

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
POR SENSADO COMPRIMIDO (COMPRESSIVE SENSING)**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
POR SENSADO COMPRIMIDO (COMPRESSIVE SENSING)**

**AUTOR:
RENE MARCELO CAMACHO VERA**

**DIRECTOR:
RAMÓN ENRIQUE PÉREZ PINEDA**

Quito, febrero 2017

Rene Marcelo Camacho Vera

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
POR SENSADO COMPRIMIDO (COMPRESSIVE SENSING)**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2017

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña de autores e información de contacto:



René Marcelo Camacho Vera (Y'1985-M'10). Se graduó de la Universidad Politécnica Nacional; Recibió el grado de Tecnólogo Electromecánico en 2013. Actualmente egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana, miembro del Grupo de Investigación GIREI. Su trabajo se basa en técnicas matemáticas de modelado y simulación de localización de fallas en redes de distribución eléctrica. Sus intereses de investigación incluyen modelado de redes para la infraestructura de medición avanzada AMI.
rcamachov@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Ramón Enrique Pérez Pineda

Magister scientiarum en Ingeniería Eléctrica

Docente de la Universidad Politécnica Salesiana

Facultad de Ingenierías

rperezp@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

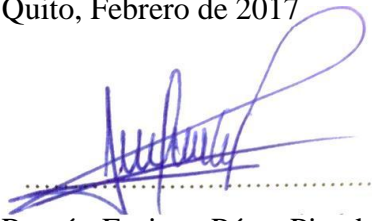
©2017 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*Localización De Fallas En Redes De Distribución Eléctrica Por Sensado Comprimido (Compressive Sensing)*” realizado por Rene Marcelo Camacho Vera, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Febrero de 2017



Ramón Enrique Pérez Pineda

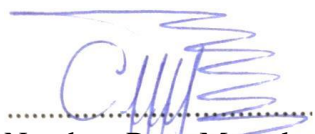
CI:0959948290

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Rene Marcelo Camacho Vera, con documento de identificación N° 1720703667, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación: “LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA POR SENSADO COMPRIMIDO (COMPRESSIVE SENSING)”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'RMC', is written over a horizontal dotted line.

Nombre: Rene Marcelo Camacho Vera

Cédula: 172070366-7

Fecha: Febrero 2017

INDICE GENERAL.

Introducción.	4
1.1 Fallas en redes de distribución eléctrica.....	5
1.2 Tipos de Fallas	7
1.2.1) <i>Fallas simétricas</i>	7
1.2.2) <i>Fallas asimétricas</i>	7
Localización de Fallas basado en CS.	7
Formulación del problema.	10
3.1 Aplicación del CS	11
3.2 Pseudocódigo de la aplicación	12
3.2.1) <i>Pseudocódigo 1: Localización de la falla.</i>	12
3.2.2) <i>Pseudocódigo 2: Sensado Comprimido</i>	12
Análisis de resultados.....	12
Conclusiones.	16
Referencias	17
Estado del Arte.....	20

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Aplicación del CS a la localización de fallas en una red de distribución eléctrica.	4
Figura 2. Sistema Eléctrico de Distribución.	6
Figura 3. Falla en un nodo de distribución.	7
Figura 4. Obtención la matriz de admitancia	8
Figura 5. Determinación de error absoluto.	12
Figura 6. Sistema de distribución IEEE 34 nodos.	13
Figura 7. Magnitud de tensión eficaz pre-falla.	13
Figura 8. Señal de falla monofásica en la fase A.	13
Figura 9. Señal de falla bifásica en las fases AB.	14
Figura 10. Señal de falla trifásica ABC.	14
Figura 11. Variación de tensión eficaz dependiendo de la resistencia de falla o cortocircuito.	14
Figura 12. Localización del nodo en falla (Nodo 8)	15
Figura 13. Estimación de la distancia de falla monofásica.	15
Figura 14. Estimación de la distancia de falla bifásica.	15
Figura 15. Estimación de la distancia de falla trifásica.	16
Figura 16. Tendencia de error en la localización de falla respecto a la resistencia de cortocircuito.	16
Figura 17. Tendencia de error en función a la cantidad de SFM	16

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de fallas	11
Tabla 2. Matriz de estado del arte	20
Tabla 3. Resumen e Indicadores del estado del arte	23

LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA POR SENSADO COMPRIMIDO (COMPRESSIVE SENSING)

