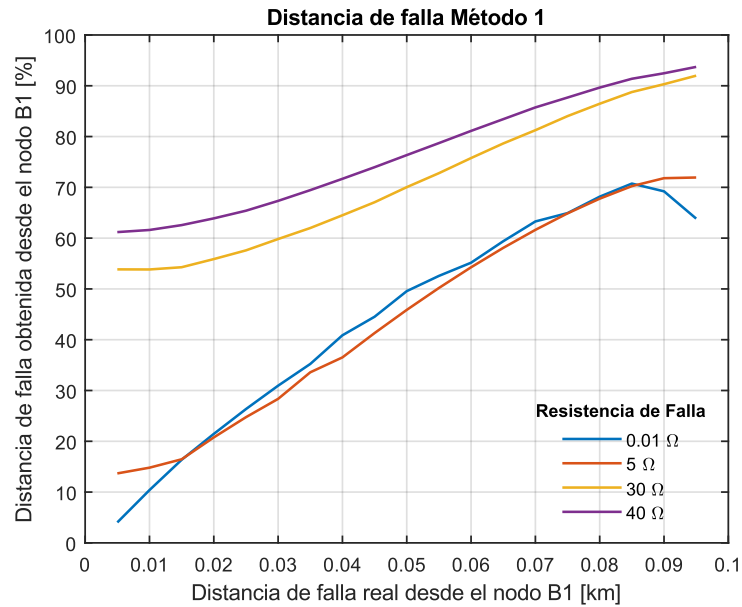
En el tercer cálculo se reemplaza la ecuación (25) en la ecuación (3) obteniendo la siguiente expresión para m :

$$m = \frac{V_{ka}^f - R_F \cdot \left(2 \cdot I_{(k,F)a}^f + I_{(k+1,F)a}^f \right)}{Z_{aa} \cdot I_{(k,F)a}^f + Z_{ab} \cdot I_{(k,F)b}^f + Z_{ac} \cdot I_{(k,F)c}^f} \quad (27)$$

En el procedimiento se observa que la corriente $I_{(k,F)a}^f$ está duplicada, término que no aparece en la ecuación (5). La posible hipótesis causal de la duplicación del término se debe a que la expresión $R_F \cdot I_{(k,F)a}^f$ es muy cercana a cero; esto confirmaría la hipótesis de la ecuación (26), ya que realizando esta división $\frac{\Delta V_{a-F}}{\Delta V_a^f}$, el resultado es la distancia de falla m , siendo netamente un valor real.

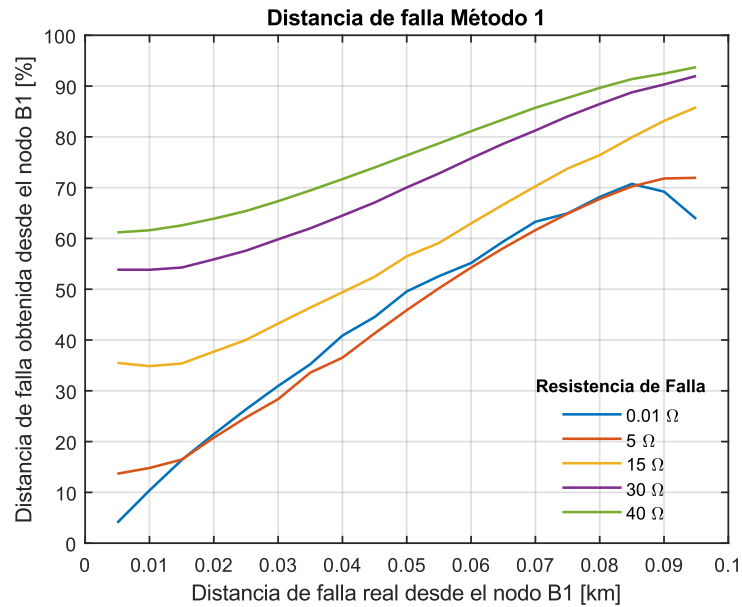
Debido a que no se tiene certeza de cuáles fueron las condiciones planteadas por el autor, no fue posible obtener una distancia de falla aproximada. Por consiguiente, fue necesario utilizar un factor de 300 para corregir el resultado. Este factor de corrección es necesario para realizar el ajuste a los diferentes métodos y ubicarlos en el resultado teórico. Esto solo se hace teniendo como referencia el punto de 0,05 km.

Figura 13: Distancia de falla para el método 1 con distintas resistencias de falla



En la Figura 13 se observa un resultado similar para la resistencia de falla de $0,01 \Omega$ y 5Ω y otro resultado para la resistencia de 30Ω y 40Ω . Debido a que hay un espacio entre los dos grupos de resultados, se realiza una nueva simulación adicionando un valor de resistencia de 15Ω , con el fin de observar el comportamiento en la zona media.

Figura 14: Distancia de falla para el método 1 con resistencia de falla de 15Ω



En la Figura 14 la resistencia de falla de $0,01 \Omega$ y 5Ω cuentan con un incremento lineal proporcional hasta $0,05 \text{ km}$. En las demás resistencias de falla se observa comportamiento lineal, no obstante, los resultados no son muy aproximados.

Tabla 4: RMSE del método 1 para cada resistencia de falla

Resistencia de Falla	RMSE
0,01 Ω	10,2 %
5 Ω	9,3 %
15 Ω	13,0 %
30 Ω	25,5 %
40 Ω	31,3 %

En la Tabla 4 el error obtenido con las resistencias de falla de 15Ω , 30Ω y 40Ω son superiores en comparación con las resistencias de $0,01 \Omega$ y 5Ω . Esto se debe a que el método se basa en la medición de impedancia, y al aumentar la resistencia de falla, el error se incrementa. Esto se puede confirmar en los resultados mostrados por el autor. (Orozco Henao, Flórez, José, & Pérez Londoño, 2015, pág. 358)

2.2 Análisis Método 2

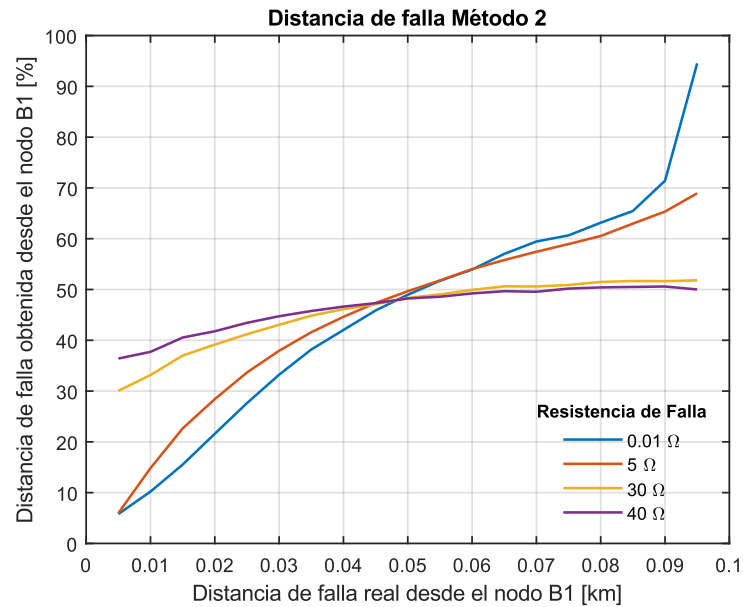
El autor además de las ecuaciones mostradas en la sección “Método Basado En Transitorios Generados Por Fallas” indica que se debe aplicar la ecuación (8) a diferentes frecuencias generadas a partir de la falla; luego, con los resultados a diferentes frecuencias se realiza un ajuste a la curva en un rango entre 500 Hz y 2000 Hz , para encontrar la distancia de falla más apropiada.

Debido a que el sistema utilizado en el proyecto contiene únicamente una carga, se estimó que no era necesario aplicar la ecuación (8), ya que este método se puede aplicar a distintas frecuencias; sin embargo, se utilizaron las ecuaciones para hallar la distancia de falla más aproximada aplicando la ecuación a frecuencia de la red (60 Hz). No obstante, los resultados obtenidos no corresponden a los teóricos.

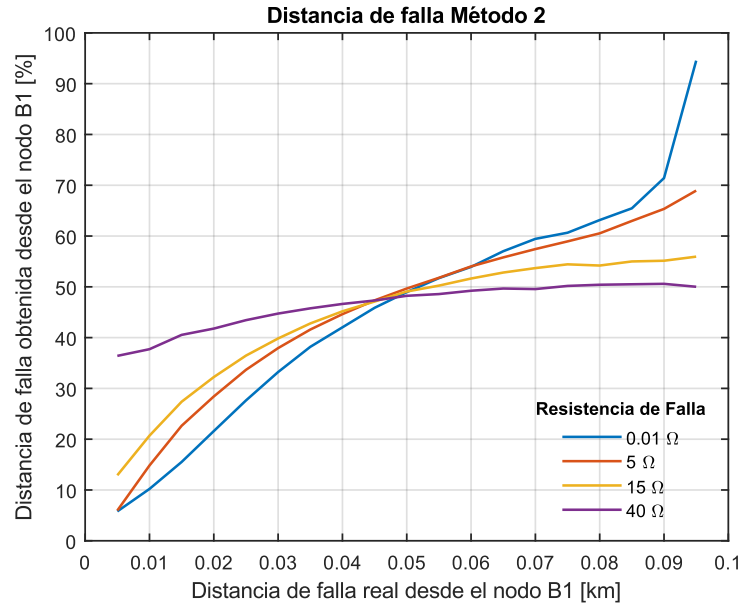
Se estima que para obtener resultados más aproximados es necesario analizar la falla en estado transitorio, posteriormente aplicar la ecuación a distintas frecuencias en el rango entre 500 Hz y 2000 Hz . Con base en lo anterior, sería posible obtener valores de distancia para cada fase y se ajustaría la curva para obtener el mejor valor que corresponda a la distancia real.

Debido a que en el proyecto se analiza la falla en estado estable, fue necesario utilizar un factor de corrección de 280 para visualizar los resultados. Este factor se calcula de la misma manera que se realizó anteriormente.

Figura 15: Distancia de falla para el método 2 con distintas resistencias de falla



En la Figura 15 la resistencia de falla de $0,01\Omega$ se puede observar un comportamiento lineal hasta $0,04$ km. Adicionalmente, los resultados de la resistencia de 30Ω y 40Ω son muy similares; por esto, se reemplaza la resistencia de 30Ω por una de 15Ω con el fin de observar un comportamiento entre las resistencias de 5Ω y 40Ω .

Figura 16: Distancia de falla para el método 2 con resistencia de 15 Ω 

Con la Figura 16 se observa un comportamiento de saturación en las resistencias de falla altas, donde a medida que aumenta la resistencia de falla, el resultado tiende a comportarse como una constante, en donde no importa a que distancia este la falla, siempre dará el mismo resultado. Esto se comprobó realizando una nueva simulación cambiando la resistencia de 40 Ω a 100 Ω como se muestra en la Figura 17.