Resumen

Este artículo propone un método para localización de fallas en redes de distribución aplicando la teoría del sensado comprimido. El método consiste en el despliegue de Smart Feeder Meters en los nodos a lo largo de una red eléctrica de distribución, que serán los encargados de sensar magnitudes de tensión eficaz de las tres fases en condiciones de pre-falla y durante la falla

Los datos obtenidos de las caídas de tensión forman el vector de observación o medida, cuyos elementos son las variaciones de las magnitudes de tensión de los Smart Feeder Meters, el modelo de impedancia de la red forma la matriz base, esta información conforma las variables de entrada para la aplicación del sensado comprimido norma ℓ_1 , con lo cual se busca encontrar un vector de representación dispersa o escasa, es decir, que se consigue un vector el cual posee pocos elementos distintos de cero, los que indican la localización estimada del nodo en falla.

La principal característica del sensado comprimido aplicado a la localización de fallas es que solo se necesita las magnitudes de tensión para obtener excelentes resultados.

Palabras Clave: localización de fallas, redes de distribución, medidores inteligentes de líneas, sensado comprimido, ℓ_1 y norma de minimización estable ℓ_1 .

Abstract

This article proposes a method for fault localization in distribution networks applying the theory of compressive sensing. The method consists in the deployment of Smart Feeder Meters in the long nodes of a distribution network, which will be in charge of sensing effective voltage magnitudes of the three phases in pre-fault conditions and during the fault

The data obtained from the voltage drops form the observation or measurement vector, whose elements are the variations of the voltage magnitudes of the Smart Feeder Meters, the network impedance model forms the base matrix, this information conforms the variables of input for the application of the standard compressive sensing ℓ_1 , which seeks to find a sparse or sparse representation vector, that is to say that a vector is obtained which has few elements other than zero, which indicate the estimated location of the node in failure.

The main characteristic of the compressive sensing applied to the fault location is that only the voltage magnitudes are needed to obtain excellent results.

Keywords: fault location, distribution networks, smart feeders meters, compressive sensing, ℓ_1 and stable ℓ_1 -norm minimization.

Introducción.

En este artículo se aplica la teoría del Sensado Comprimido (CS, por sus siglas en inglés), como una herramienta para la localización de fallas en una red de distribución eléctrica [1]. El CS generaliza el muestreo de Shannon y permite la recuperación de señales en casos en los cuales los criterios de Nyquist no se cumplen [2], por lo cual el CS es una alternativa al muestreo de Shannon / Nyquist aplicada a la aproximación y reconstrucción de señales unidimensionales [1].

El CS establece que se puede recuperar una señal a partir de su representación dispersa [3], [4].

Una señal es un conjunto de muestreo de datos, y puede representarse por una combinación lineal de coeficientes en base vectorial o vectores [3], [2], los pocos coeficientes más representativos contienen la información más importante de la señal original, mientras que los coeficientes menos representativos se hacen cero [2], [5], a la combinación de coeficientes representativos y menos representativos se le conoce como el vector de representación dispersa, y en la teoría del CS su notación es (x) [1] [6], [7]. Para recuperar una señal además del vector de representación dispersa se necesita de una matriz base o diccionario compuesta de n filas y m columnas, formar la matriz de base es crítico ya que influye directamente en la recuperación de la señal original [8] [2], además de la posibilidad de la aplicación del CS, sin embargo, en la práctica muchas veces no se puede elegir los datos para la matriz base por lo tanto se forman matrices aleatorias [8], en contraste las matrices base con estructura específica dan lugar a algoritmos de recuperación mucho más rápidos, la notación convencional de la matriz de base es (A) [1], [8].

La señal obtenida al resolver el sistema de ecuaciones ilustrado en la figura 1 es

conocido como el vector de observación debido a que es una aproximación a la señal original, y como toda aproximación tiene un margen de error relativo, su notación es (y) [1], [8]. Como se ilustra en la figura 1 da la impresión que al obtener la matriz de base y el vector de representación dispersa se puede solucionar el sistema de ecuaciones mediante algebra lineal convencional [1], lo cual no es posible debido a las indeterminaciones en el planteamiento matricial [1], [6], el CS soluciona este tipo de sistemas de ecuaciones mediante la norma de minimización ℓ_1 [1], [4]. Aplicando la teoría de CS a la localización de fallas en redes de distribución eléctrica se establece: al vector de variación de tensión (ΔV) como el vector de observación [1], la matriz de impedancia (Z) como la matriz de base o diccionario [1], y al vector de variación de corriente (ΔI) como el vector de representación dispersa [1], en la figura 1 se asocia las variables de la localización de fallas con el CS, donde ΔI es el vector a determinar usando únicamente las magnitudes de tensión [1], [4], de unos pocos Smart Feeder Meter (SFM, por sus siglas en inglés), desplegados en la red de distribución eléctrica, los pocos coeficientes distintos de cero del vector ΔI , es decir, los pocos elementos más representativos indican el nodo en el cual se produce la falla [1].

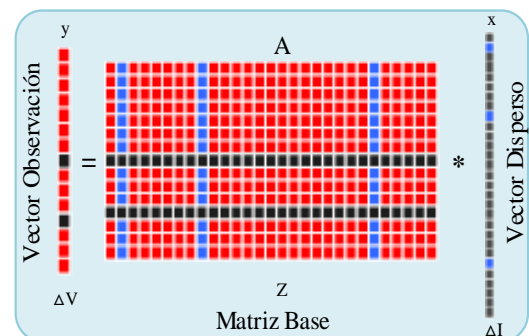


Figura 1. Aplicación del CS a la localización de fallas en una red de distribución eléctrica.

Debido a que la cantidad de SFM desplegados es mucho menor que la cantidad de nodos de red de distribución encontrar un vector disperso resulta un problema altamente complejo aplicando técnicas convencionales, pero aplicando la técnica de CS se puede encontrar un vector de representación disperso resolviendo el problema con norma de minimización ℓ_1 [1], [4], [9].

Existen técnicas de optimización convexa que resuelven los problemas de CS con matrices incompletas, además de métodos codiciosos basados en aproximaciones iterativas con condiciones de convergencia.

La norma de minimización ℓ_1 nos proporciona un vector lo suficientemente disperso por optimización convexa utilizando Basic Pursuit (BP, por sus siglas en inglés) [1], algoritmo que da solución a matrices muy mal condicionadas o incompletas, como la que se plantea en esta investigación.

BP se basa en optimización global por lo que puede resolver problemas de forma más estable mediante aproximaciones iterativas [2].

Orthogonal Matching Pursuit (OMP, por sus siglas en inglés), es un algoritmo heurístico codicioso utilizado para recuperar señales de representación dispersa, con alta densidad de ruido, OMP busca en la matriz base un vector con mayor relación al vector de observación y lo compara con la señal residual, la señal residual la obtiene de la diferencia entre señal estimada parcialmente y la señal de observación, este proceso se repite sucesivamente hasta obtener un vector disperso que cumpla con la condición de convergencia [10].

Matching Pursuit (MP, por sus siglas en inglés), es un algoritmo iterativo, forma el diccionario al descomponer una señal en funciones lineales [11], en cada iteración MP elige elementos del

diccionario de forma codiciosa y calcula la expansión lineal, MP compara si el residuo es ortogonal después de cada aproximación, si es ortogonal minimiza el residuo, de lo contrario MP elige otro elemento del diccionario, si no se encuentra la condición de ortogonalidad MP elige la mejor aproximación [11].

Los algoritmos basados en optimización convexa tienen un desempeño más consistente en cuanto a velocidad y exactitud, frente a los algoritmos codiciosos [2], por esta razón utilizamos ℓ_1 basado en BP para la aplicación del CS. La fortaleza del CS aplicado a la localización de fallas se debe, a que no se necesita desplegar un SFM por cada nodo de la red, es suficiente con unos pocos SFM instalados en la red de distribución.

1.1 Fallas en redes de distribución eléctrica

La red de distribución eléctrica debe garantizar niveles adecuados de confiabilidad y continuidad de servicio en todas las etapas, ya que se pueden presentar fallas y perturbaciones que pueden afectar el normal comportamiento del sistema, principalmente en la etapa de Distribución la cual es más susceptible a fallas de diferentes tipos, debido a ramificaciones de la red y a cantidad de equipos instalados, que la convierten en una red con una topología muy compleja [12]. Las fallas en las líneas de un sistema de distribución provocan que los sistemas de protección actúen interrumpiendo el fluido eléctrico a los usuarios [13].