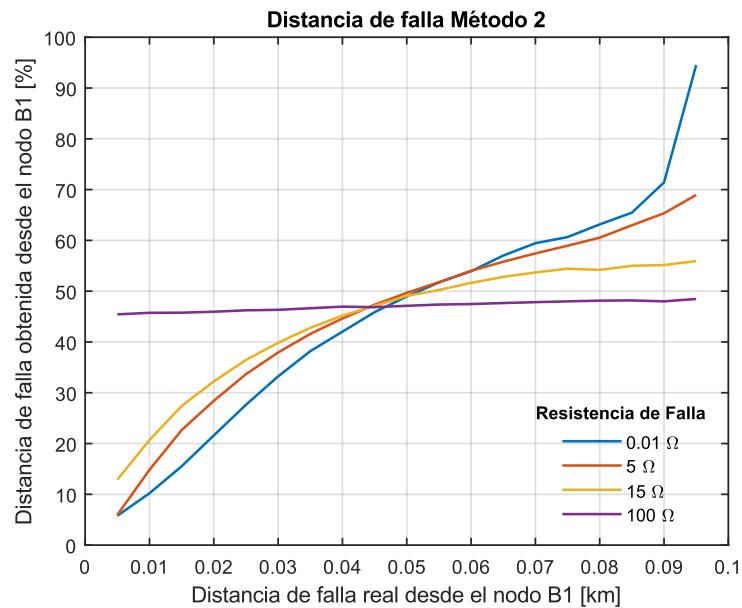
Figura 17: Distancia de falla para el método 2 con resistencia de 100 Ω 

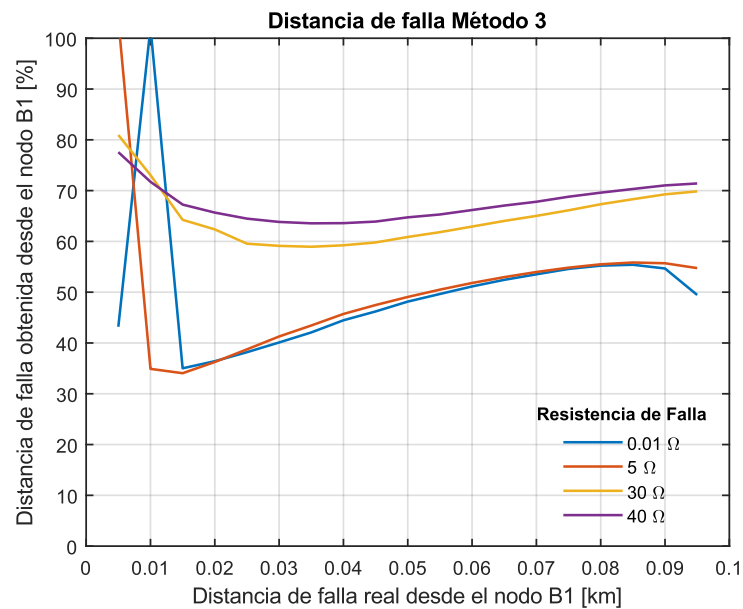
Tabla 5: RMSE del método 2 para cada resistencia de falla

Resistencia de Falla	RMSE
0,01 Ω	8,8 %
5 Ω	12,7 %
15 Ω	17,8 %
30 Ω	21,5 %
40 Ω	23,7 %
100 Ω	26,6 %

A diferencia de los errores obtenidos en el método 1, la resistencia de 0,01 Ω y 5 Ω no tienen un error similar; sin embargo, el error en la resistencia de 40 Ω es más pequeño que el obtenido en la Tabla 4, esto se debe a la atenuación que tiene el método cuando se aumenta la resistencia de falla.

2.3 Análisis Método 3

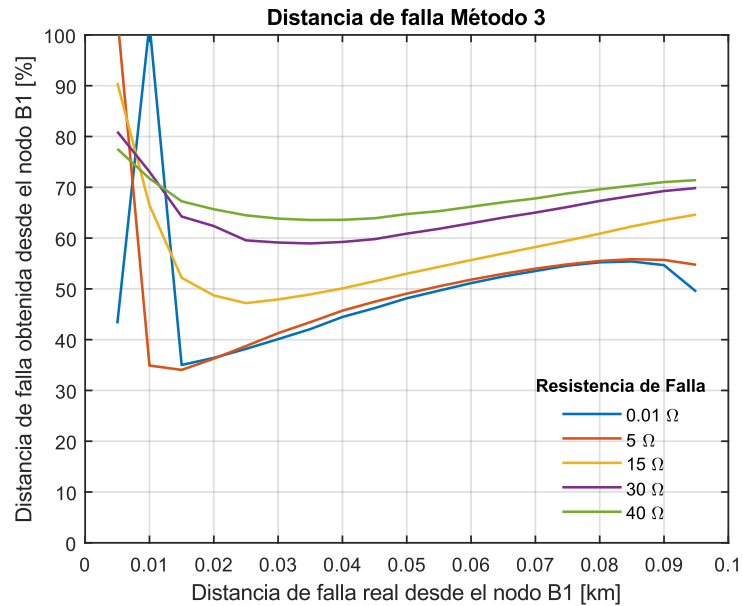
Los resultados obtenidos no corresponden a los teóricos; debido a esto es necesario utilizar un factor de corrección de 12, siendo el más pequeño en comparación con los métodos 1 y 2. El factor de corrección se calculó como se realizó anteriormente para los demás métodos.

Figura 18: Distancia de falla para el método 3 con distintas resistencias de falla

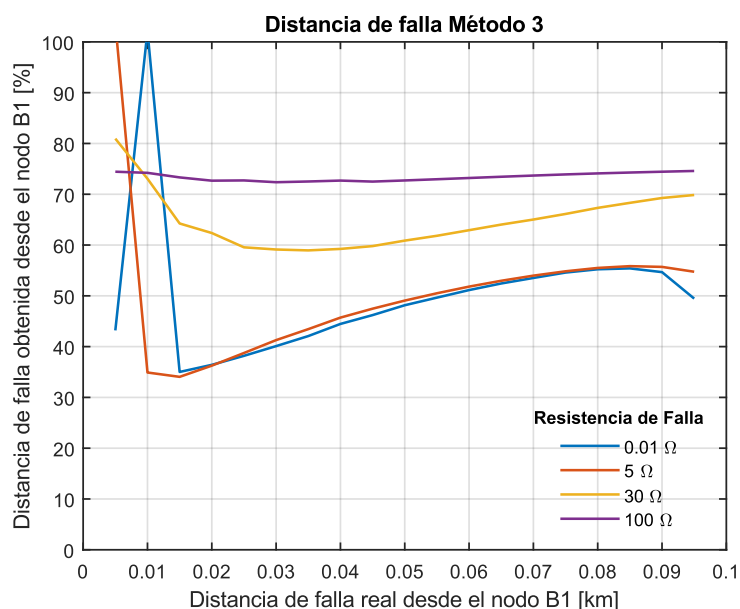
En la Figura 18 se observa que a pesar de que en algunos rangos se presenta linealidad no tiene proporcionalidad, esto afecta en gran medida su utilidad, ya que en los métodos 1 y 2 si presentan comportamientos lineales en determinados rangos.

Del mismo modo, se observa que en los valores de resistencia $0,01\Omega$ y 5Ω sobrepasan los límites reales en la distancia de falla obtenida desde el nodo B1.

Figura 19: Distancia de falla para el método 3 con resistencia de 15Ω



En la Figura 19 se adicionó la resistencia de 15Ω con el fin de observar el comportamiento en la zona media entre los resultados de 5Ω y 30Ω . Sin embargo, no se evidenció la linealidad esperada, no obstante, se observa que a medida que aumenta la resistencia de falla, se disminuye el resultado obtenido entre $0,005\text{ km}$ y $0,02\text{ km}$.

Figura 20: Distancia de falla para el método 3 con resistencia de 100 Ω 

Del mismo modo que en el método 2, este método muestra una saturación a medida que aumenta la resistencia de falla como se observa en la Figura 20.

Tabla 6: RMSE del método 3 para cada resistencia de falla

Resistencia de Falla	RMSE
0,01 Ω	29,7 %
5 Ω	29,5 %
15 Ω	29,8 %
30 Ω	31,6 %
40 Ω	32,4 %
100 Ω	35,8 %

Los errores obtenidos en la Tabla 6 son superiores al 29 %, siendo los más altos con respecto a los métodos 1 y 2. Sin embargo, estos errores son muy cercanos entre ellos, indicando que a pesar de que aumente la resistencia de falla, el resultado no presenta variación.

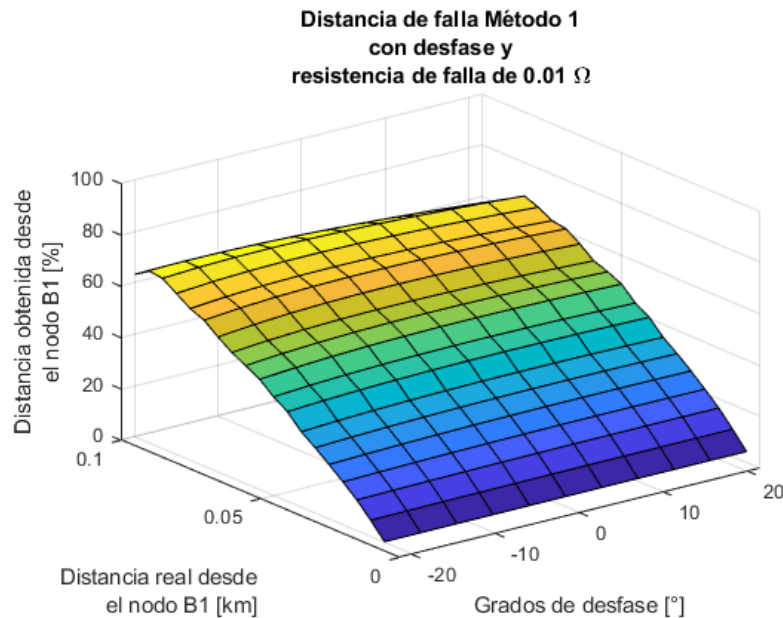
Las mediciones mostradas en las secciones “Análisis Método 1”, “Análisis Método 2” y “Análisis Método 3” están completamente sincronizadas, debido a que el simulador obtiene los datos de los medidores B1 y B2 en el mismo instante de tiempo; no obstante, en la práctica esto no sucede. Los microcontroladores instalados en los medidores no están sincronizados, generando desfase entre las mediciones y dificultad en el análisis de la falla; por lo tanto, se simuló los

métodos nuevamente adicionando un desfase de 1 ms en atraso y en adelante. Este tiempo es equivalente a $21,6^\circ$.

2.4 Error De Desfase En El Método 1

En la Figura 21 se observa el comportamiento del método 1 a medida que se adicionan desfases en la medición. Sin embargo, no es posible apreciar afectaciones en el resultado; por consiguiente, se crea la Tabla 7 con el fin de mostrar el RMSE para cada grado de desfase aplicado en la simulación.

Figura 21: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de $0,01 \Omega$



Nota: Para observar los resultados con las diferentes resistencias de falla véase el Anexo 2.

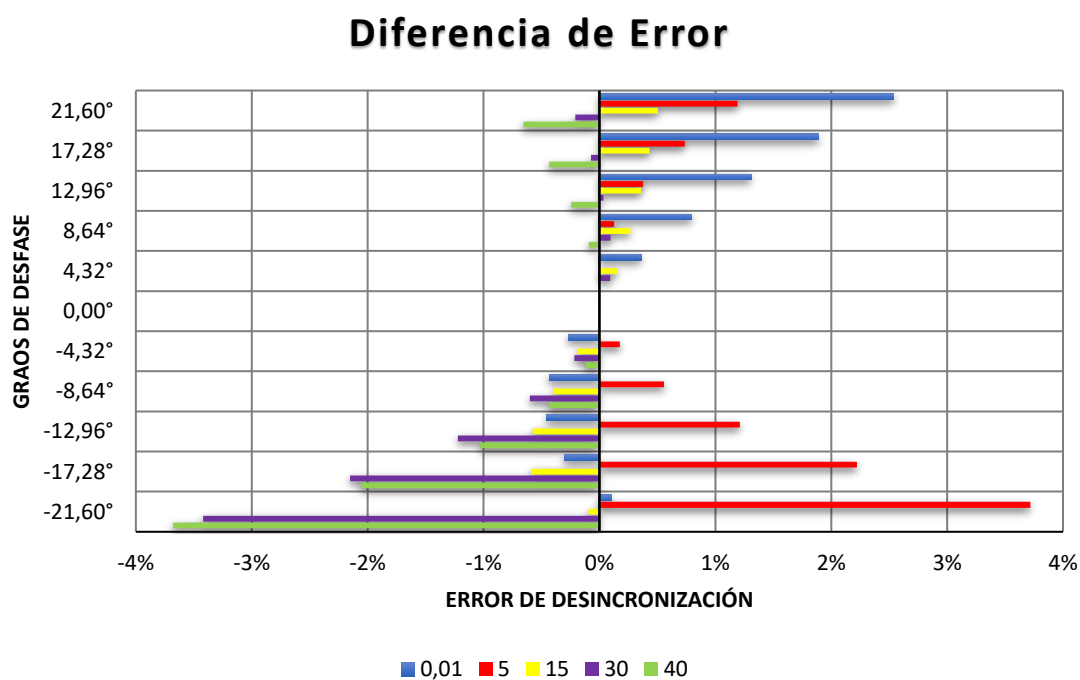
En la Tabla 7 se muestra el porcentaje de error comparando la distancia de falla obtenida con la esperada. Para ciertos ángulos de desfase, el error es menor en comparación a los obtenidos cuando los medidores estaban sincronizados.

Tabla 7: RMSE para cada ángulo de desfase

Grados de desfase	Resistencia de Falla				
	0,01 Ω	5 Ω	15 Ω	30 Ω	40 Ω
-21,60°	10,3 %	13,1 %	12,9 %	22,1 %	27,7 %
-17,28°	9,9 %	11,6 %	12,4 %	22,3 %	29,3 %
-12,96°	9,7 %	10,5 %	12,4 %	24,3 %	30,3 %
-8,64°	9,7 %	9,9 %	12,6 %	24,9 %	30,9 %
-4,32°	9,9 %	9,5 %	12,8 %	25,3 %	31,2 %
0,00°	10,2 %	9,3 %	13,0 %	25,5 %	31,3 %
4,32°	10,5 %	9,3 %	13,1 %	25,6 %	31,3 %
8,64°	11,0 %	9,5 %	13,2 %	25,6 %	31,2 %
12,96°	11,5 %	9,7 %	13,3 %	25,5 %	31,1 %
17,28°	12,1 %	10,1 %	13,4 %	25,4 %	30,9 %
21,60°	12,7 %	10,5 %	13,5 %	25,3 %	30,7 %

En la Figura 22 se observa que el error máximo que se puede obtener con un desfase de 1 ms es cercano al 4%, en comparación a cuando los medidores estaban sincronizados.

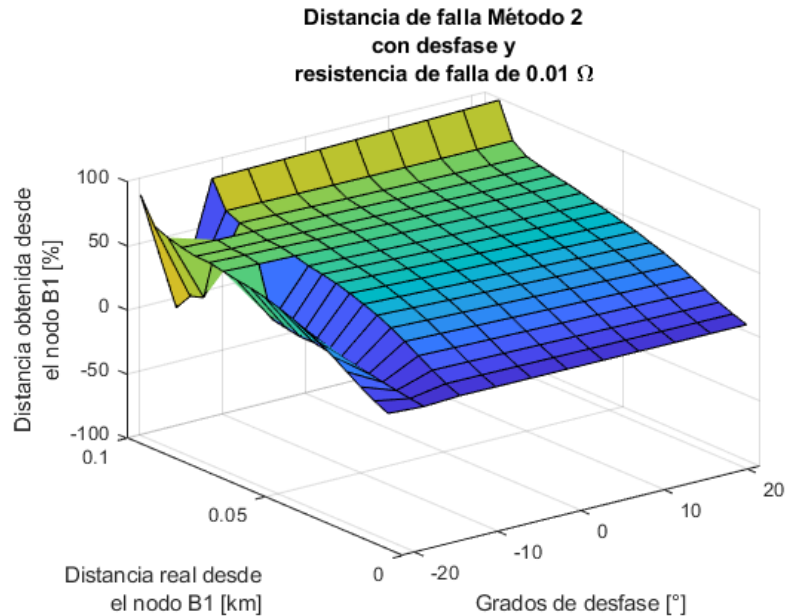
Figura 22: Diferencia de error del método 1 con respecto a los grados de desfase



2.5 Error De Desfase En El Método 2

En la Figura 23 se evidencia un comportamiento anormal en los ángulos negativos mayores, sin embargo, después de que el desfase pasa por el punto de sincronización, los datos presentan una variación mínima manteniéndose casi de forma constante.

Figura 23: Distancia de falla para el método 2 con desfase y resistencia de falla de $0,01 \Omega$



Nota: Para observar los resultados con las diferentes resistencias de falla véase el Anexo 2.

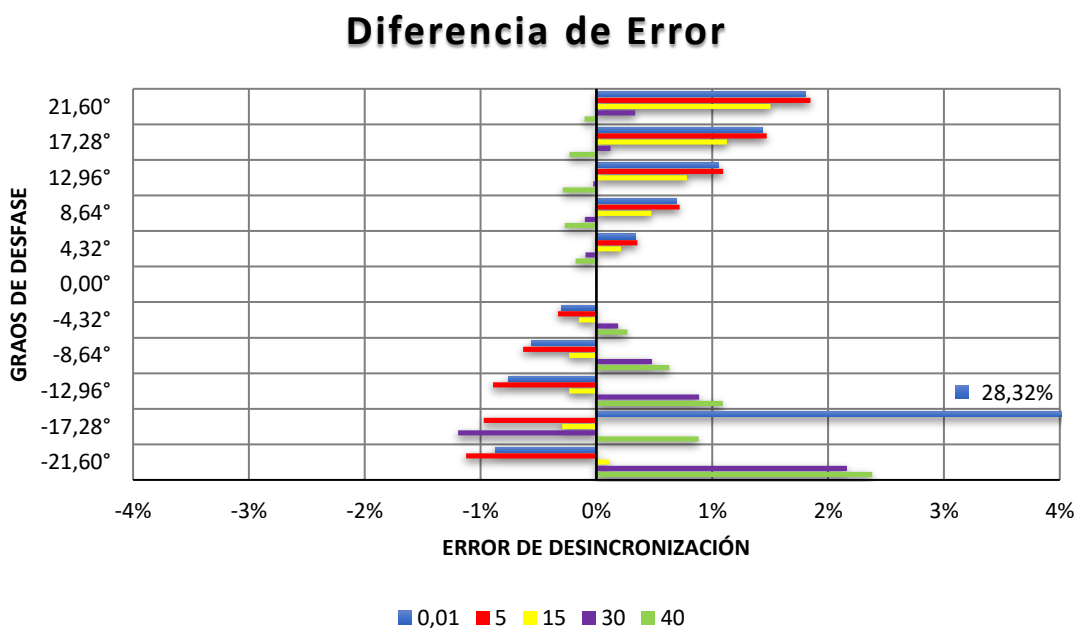
En la Figura 23 se observa que al tener un desfase de $-17,28^\circ$, la distancia de falla obtenida posee un error muy elevado en comparación a los demás grados de desfase. Esto indica que las ecuaciones planteadas por el autor son sensibles a presentar un error mayor cuando se tiene una desincronización cercana a $-17,28^\circ$.

Tabla 8: RMSE para cada ángulo de desfase

Grados de desfase	Resistencia de Falla				
	0,01 Ω	5 Ω	15 Ω	30 Ω	40 Ω
-21,60°	7,9 %	11,6 %	17,9 %	24,1 %	26,1 %
-17,28°	37,1 %	11,7 %	17,5 %	20,8 %	24,6 %
-12,96°	8,1 %	11,8 %	17,6 %	22,8 %	24,8 %
-8,64°	8,3 %	12,1 %	17,6 %	22,4 %	24,3 %
-4,32°	8,5 %	12,4 %	17,7 %	22,1 %	24,0 %
0,00°	8,8 %	12,7 %	17,8 %	21,9 %	23,7 %
4,32°	9,2 %	13,0 %	18,0 %	21,9 %	23,5 %
8,64°	9,5 %	13,4%	18,3 %	21,8 %	23,4 %
12,96°	9,9 %	13,8%	18,6 %	21,9 %	23,4 %
17,28°	10,2 %	14,2%	19,0 %	22,1 %	23,5 %
21,60°	10,6 %	14,5 %	19,3 %	22,3 %	23,6 %

En la Tabla 8 se aprecia que la resistencia de falla que obtuvo mayor error es de 0,01 Ω con un ángulo de $-17,28^\circ$ de desfase. Sin embargo, los demás errores en el mismo ángulo no presentaron una variación significativa.

Figura 24: Diferencia de error del método 2 con respecto a los grados de desfase

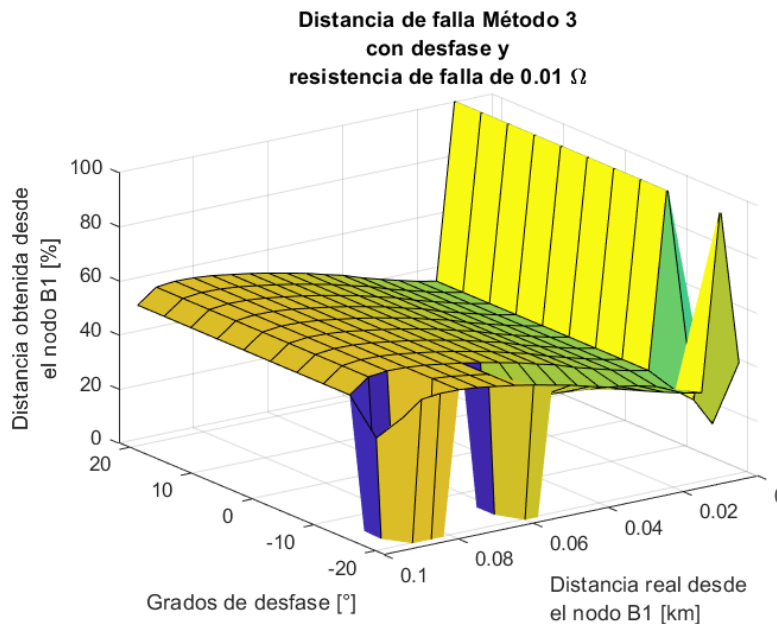


En la Figura 23 se aprecia que el error no supera el 3% en la mayoría de las simulaciones, exceptuando el caso del ángulo $-17,28^\circ$ donde el error supera el umbral de 4%. Este método presenta menor error en comparación con los obtenidos en el método 1, demostrando que a pesar de que los datos no estén sincronizados, es capaz de entregar un dato más preciso.

2.6 Error De Desfase En El Método 3

En la Figura 25 se evidencia un comportamiento anormal debido a que no presenta variación a medida que cambian los ángulos de desfase, solo se observa alteración de los datos en el ángulo $-17,28^\circ$.

Figura 25: Distancia de falla para el método 3 con desfase y resistencia de falla de $0,01 \Omega$



Nota: Para observar los resultados con las diferentes resistencias de falla véase el Anexo 4.

En Tabla 9 se muestra que el RMSE para la mayoría de los ángulos de desfase no presenta variación, únicamente se presenta en el ángulo $-17,28^\circ$ donde se presentan errores superiores. Adicionalmente, cuando la resistencia es de $0,01 \Omega$ se presenta el mayor error.