Generalmente la mayoría de las fallas son causadas por condiciones climatológicas adversas como descargas atmosféricas o tormentas, sin embargo, en los sectores urbanos existen árboles y animales que ocasionan cortocircuitos cuando entran en contacto con líneas energizadas,

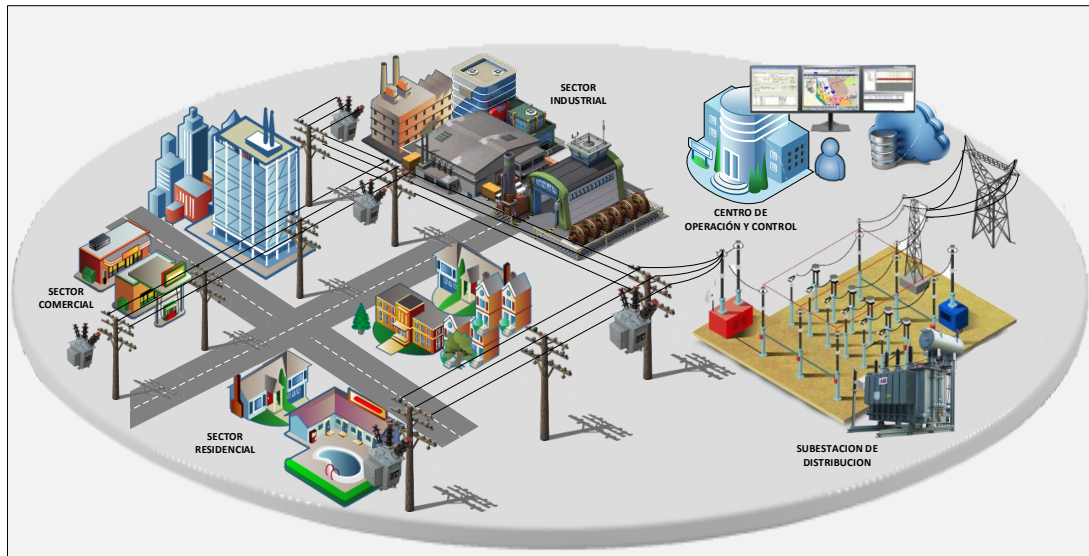


Figura 2. Sistema Eléctrico de Distribución.

además la falta de mantenimiento de los equipos provocan las principales causas de interrupciones no programadas [13], lo que se traduce en bajos índices de confiabilidad y calidad del servicio eléctrico [13].

Debido a la naturaleza estocástica de los eventos de fallas, son difícilmente predecibles, pero se puede analizar estadísticamente permitiendo detectar las zonas con mayor probabilidad de ocurrencia de eventos de falla [14]. Los sistemas de distribución cuentan con equipos automáticos para despejar los diferentes tipos de fallas mediante el cierre y la apertura de los elementos de maniobra y protección [15], [16], con la finalidad de aislar las zonas defectuosas y salvaguardar la integridad del sistema [16], por lo tanto el operador del sistema necesita estimar la localización de la falla y superar el incidente en el menor tiempo posible [17], debido a pérdidas económicas asociadas a la energía no suministrada [18]. Localizar oportunamente las fallas que se pueden producir en una red de distribución de energía eléctrica, proporciona grandes beneficios tanto a empresas comercializadoras, de energía, como a los operadores de las redes de distribución, así como también a los usuarios, ya que se disminuye el

tiempo de restauración de servicio y mejora la confiabilidad del sistema [12], [19], [20]. Las redes de distribución tienen una estructura altamente ramificada por lo cual se ha desarrollado algoritmos de localización de fallas que se basan en la impedancia, o variación de tensión de la red de distribución [21]. Algunos algoritmos exponen como resultado indicadores de localización de fallas, los cuales reducen drásticamente los errores de múltiple estimación, pero dependen del número de medidores inteligentes que se desplieguen en la red de distribución [12], [21], [22], además los resultados se ven influenciados por la resistencia de falla, y debido a que son métodos iterativos incrementan la complejidad del análisis de la localización de la falla [22]. La aplicación de un método de localización de fallas conlleva a la clasificación del tipo de falla y la estimación de la ubicación del evento, mediante la lectura de las variables fundamentales de tensión pre-falla, durante la falla, y la impedancia del sistema, las cuales describen el comportamiento de la red [23]. En la figura 1 se ilustra un sistema eléctrico de distribución, sus componentes [24].