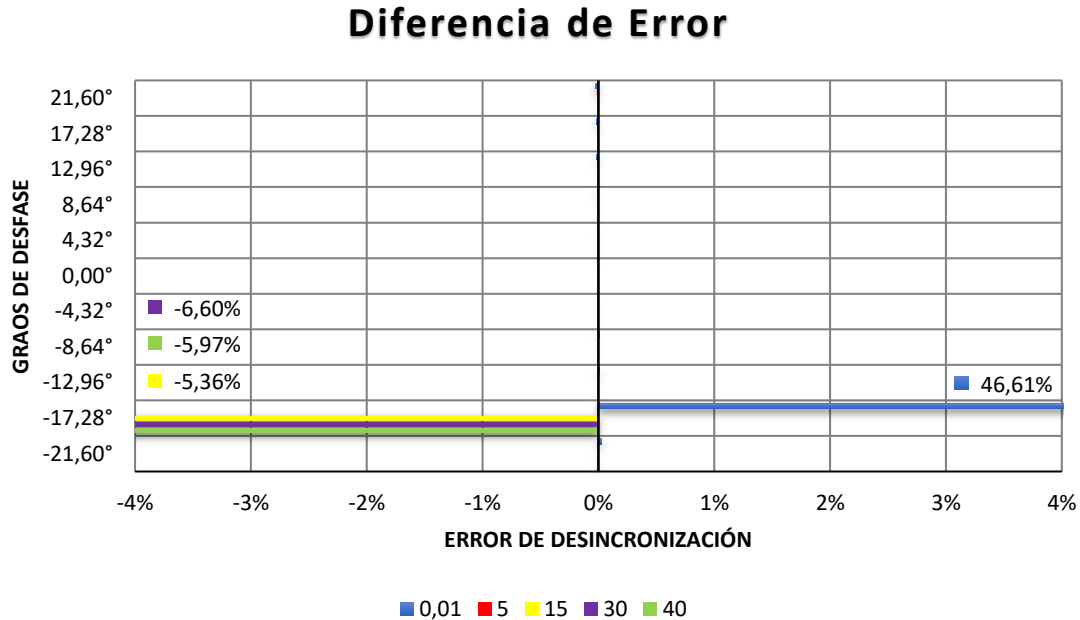
Tabla 9: RMSE para cada ángulo de desfase

Grados de desfase	Resistencia de Falla				
	0,01 Ω	5 Ω	15 Ω	30 Ω	40 Ω
-21,60°	29,7 %	29,5 %	29,8 %	31,6 %	32,4 %
-17,28°	76,3 %	29,5 %	24,4 %	25,0 %	26,5 %
-12,96°	29,7 %	29,5 %	29,8 %	31,6 %	32,4 %
-8,64°	29,7 %	29,5 %	29,8 %	31,6 %	32,4 %
-4,32°	29,7 %	29,5 %	29,8 %	31,6 %	32,4 %
0,00°	29,7 %	29,5 %	29,8 %	31,6 %	32,4 %
4,32°	29,7 %	29,5 %	29,8 %	31,6 %	32,4 %
8,64°	29,7 %	29,5 %	29,8 %	31,6 %	32,4 %
12,96°	29,7 %	29,5 %	29,8 %	31,6 %	32,4 %
17,28°	29,7 %	29,5 %	54,9 %	31,6 %	32,4 %
21,60°	29,7 %	29,5 %	54,9 %	31,6 %	32,4 %

Observe que los resultados son iguales para la mayoría de los ángulos de desfase, sin embargo, es diferente para el ángulo $-17,28^\circ$.

En la Figura 26 se observa que el umbral del 4% es superado por los errores en el ángulo $-17,28^\circ$ exceptuando la resistencia de falla de 5 Ω . Adicionalmente, se observa cuando se presenta desincronización no afecta el resultado obtenido.

Figura 26: Diferencia de error del método 3 con respecto a los grados de desfase



Cuando se presenta un desfase en la sincronización de los datos de $-17,28^\circ$ los métodos 2 y 3 poseen un error superior al 4% en comparación con los obtenidos en los demás ángulos de desfase. Esto indica que, los métodos evaluados son susceptibles de presentar datos erróneos cuando no se garantiza la sincronización, en todo caso, se garantiza que no se puede llegar a presentar un desfase de $-17,28^\circ$.

Adicionalmente, se observa que en los métodos 1 y 2, el ángulo de desfase afecta el resultado final, siendo la sincronización una variable para tener en cuenta, cuando se quieren ofrecer datos confiables y precisos en la ubicación de la falla.

2.7 Error Señal De Reloj GPS

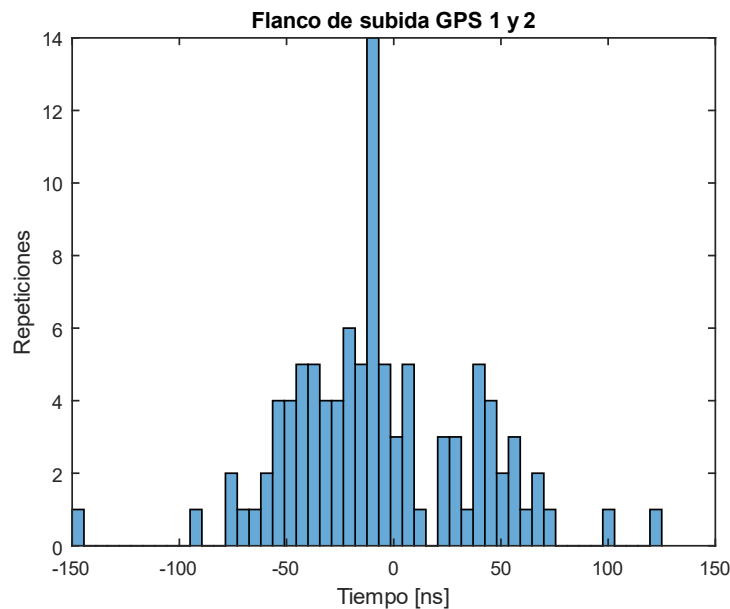
Se realizaron mediciones de desfase de tiempo entre los flancos de subida y bajada para tres dispositivos GPS, en adelante GPS 1, 2 y 3. Se capturaron 100 muestras de datos donde se tomó la diferencia de tiempo en nano segundos [ns]. Seguidamente, se realizó un histograma para observar el comportamiento estadístico.

Figura 27: Barrido en el tiempo para el flanco de subida GPS



En la Figura 27 se observa el barrido en el tiempo para los GPS 1, 2 y 3 (amarillo, azul y violeta respectivamente), donde se tiene como referencia el GPS 1. Considerando que la división de la cuadrícula es de 100 ns, se aprecia que la diferencia en tiempo no supera los 100 ns como se observa en el *delay* entre las tres señales. Para observar el barrido en el tiempo para el flanco de bajada véase el Anexo 5.

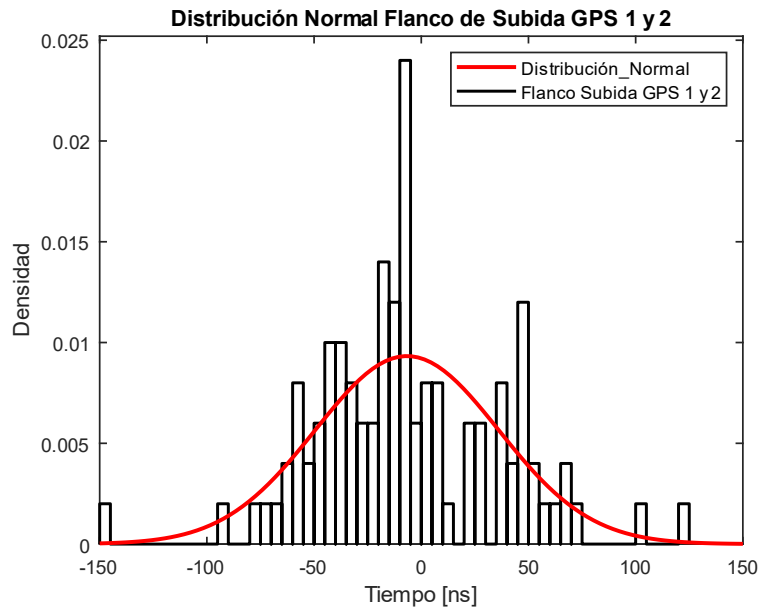
Figura 28: Histograma para el flanco de subida de GPS 1 y 2



En la Figura 28 se observa que hay ocasiones donde la diferencia de tiempo entre los flancos de subida para los GPS 1 y 2 alcanza valores de 150 ns, teniendo 250% de error tomando como referencia los ± 60 ns ofrecidos por el fabricante. No obstante, se tiene una desviación estándar de 50,5 lo cual indica que la mayor concentración de los casos ($\pm 1\sigma$) se encuentra entre el rango de $-74,56$ ns y $26,42$ ns, indicando que el desfase entre los GPS está dentro de la tolerancia ofrecida por el fabricante. Para observar los demás histogramas de los GPS véase el Anexo 6.

En la Figura 28 se observa que los datos tienen un comportamiento similar al de una distribución normal por lo que se obtienen los parámetros μ y σ , siendo μ la media de los datos y σ la desviación típica de la distribución, utilizando la herramienta “*dfittool*” del software MATLAB. Seguidamente, se utilizó la función “*normpdf*” para obtener números aleatorios que se ajusten a los parámetros de la distribución anteriormente obtenidos. Con estos números aleatorios se generan desfases de tiempo utilizados en el método 1 para observar su comportamiento.

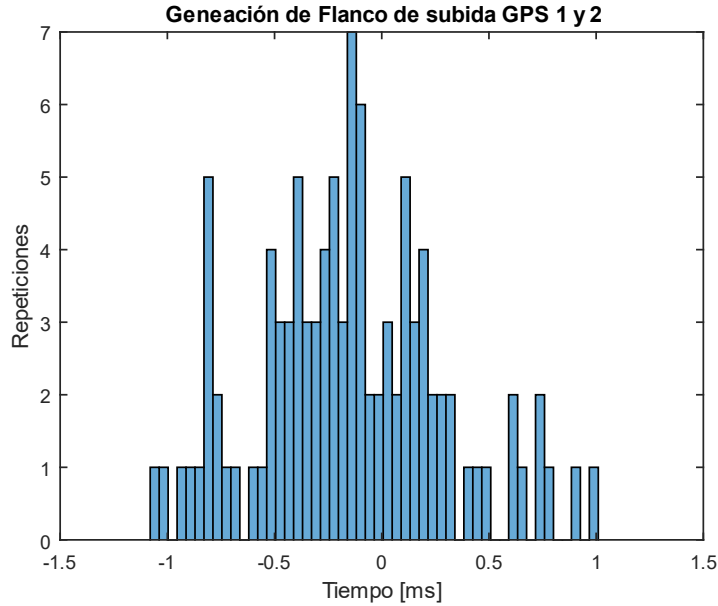
Figura 29: Distribución normal GPS 1 y 2



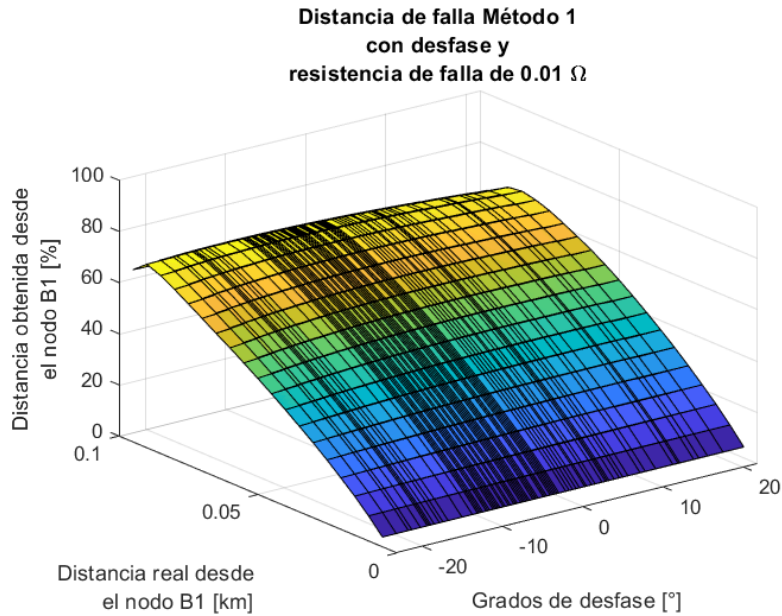
Los datos obtenidos de la Figura 29 para una distribución normal son los siguiente:

$$\mu = -6.68$$

$$\sigma = 42.7651$$

Figura 30: Generación de nuevo histograma con números aleatorios

En la Figura 30 se observa el histograma generado con números aleatorios para realizar pruebas en el método 1; esto, con el fin de observar el comportamiento de este método con la sincronización del GPS. La escala de tiempo se aumenta de 150 ns a 1,5 ms debido a que actualmente un desfase de tiempo de esa magnitud no tendría un efecto considerable.

Figura 31: Distancia de falla para el método 1 utilizando los datos de la distribución normal

En la Figura 31 se observa el resultado obtenido del método 1 cuando se utilizan los datos del histograma de la figura 30. Se evidencia que su comportamiento es muy similar al mostrado en la

Figura 21, no obstante, la mayor cantidad de simulaciones se encuentran entre el rango de 0° y -10° , lo que garantiza la sincronización.

Tabla 10: Promedio de RMSE para cada resistencia de falla

Grados de desfase	RMSE
0,01 Ω	10,0 %
5 Ω	9,9 %
15 Ω	13,4 %
30 Ω	25,9 %
40 Ω	31,7 %

Como se mencionó anteriormente, los errores mostrados en la Tabla 10 de estas simulaciones son muy similares a los mostrados en la Tabla 4.

3 Conclusiones

Los 3 métodos vistos en los capítulos anteriores no presentaron los resultados esperados para localizar fallas en sistemas de distribución, sin embargo, se pudo comprobar que los métodos tienen fundamento matemático al momento de realizar las simulaciones; puesto que, a medida que aumenta la distancia de falla teórica, el resultado aumenta proporcionalmente.

El método 2, obtuvo un error promedio de 16,9% siendo más bajo en comparación a los métodos 1 y 3 con un error del 17,9% y 30,6% respectivamente; cabe resaltar que para este cálculo no se tienen en cuenta los RMSE de las resistencias de falla de 100 Ω . Adicionalmente, los métodos que tienen menor RMSE con respecto al valor teórico de la localización de las fallas son los métodos 1 y 2, ya que cumple con un comportamiento lineal desde 0,01 km hasta 0,05 km, cuando el método 3 solo presenta proporcionalidad en 0,05 km. No obstante, el método 2 y 3 tiene un comportamiento similar a una saturación cuando la resistencia de falla incrementa, caso que no se presenta en el método 1.

Se logró evidenciar que los tres métodos presentan errores mayores cuando el desfase aumenta, comprobando la importancia de la sincronización de los medidores. Sin embargo, se observó que los métodos 2 y 3 presentan un porcentaje de error mayor con un desfase de -17.28° . Adicionalmente, el método 2 obtuvo un error de sincronización no superior al 3%, exceptuando el caso particular del ángulo ya mencionado; esto indica que el método 2 es el más confiable cuando no se puede garantizar la sincronización de los datos.

Con base en los resultados obtenidos de los tres métodos, se determinó que el método 1 es el más indicado a implementar, ya que presenta un mejor comportamiento lineal sin tener en cuenta el valor la resistencia de falla. El método 2 a pesar de tener los errores más bajos y proporcionalidad comparable con el método 1, se descarta ya que en la práctica no se puede garantizar resistencias de falla inferiores a 5 Ω , a causa de que posee un comportamiento similar a una saturación cuando estas resistencias son superiores. El método 3 también se descarta ya que no presenta error cuando se añaden los desfases, siendo esto una incoherencia, puesto que se asume un error intrínseco cuando los datos no están sincronizados, además, tiene el error más alto en comparación con los métodos 1 y 2.

A pesar de que el error máximo obtenido en la sincronización de los GPS fue de ± 150 ns con un error del 250%, con una desviación estándar de $\pm 50,5$. Esto indica que, aunque se pueda

presentar los casos particulares en donde la sincronización llegue hasta estos extremos, la mayoría de las veces tendrían una sincronización con un error muy cercano al 0%.

Luego de considerar la distribución normal obtenida del histograma de los GPS en el método 1, se demuestra que el error aumenta cuando se presentan desfases de tiempo en la sincronización de los datos, aproximadamente un 0,32% en promedio. Este error no es propio del método y puede aumentar dependiendo de los tiempos de desfase entre dispositivos utilizados para sincronizar los medidores. Cabe resaltar que cuando se usa el dispositivo NEO-6M-0-001 para sincronizar medidores el error es muy cercano a 0,000032%.

Se demostró que los métodos de detección de fallas son susceptibles a datos desincronizados, aumentando el error del resultado en muchos casos hasta un 4% y casos particulares superaron este valor; siendo la sincronización una variable importante para tener en cuenta si se desea obtener un resultado preciso. Con la integración de un GPS NEO-6M-0-001 en los medidores de la nueva infraestructura AMI, es posible disminuir este error al mínimo, ya que el mayor tiempo de desfase que poseen estos dispositivos es de 150 ns o equivalente a 0,00324°.

Para localizar fallas en el sistema eléctrico con mucha mayor presión y confiabilidad, es necesario identificar las variables que afectan el resultado. Es necesario utilizar el análisis de este documento para integrar el GPS con otras técnicas, como la medición sin contacto, debido a que los métodos de mediciones actuales son intrusivos, añadiendo errores a los resultados obtenidos.

3.1 Trabajo A Futuro

Se recomiendan los siguientes trabajos futuros con el fin de complementar el trabajo mostrado en este documento:

1. Realizar un estudio bajo el cual se puedan identificar las hipótesis, restricciones y limitaciones bajo las cuales es válido el método.
2. Revisar las hipótesis planteadas en cada uno de los métodos e implementar nuevas simulaciones con los elementos del sistema que no se añadieron en este trabajo.
3. Implementar los tres métodos vistos en este trabajo integrando los dispositivos GPS en la práctica y comparar los resultados con los obtenidos de las simulaciones mostradas en este documento.
4. Investigar sobre más variables que afecten el resultado en la localización de fallas, y completarlo con una sincronización de datos utilizando el dispositivo GPS NEO-6M-0-001, con el fin de disminuir el error en la localización.

4 Bibliografía

- AE202 Acometida aérea de baja tensión, AE202 (Enel Codensa 5 de Marzo de 2015). Recuperado el 19 de Octubre de 2020, de <https://likinormas.micodensa.com/Home/DownloadPDF/1575>
- Ancell, GB and Pahalawaththa, & NC. (1994). Maximum likelihood estimation of fault location on transmission lines using travelling waves. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 9(2), 680-689.
- Anderson, P. M. (1995). *Analysis of Faulted Power Systems*. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- Bedoya Cadena, A., Mora Flórez, J., & Pérez Londoño, S. (2012). Estrategia De Reducción Para La Aplicación Generalizada De Localizadores De Fallas en Sistemas De Distribución De Energía Eléctrica. *Revista EIA*, (17), 21-37.
- Centelsa. (Junio de 2013). Aspectos de consideración en instalaciones eléctricas. *Cables & Tecnología*, pág. 32. Recuperado el 5 de Noviembre de 2020, de <https://www.centelsa.com/archivos/da8f871a.pdf>
- Centelsa. (s.f.). *Cables para Baja Tensión*. Recuperado el 19 de Octubre de 2020, de <https://www.centelsa.com/pdf/CablesdeBajaTension.pdf>
- Chakraborty, S., & Das, S. (2018). Application of Smart Meters in High Impedance Fault Detection on Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(3), 3465-3473.
- Chapman, S. J. (2012). Máquinas Eléctricas. En S. J. Chapman, *Máquinas Eléctricas* (Quinta ed., págs. 68-71). New York: McGraw Hill. Recuperado el 2 de Diciembre de 2020
- Constitución Política de Colombia, Artículo 365 (1991).
- D. A. Tziouvaras, J. B. Roberts, & G. Benmouyal. (2001). New multi-ended fault location design for two- or three-terminal lines. *2001 Seventh International Conference on Developments in Power System Protection (IEE)*, 395-398.
- Decreto 1258, Artículo 4 (Ministerio de Minas y Energía 17 de Junio de 2013).
- Departamento de Normas Técnicas. (24 de Mayo de 2010). *Enel*. Recuperado el 2 de Octubre de 2020, de <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/documents/CARGAS-MAXIMAS-PARA-EL-SECTOR-RESIDENCIAL.PDF>
- Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2018 (Superintendencia delegada para Energía y Gas, Dirección Técnica de Gestión de Energía Junio de 2019).
- Duncan Glover, J., & Sarma, M. S. (2004). *Sistemas de Potencia Análisis y Diseño*. México: International Thomson Editores, S.A.
- ET014 Transformadores de poder 34.5/13.2-11.4 kV, ET014 (Enel Codensa 1 de Septiembre de 2005). Recuperado el 26 de Noviembre de 2020, de https://likinormas.micodensa.com/Especificacion/transformadores/et014_transformadores_poder_34_5_13_211_4
- F. M. Aboshady, M. Sumner, & D. W. P. Thomas. (2017). A double end fault location technique for distribution systems based on fault-generated transients. *2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, 32-36.
- Farias, P. E., de Moraes, A. P., Rossini, J. P., & Cardoso Jr, G. (2018). Non-linear high impedance fault distance estimation in power distribution systems: A continually online-trained neural network approach. *Electric Power Systems Research*, 20-28.
- IEEE. (28 de Diciembre de 2011). IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. *IEEE Std C37.118.1-2011*, 1-61. doi:10.1109/IEEESTD.2011.6111219

- IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. (2012). *IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003)*, 1-92.
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (25 de Noviembre de 1998). Código eléctrico colombiano NTC2050. *Código Eléctrico Colombiano*, pág. 847.
- K. Zimmerman, & D. Costello. (2005). Impedance-based fault location experience. *8th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 211-226.
- Kersting, W. H., & Green, R. K. (Marzo de 2011). The Application of Carson's Equation to the Steady-State Analysis of Distribution Feeders. *IEEE*, 1-6.
- Kothari, D., & Nagrath, I. (2008). *Sistemas Eléctricos de Potencia*. México: McGRAW-HILL INTERAMERICANA EDITORES S.A.
- Lala, H., Karmakar, S., & Ganguly, S. (2018). Fault Detection and Localization using Continuous Wavelet Transform and Artificial Neural Network Based Approach in Distribution System. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, 10(2), 203-219.
- Ley 142, Artículo 2 (Congreso de la República 11 de Julio de 1994).
- Ley 143, Artículo 6 (Congreso de la República 1994).
- Ley 1715, Artículo 31 (Congreso de la República 2014).
- Ley 1715, Artículo 6 y 7 (Ministerio de Minas y Energía 13 de Mayo de 2014).
- Li, Tianyou and Huang, & Chaoyi. (2017). New transient fault location method in non-solidly earthed system for distribution network. *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, 2017(1), 1330-1333.
- MathWorks. (7 de Abril de 2021). *Three-Phase PI Section Line*. Obtenido de <https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/threephasepisectionline.html>
- Meliopoulos, & Sakis, A. (2017). *Power system grounding and transients: an introduction*. Routledge.
- Mora-Florez, J and Melendez, J and Carrillo-Caicedo, & G. (2008). Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 78(4), 657-666.
- Morales España, G. A., Barrera Cárdenas, R. A., & Ordóñez Plata, G. (2009). Análisis en El Plano R-X Para Localizar Fallas De Alta Impedancia. *INGENIARE - Revista Chilena de Ingeniería*, 17(2), 213-222.
- Mujal Rosas, R. M. (2002). *Cálculo de líneas y redes eléctricas* (Primera ed.). Barcelona, España: Edicions UPC. Recuperado el 4 de Febrero de 2021, de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.3/36744/9788498800340.pdf>
- Neil, J. S. (2010). *Encyclopedia of Research Design*. Thousand Oaks: SAGE Publications, Inc. doi:http://dx.doi.org/10.4135/9781412961288.n392
- Orozco Henao, C. A., Flórez, M., José, J., & Pérez Londoño, S. M. (2015). Método de localización de fallas basado en impedancia aparente para sistemas de distribución con generación distribuida. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 23(3), 348-360.
- Panesso Hernández, A. F., & Mora Flórez, J. J. (2013). Análisis comparativo de métodos de localización de fallas en sistemas de distribución con cargas conectadas a tierra. *Scientia et Technica*, 18(1), 60-68.
- Qin, Xue and Wang, Peng and Liu, Yadong and Guo, Linhui and Sheng, Gehao and Jiang, & Xiuchen. (2018). Research on Distribution Network Fault Recognition Method Based on Time-Frequency Characteristics of Fault Waveforms. *IEEE Access*, 6, 7291-7300.
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Artículo 3 (Ministerio de Minas y Energía 30 de Agosto de 2013).
- Resolución 038, Artículos 7, 8 y 9 (Comisión de Regulación de Energía y Gas 20 de Marzo de 2014).
- Resolución 070, Artículo 1 (Comisión de Regulación de Energía y Gas 28 de Mayo de 1998).