1.2 Tipos de Fallas

Las fallas que experimentan un sistema eléctrico de distribución se pueden caracterizar como fallas del tipo serie o paralelo y pueden ser de tipo simétricas o asimétricas [18]. Las fallas de tipo serie se producen cuando los conductores sufren una ruptura y no involucra contacto a tierra, mientras que fallas del tipo paralelo se producen cuando existe un cortocircuito a tierra o con alguna otra fase [18]. Las fallas del tipo paralelo en un sistema eléctrico de distribución se clasifican dependiendo de la fase afectada, que pueden ser:

Monofásicas (LG), cuando una fase hace contacto a tierra, bifásica (LL), cuando dos fases hacen contacto, bifásica a tierra (LLG), cuando dos fases hacen contacto a tierra, trifásicas (3L) cuando tres fases hacen contacto entre sí, y trifásicas a tierra (3LG), cuando tres fases hacen contacto a tierra [18], [25], [26].

1.2.1) Fallas simétricas

Las fallas simétricas son las que ocasionan daños severos al sistema, debido a que generan grandes flujos de corrientes de falla, y son causadas generalmente por inclemencias climáticas y representan cortocircuitos trifásicos para la red [18], [25].

1.2.2) Fallas asimétricas

Las fallas asimétricas provocan desbalances de tensión y corriente en el sistema, la mayor cantidad de eventos de falla en los sistemas eléctricos de distribución son de este tipo, que pueden ser cortocircuitos a través de impedancias, este tipo de fallas deterioran los elementos del sistema por lo cual son estudiadas mediante la descomposición en componentes simétricas de secuencia cero, positiva, y negativa [18], [25].

Estudios realizados en [1], [13], [22] necesitan magnitudes y ángulos de tensiones y corrientes para estimar la

localización de la falla, lo cual requiere unidades de medición especiales, una solución que no es práctica debido a los costes asociados a la implementación de esa tecnología. El método propuesto solo necesita del despliegue de SFM en algunos puntos de la red de distribución.

Este artículo se ha organizado de la siguiente manera.

En la sección 2 se describe la localización de fallas basado en CS y la metodología propuesta.

En la sección 3 se plantea el problema, y la simulación del método propuesto en el alimentador o troncal principal del modelo de la IEEE de 34 nodos el cual se muestra en la figura 5.

En la sección 4 se exponen los resultados de simulaciones para cinco resistencias de cortocircuito (0Ω , 5Ω , 10Ω , 15Ω , 20Ω), que son resistencias típicas de los tipos de falla analizados [19], con el fin de comprobar que el método localiza las fallas en la red de distribución. Finalmente, en la sección 5 se muestran las conclusiones del trabajo de investigación.

Localización de Fallas basado en CS.

Al ocurrir una falla en un nodo (k) de una red de distribución, todas las fuentes del sistema inyectan una gran cantidad de corriente en el nodo de falla (k), esta corriente es conocida como corriente de falla o cortocircuito [1], en la figura 3 se ilustra el recorrido de la corriente de falla. La corriente de falla se puede considerar como una fuente de corriente, que inyecta una corriente inversa en el nodo (k) del sistema [1].

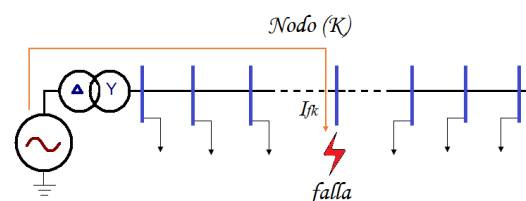


Figura 3. Falla en un nodo de distribución.

Una corriente de falla produce variaciones de tensión en todo el sistema eléctrico, de esta forma se puede obtener la variación de tensión en todos los nodos de la red de distribución en condiciones de falla, si multiplicamos la matriz de impedancia (Z_{bus}) por el vector de corriente de representación dispersa (ΔI), como se muestra en el planteamiento matricial de la ecuación (1).