- Resolución 131 (CREG 25 de Junio de 2020).
- Resolución 40072, Artículo 3 (Ministerio de Minas y Energía 29 de Enero de 2018).
- Resolución 40459, Artículo 2 (Ministerio de Minas y Energía 27 de Mayo de 2019).
- Sarwar, M., Mehmood, F., Abid, M., Khan, A. Q., Gul, S. T., & Khan, A. S. (2019). High impedance fault detection and isolation in power distribution networks using support vector machines. *Journal of King Saud University-Engineering Sciences*.
- Shi, S., Zhu, B., Lei, A., & Dong, X. (2019). Fault Location for Radial Distribution Network via Topology and Reclosure-generating Traveling Waves. *IEEE Transactions on Smart Grid*.
- Superintendencia de Electricidad y Combustible. (2018). *Anuario SEC*. Obtenido de SEC.CL: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2019/06/Informe-SEC-2018-12-Diciembre.pdf>
- Takagi, T and Yamakoshi, Y and Baba, J and Uemura, K and Sakaguchi, & T. (1981). A New Alogorithm of an Accurate Fault Location for EHV/UHV Transmission Lines: Part I-Fourier Transformation Method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*(3), 1316-1323.
- Tesla. (s.f.). *Tesla Transformadores*. Recuperado el 25 de Noviembre de 2020, de https://aa231ac4-ccda-4a0c-b0f7-68a978fc6bf8.filesusr.com/ugd/b89f33_b87501061f9443a197226b32ed2608d6.pdf
- U-Blox. (20 de Noviembre de 2020). *NEO-6 u-blox 6 GPS Modules Data Sheet*. Obtenido de [https://www.u-blox.com/sites/default/files/products/documents/NEO-6_DataSheet_\(GPS.G6-HW-09005\).pdf](https://www.u-blox.com/sites/default/files/products/documents/NEO-6_DataSheet_(GPS.G6-HW-09005).pdf)
- UPME. (Abril de 2016). *Smart Grids Colombia Vsiación 2030*. Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>
- Varela Chamorro, S. F. (2017). Cálculo de impedancia de secuencia de líneas de transmisión de acuerdo con su geometría mediante Matlab. *Vector*(12), 15-21. Recuperado el 15 de Enero de 2021
- Xiaowei, W., Jie, G., Xiangxiang, W., Guobing, S., Lei, W., Jingwei, L., & Kheshti, M. (2019). High Impedance Fault Detection Method Based on Variational Mode Decomposition and Teager-Kaiser Energy Operators for Distribution Network. *IEEE Transactions on Smart Grid*.

5 Anexos

Anexo 1. Resultados Originales

Figura 32: Resultado original del método 1

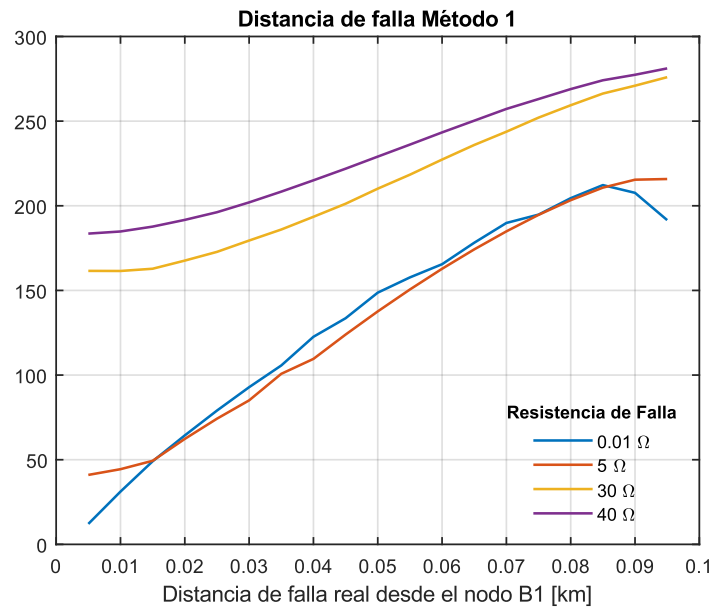


Figura 33: Resultado original del método 2

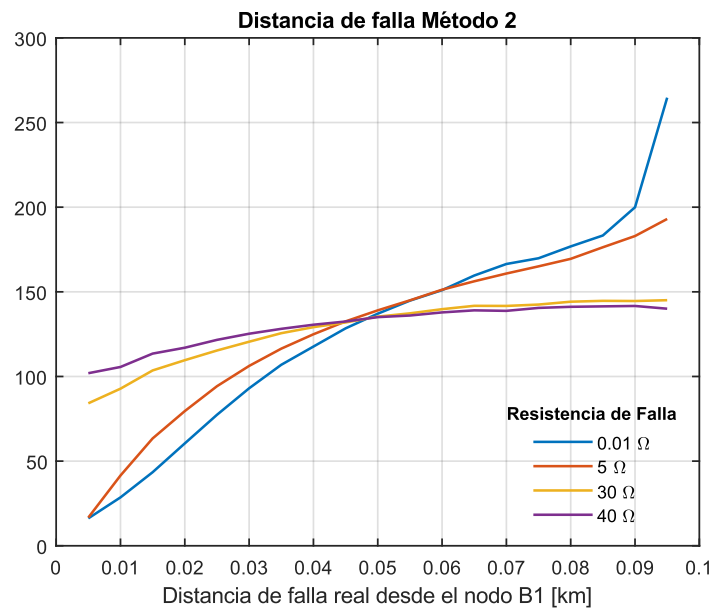
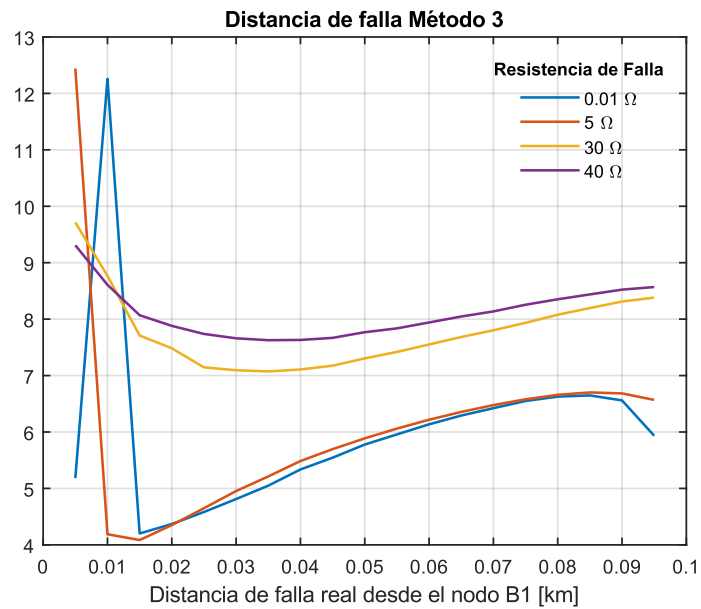


Figura 34: Resultado original del método 3



Anexo 2. Resultados De Desfase Método 1

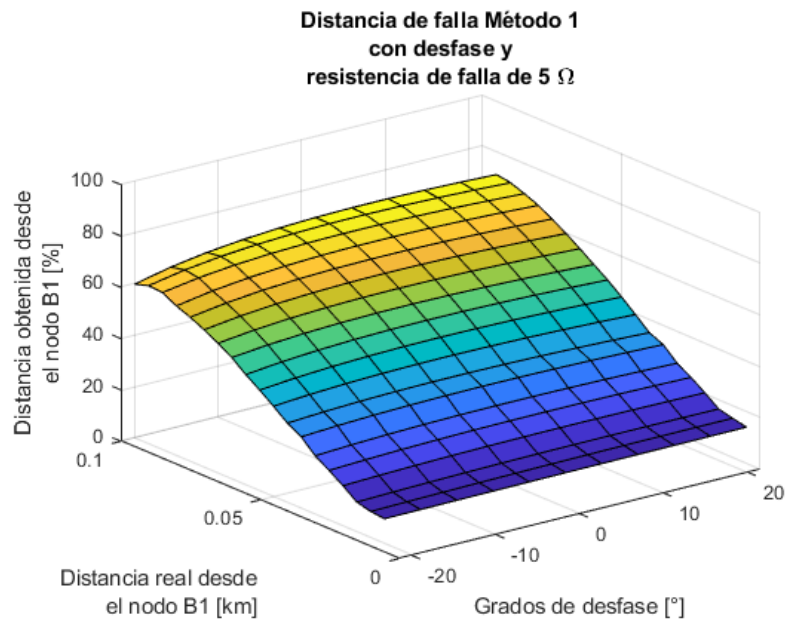
Figura 35: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 5 Ω 

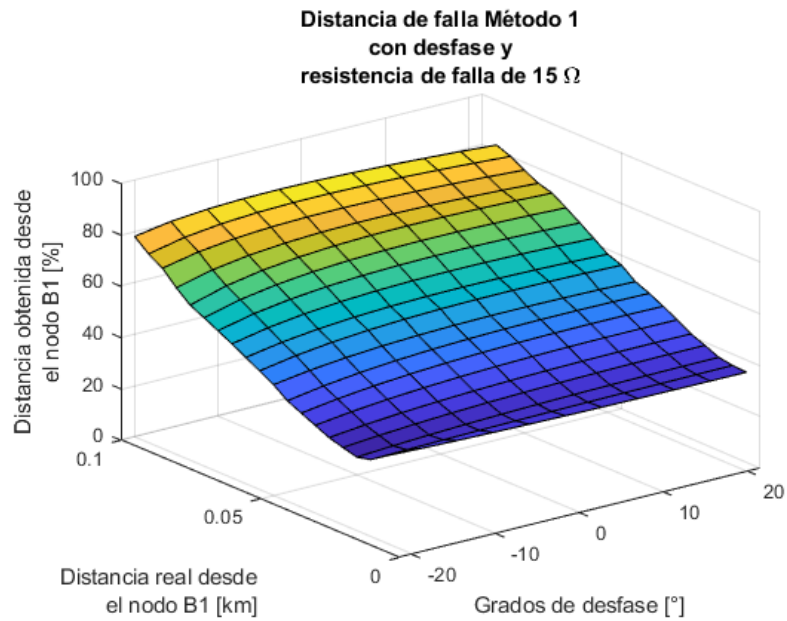
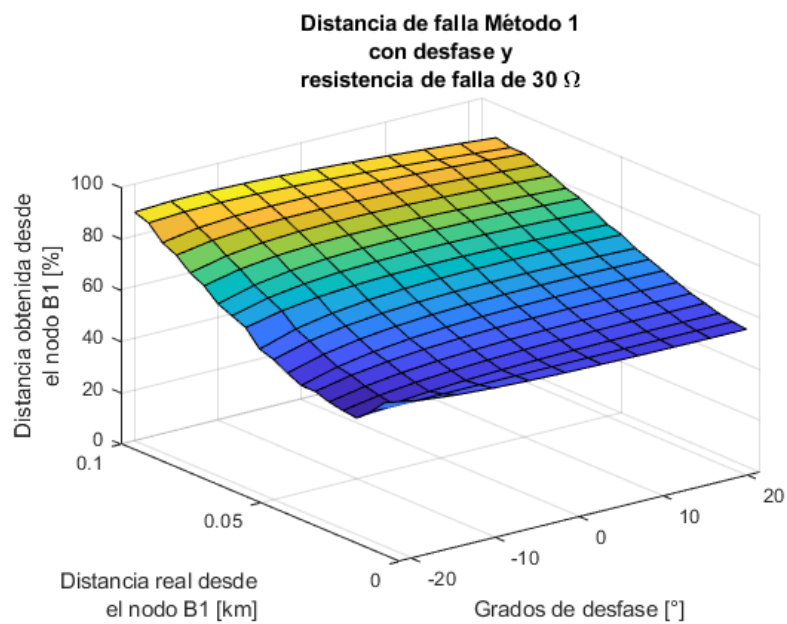
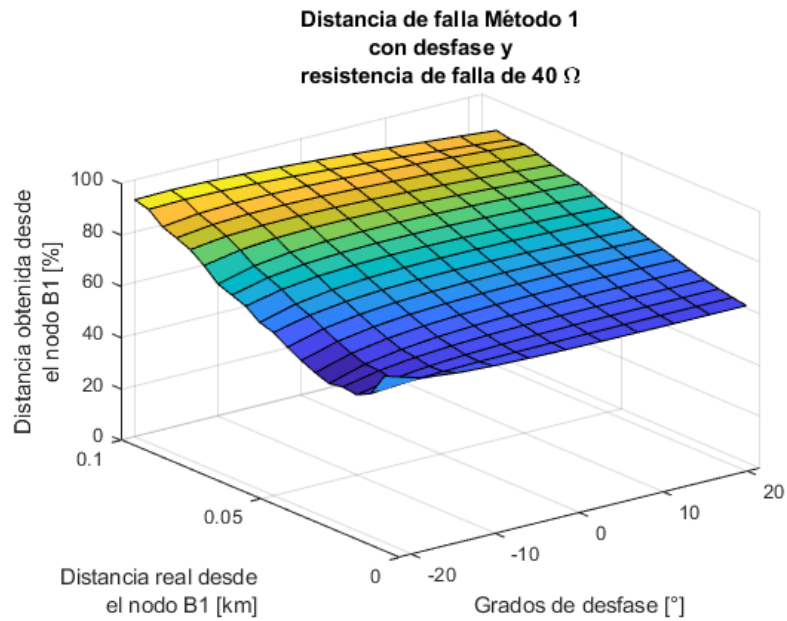
Figura 36: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 15Ω **Figura 37: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 30Ω** 

Figura 38: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 40Ω 

Anexo 3. Resultados De Desfase Método 2

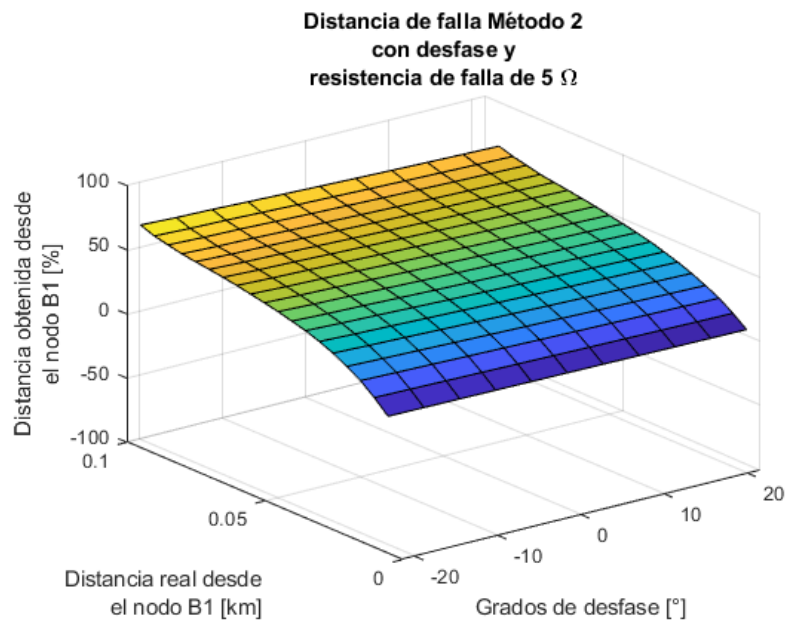
Figura 39: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 5Ω 

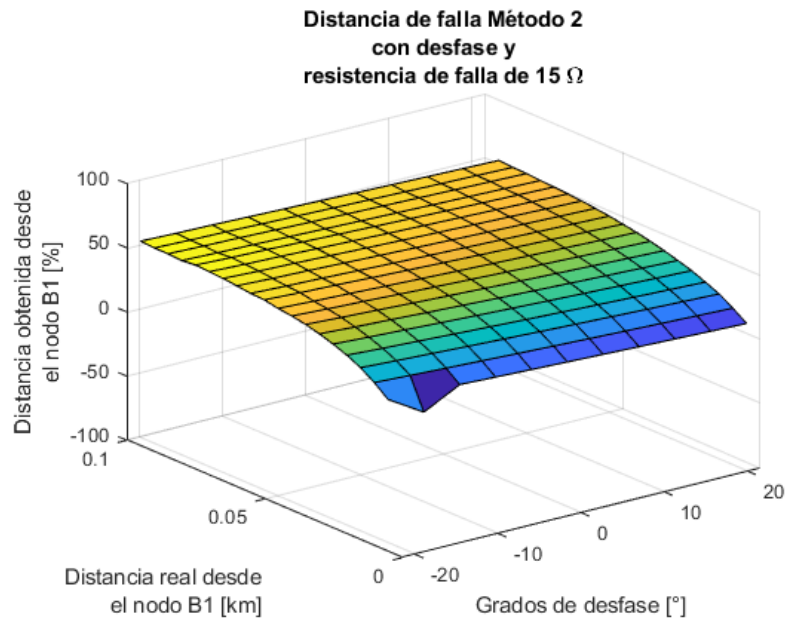
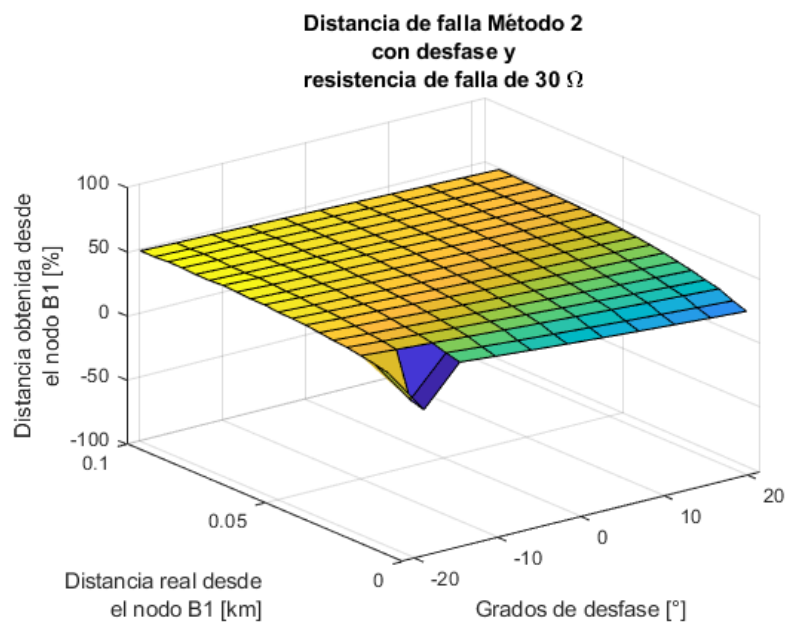
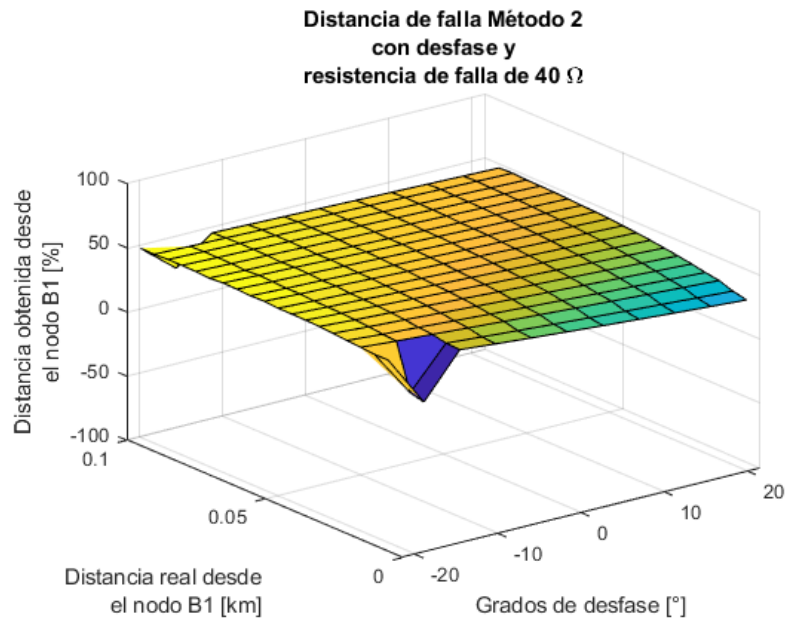
Figura 40: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 15Ω **Figura 41: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 30Ω** 

Figura 42: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 40Ω 

Anexo 4. Resultados De Desfase Método 3

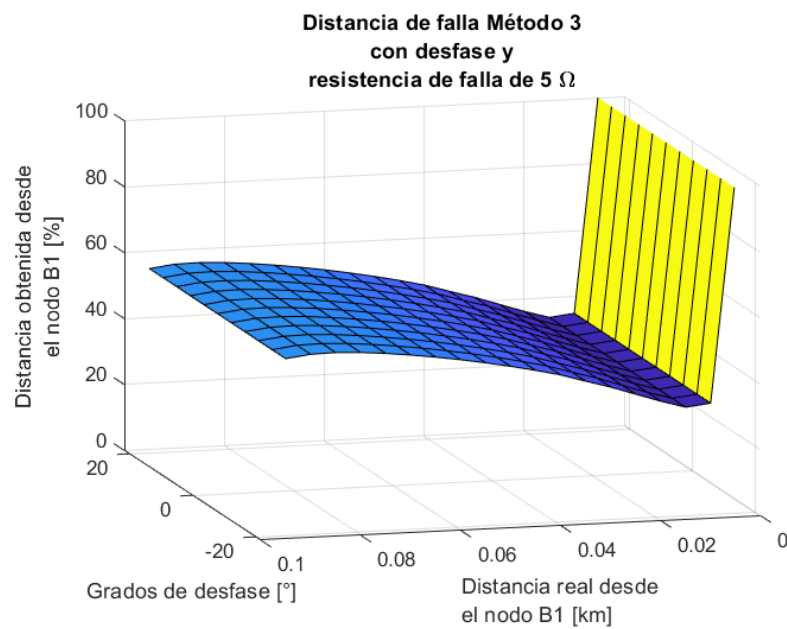
Figura 43: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 5Ω 

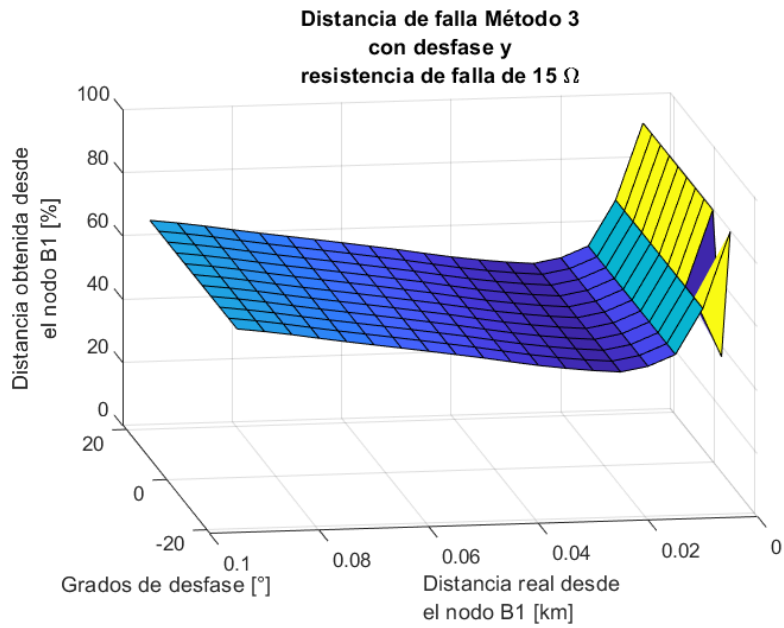
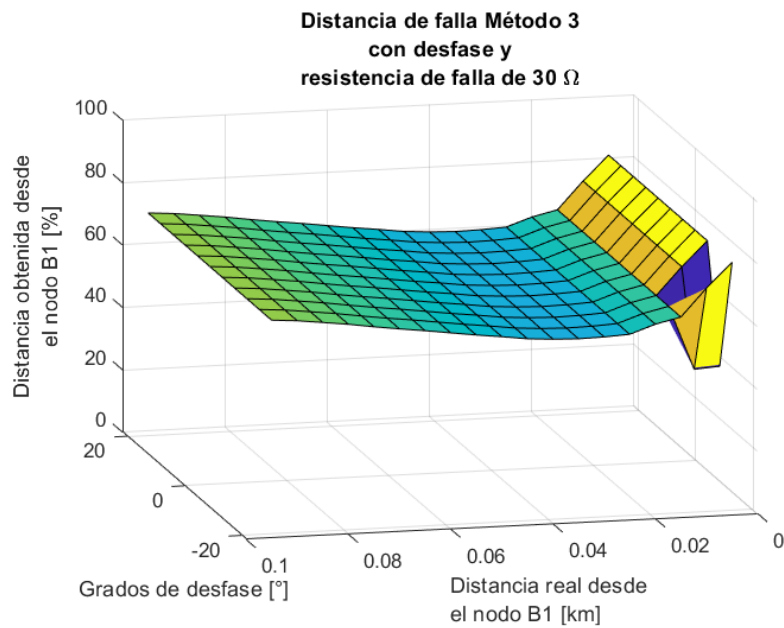
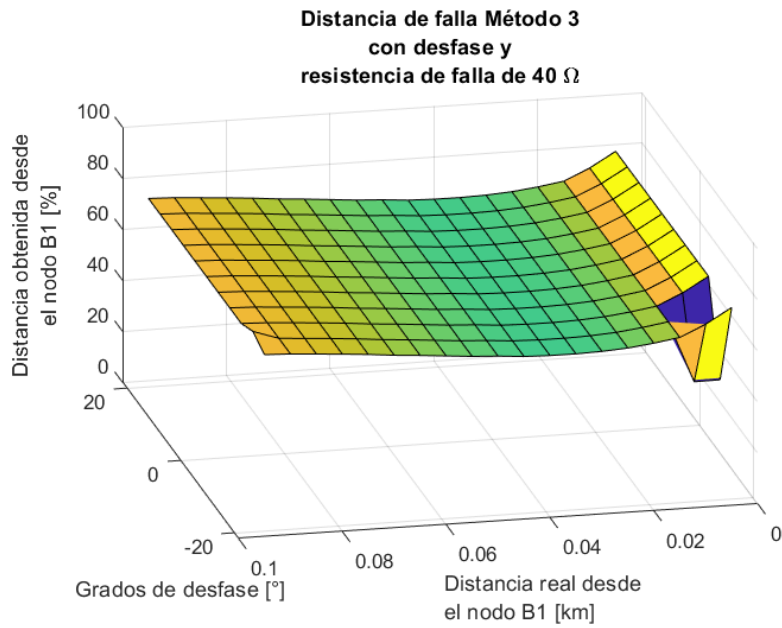
Figura 44: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 15Ω **Figura 45: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 30Ω** 