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1^{abc} \\ \Delta V_2^{abc} \\ \vdots \\ \Delta V_{k1}^{abc} \\ \vdots \\ \Delta V_{N1}^{abc} \end{bmatrix}_{3N \times 1} = \begin{bmatrix} Z_{11}^{abc} & Z_{12}^{abc} & \dots & Z_{1N}^{abc} \\ Z_{21}^{abc} & Z_{22}^{abc} & \dots & Z_{2N}^{abc} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{k1}^{abc} & Z_{k2}^{abc} & \dots & Z_{kN}^{abc} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{N1}^{abc} & Z_{N2}^{abc} & \dots & Z_{NN}^{abc} \end{bmatrix}_{3N \times 3N} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ -I_{fk}^{abc} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}_{3N \times 1} \quad (1)$$

Dónde: ΔV^{abc} representa la variación de tensión, Z^{abc} , es la impedancia trifásica, (N) es el número de nodos, y $-I_{fk}^{abc}$ representa la corriente de falla en el nodo (k) [1].

La presencia de cargas monofásicas y las líneas aéreas heterogéneas ocasionan desequilibrios en las redes de distribución, por esta razón Z_{bus} necesita ser calculada de manera independiente para cada fase como se expone en (2) [1], [27], [28].

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (2)$$

Un sistema eléctrico con cargas desequilibradas, se puede representar por una matriz de impedancia, en la que se considera el acoplamiento mutuo y desigual de las fases, además de distancias y calibres desiguales entre los conductores [27], [29], como fórmula en (2).

$$[Y_{abc}] = [Z_{abc}]^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad (3)$$

La matriz de admitancia de la línea se puede calcular como la inversa de la matriz de impedancia [27], [30], de esta

forma podemos facilitar las operaciones en términos de admitancias como se muestra en (3). Las matrices de impedancia y admitancia se pueden calcular directamente mediante el análisis de nodos [28], [27], como se ilustra en la figura 4.

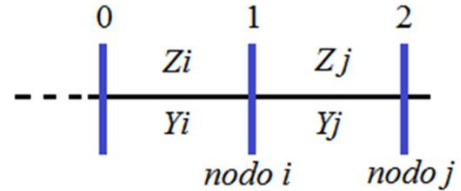


Figura 4. Obtención la matriz de admitancia

De la figura 4, se obtienen las expresiones (6) y (7) respectivamente, simplificado el método para un alimentador de ejemplo de dos nodos [22], [27].

$$[Z_s] = \begin{bmatrix} Z_i & Z_i \\ Z_i & Z_i + Z_j \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$[Y_s] = \begin{bmatrix} Y_i + Y_j & -Y_j \\ -Y_j & Y_j \end{bmatrix} \quad (5)$$

Donde $Z_i ; Z_j ; Y_i ; Y_j$ Son matrices (3×3) con lo cual se considera el sistema trifásico completo, por lo tanto $Z_{bus} \in \mathcal{R}^{3N \times 3N}$ para un alimentador de (N) nodos, la matriz de impedancia queda planteada con una dimensión ($3N \times 3N$) [1], [22], [27], [28].

La teoría de las componentes simétricas menciona que todo sistema asimétrico puede ser descompuesto para su mejor estudio, en tres componentes de secuencia, positiva, negativa, y cero [1], [17]. La componente simétrica de secuencia positiva está presente en todos los tipos de falla [1], por lo tanto en este artículo utilizaremos las matrices de secuencia positiva de la tensión y la impedancia para estimar la localización de la falla en la red de distribución. En la ecuación (6) se formula las matrices de secuencia

positiva de tensión ΔV_k^+ e impedancia Z_k^+ , además la matriz de representación escasa ΔI^+ y el coeficiente no nulo $-I_{fk}^+$, que indica el nodo en falla [1].

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1^+ \\ \Delta V_2^+ \\ \vdots \\ \Delta V_k^+ \\ \vdots \\ \Delta V_N^+ \end{bmatrix}_{N \times 1} = \begin{bmatrix} Z_{11}^+ & Z_{12}^+ & \dots & Z_{1N}^+ \\ Z_{21}^+ & Z_{22}^+ & \dots & Z_{2N}^+ \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{k1}^+ & Z_{k2}^+ & \dots & Z_{kN}^+ \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{N1}^+ & Z_{N2}^+ & \dots & Z_{NN}^+ \end{bmatrix}_{N \times N} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ -I_{fk}^+ \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}_{N \times 1} \quad (6)$$

Para localizar las fallas en la red de distribución se plantea desplegar (M) números de SFM en la red de distribución sometida al análisis, por lo cual estas lecturas formarán las filas del vector ΔV_i^+ de la ecuación (6), tal como se muestra en la ecuación (7).