Figura 46: Distancia de falla para el método 1 con desfase y resistencia de falla de 40 Ω



Anexo 5. Barrido En El Tiempo GPS

Figura 47: Barrido en el tiempo para el flanco de bajada GPS



Anexo 6. Histograma de GPS

Figura 48: Histograma para el flanco de subida de GPS 1 y 3

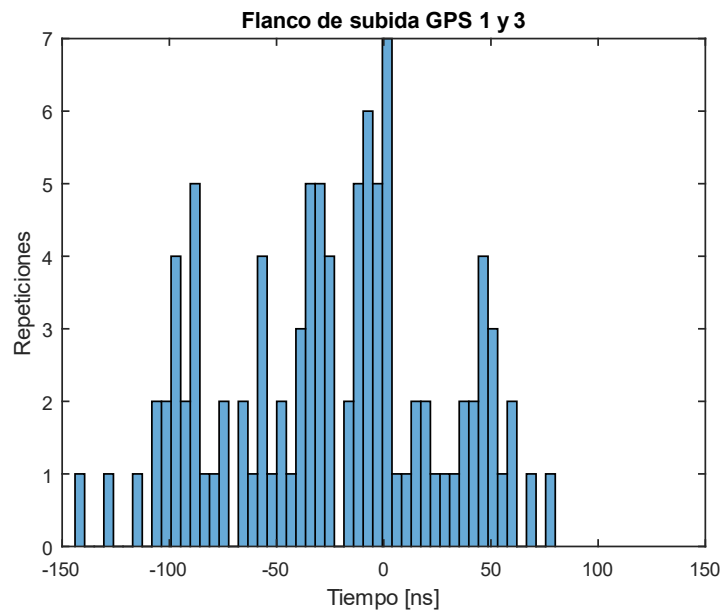


Figura 49: Histograma para el flanco de bajada de GPS 1 y 2

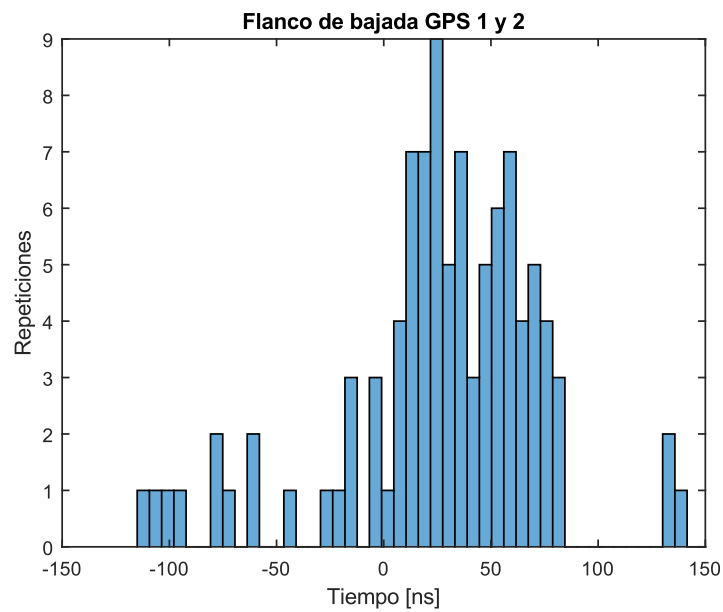
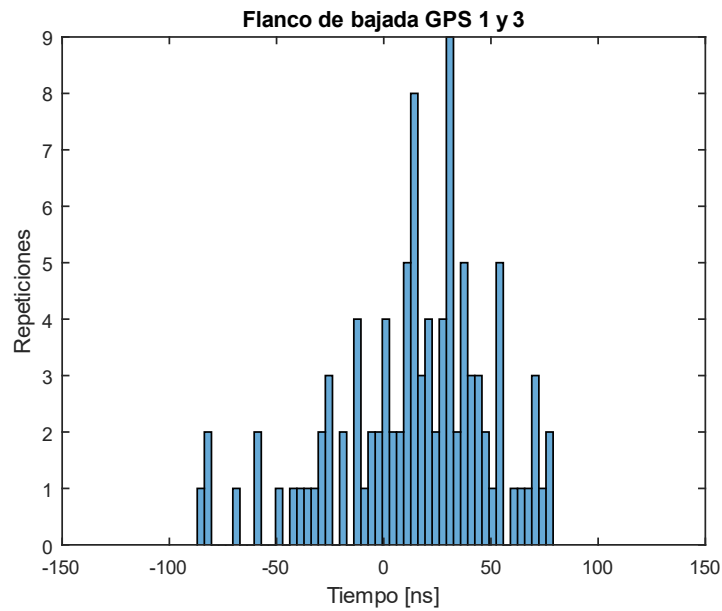


Figura 50: Histograma para el flanco de bajada de GPS 1 y 3



Anexo 7. Distribución Normal Aplicada A Método 1

Figura 51: Distancia de falla para el método 1 utilizando los datos de la distribución normal resistencia 5Ω

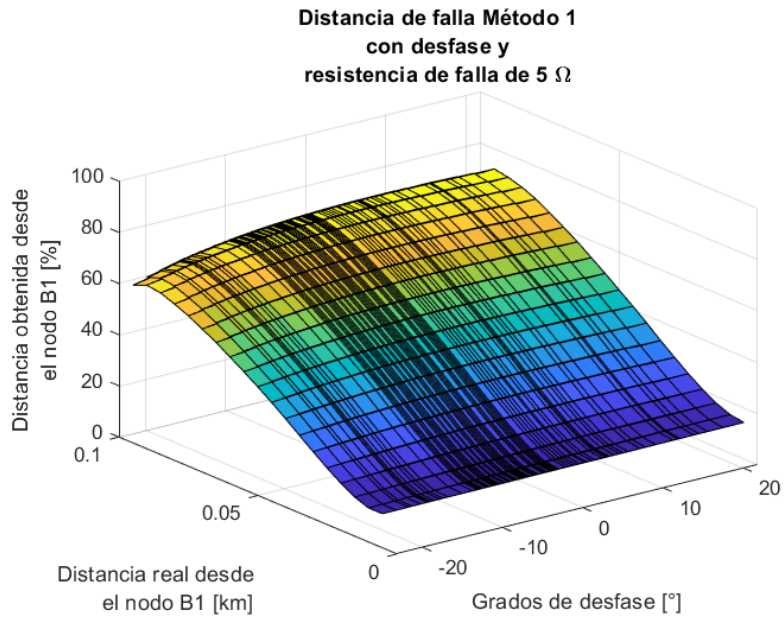


Figura 52: Distancia de falla para el método 1 utilizando los datos de la distribución normal resistencia 15 Ω

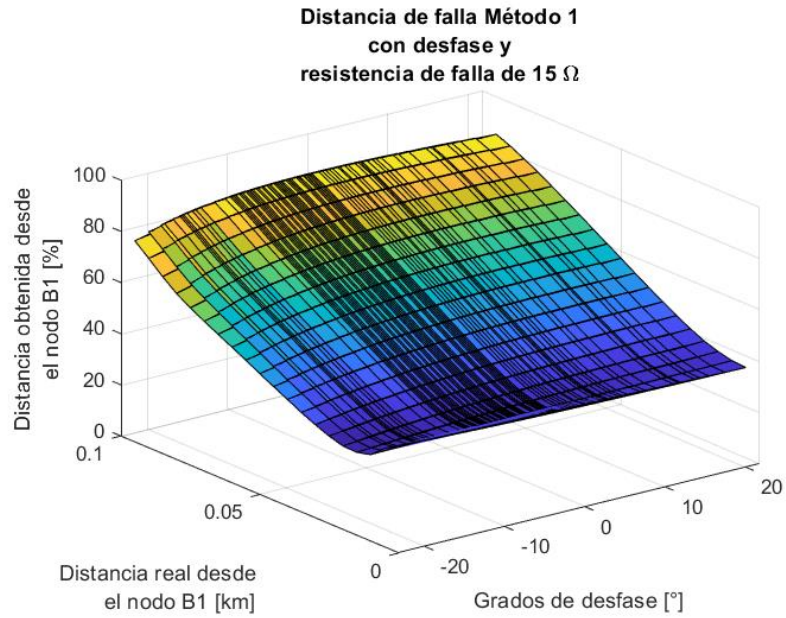
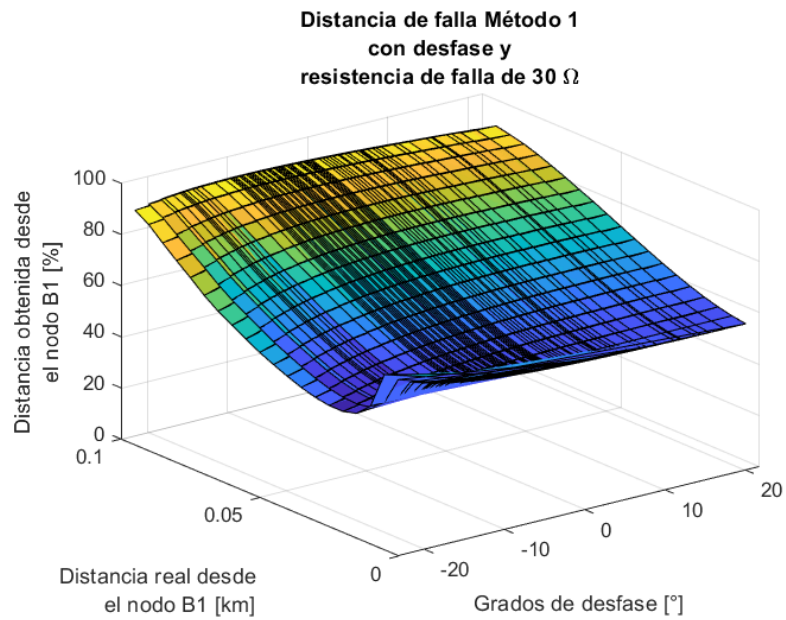


Figura 53: Distancia de falla para el método 1 utilizando los datos de la distribución normal resistencia 30 Ω



**Figura 54: Distancia de falla para el método 1 utilizando los datos de la distribución normal resistencia
40 Ω**