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{i1}^+ \\ \Delta V_{i2}^+ \\ \vdots \\ \Delta V_{ik}^+ \\ \vdots \\ \Delta V_{iM}^+ \end{bmatrix}_{M \times 1} = \begin{bmatrix} Z_{i1}^+ & Z_{i2}^+ & \dots & Z_{iN}^+ \\ Z_{i2}^+ & Z_{i2}^+ & \dots & Z_{iN}^+ \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{ik1}^+ & Z_{ik2}^+ & \dots & Z_{ikN}^+ \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{iM1}^+ & Z_{iM2}^+ & \dots & Z_{iMN}^+ \end{bmatrix}_{M \times N} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ -I_{fk}^+ \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}_{N \times 1} \quad (7)$$

Para obtener la matriz de impedancia de secuencia positiva de las matices (3×3) de las impedancias trifásicas aplicamos la teoría de las componentes simétricas donde ($Z_{ij}^{abc}; i, j = 1, \dots, N$) es convertida en sus componentes simétricas [1], mediante la ecuación (10).

$$Z_{ij}^S = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}^{-1} * Z_{ij}^{abc} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (8)$$

Donde: $a = e^{j2\pi/3}$

Debido a que en la red de distribución, las líneas son aéreas y además existen diferentes calibres de conductores dependiendo de la ramificación, la impedancia de las fases es diferente por lo tanto la matriz del sistema (Z_{ij}^S) no es una diagonal, por lo que contiene elementos distintos de cero fuera de la diagonal. Para este análisis consideramos que los elementos fuera

de la diagonal principal son despreciables, por lo tanto utilizamos el elemento (2,2) como entrada para la matriz Z_{ij}^S , con lo cual formamos la matriz de impedancia de secuencia positiva [1].

Los (M) SFM desplegados en la red de distribución sensan la magnitud de la tensión en cada fase antes de la falla ($|V_i^{abc(p)}|$) y durante el evento de falla ($|V_i^{abc(f)}|$).

Por lo tanto la variación de tensión se define por la ecuación (9), donde i es el nodo en donde se realiza la lectura [1].

$$\Delta V_i^{abc} = |V_i^{abc(p)}| - |V_i^{abc(f)}| \quad (9)$$

Donde: $i = 1, \dots, M$

Para obtener la secuencia positiva de la matriz de tensión, hacemos uso de los ángulos de desfaseamiento que existen entre fase, el cual es 120° eléctricos, por lo tanto los ángulos de fase para líneas a, b, y c, serán: 0° , -120° , y 120° grados eléctricos respectivamente y mediante la expresión de la ecuación (10) obtenemos las componentes simétricas [1].

$$\begin{bmatrix} \Delta V_i^0 \\ \Delta V_i^+ \\ \Delta V_i^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta V_i^a \\ \Delta V_i^b \\ \Delta V_i^c \end{bmatrix} \quad (10)$$

Donde: $i = 1, \dots, M$

Para obtener mejores resultados en la estimación de la localización de la falla cuando solo se adquiere la lectura de las magnitudes de tensión, es necesario conformar la matriz de tensión de secuencia positiva con los valores promedios, de la variación de tensión de las componentes simétricas (ΔV_i^{CS}), por lo tanto se define a la variación de tensión de secuencia positiva promedio ($\overline{\Delta V_i^+}$), de acuerdo a la expresión (11) [1], [31].

$$\overline{\Delta V_i^+} = \frac{1}{3}(\Delta V_i^0 + \Delta V_i^+ + \Delta V_i^-) \quad (11)$$

Donde: $i = 1, \dots, M$

Con el propósito de simplificar los cálculos y de suprimir los valores imaginarios de la matriz de variación de tensión de secuencia positiva ΔV_i^+ y de la matriz de impedancia del sistema Z_{ij}^S , calculamos los valores absolutos para todos los elementos ij de las matrices ΔV_i^+ y Z_{ij}^S [1], las ecuaciones resultantes se muestran en matrices en la ecuación (12), y su forma simplificada en la ecuación (13).

$$\begin{bmatrix} |\Delta V_1^+| \\ |\Delta V_2^+| \\ \vdots \\ |\Delta V_k^+| \\ \vdots \\ |\Delta V_M^+| \end{bmatrix}_{M \times 1} = \begin{bmatrix} |Z_{i_1 1}^+| & |Z_{i_1 2}^+| & \dots & |Z_{i_1 N}^+| \\ |Z_{i_2 1}^+| & |Z_{i_2 2}^+| & \dots & |Z_{i_2 N}^+| \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ |Z_{i_k 1}^+| & |Z_{i_k 2}^+| & \dots & |Z_{i_k N}^+| \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ |Z_{i_M 1}^+| & |Z_{i_M 2}^+| & \dots & |Z_{i_M N}^+| \end{bmatrix}_{M \times N} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ \overline{-I_k^+} \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}_{N \times 1} \quad (12)$$

$$\Delta V^+ = Z^+ \Delta I^+ \quad (13)$$

Donde se ha definido a $Z^+ \in \mathcal{R}^{M \times N}$ como la matriz de base o matriz de impedancia de la red eléctrica de secuencia positiva, $\Delta I^+ \in \mathcal{R}^N$ como el vector de representación dispersa o variación de corriente de secuencia positiva, $\Delta V^+ \in \mathcal{R}^M$ como la matriz de observación o la matriz de variación de tensión de secuencia positiva [1], M determina el número de SFM, y N es el número de nodos de la red eléctrica [1]. De esta manera el nodo en falla está dado por los coeficientes distintos de cero de la matriz ΔI^+ [1]. Considerando que número de filas de ΔV^+ es menor que el número de columnas de Z^+ , debido a que ΔV^+ es una matriz incompleta, porque el número de mediciones de tensión es menor al número de nodos del sistema, y los SFM se ubican solo en determinados nodos, el sistema de ecuaciones incoherente, además la solución no es lo suficientemente escasa como para estimar la

localización de la falla, por esta razón utilizamos el CS con norma de minimización ℓ_1 el cual nos proporciona un vector aproximado lo suficientemente escaso como para estimar la localización de la falla basado en BP [1],[17].

Aplicando CS el nodo en falla se estima con unos pocos SFM desplegados en la red de distribución donde $M \ll N$ [1], [32].

Resolver el problema con norma de minimización ℓ_1 significa el uso de BP el cual es un método de optimización convexa que matemáticamente se plantea en la ecuación 14 [9].

$$(\ell^1): x^{(l+1)} = \underset{x \in \mathcal{R}^n}{\operatorname{argmin}} \sum_{i=1}^n \frac{|x_i|}{(|x_i^{(l)}| + \mathcal{E}^l)^{1-p}} \quad (14)$$

Sujeto a: $y = Ax$

Donde: \mathcal{E}^l es un parámetro que impide la división por cero de la ecuación [33]. La matriz de representación dispersa x se obtiene directamente de la solución de la minimización ℓ_1 [33], Asociado a la localización de fallas la estimación del nodo en falla está dado por los coeficientes distintos de cero de la matriz $\widetilde{\Delta I_1^+}$ [1].

$$(\ell^1): \widetilde{\Delta I_1^+} = \underset{\Delta I^+}{\operatorname{argmin}} \|\Delta I^+\|_1 \quad (15)$$

Sujeto a: $\Delta V^+ = Z^+ \Delta I^+$

Donde $\widetilde{\Delta I_1^+}$ es el vector de representación escasa obtenido, $\|\Delta I^+\|_1$ es la norma de minimización estable ℓ_1 [1], [17].

Formulación del problema.

En este artículo se utiliza el CS con la norma de minimización ℓ^1 para la localización de fallas en la red de distribución eléctrica, debido a las versatilidades del CS descritas anteriormente. Para aplicar esta metodología se crea una base de datos

y se simula automáticamente las fallas LG, LL, LLG, 3L, 3LG [19].

La base de datos almacena registros de tensiones pre-falla y durante la falla, de cada una de las fases, para cada tipo de falla, con una resistencia de cortocircuito específica, y en todos los nodos deseados, esta base de datos describe el comportamiento de la red de distribución ante los eventos de falla simulados [34]. En la tabla 2 se muestra la descripción de los tipos de falla simulados para la obtención de la base de datos [19].

El método utiliza CS para localizar el nodo en falla, mediante el análisis de la caída de tensión y la impedancia de la red, como solución se obtiene un vector de representación dispersa cuyos elementos distintos de cero identifican el nodo en el cual se presenta la falla.

Tabla 1. Tipos de fallas

# de Falla	Tipo de falla	Descripción
Falla 1		Falla monofásica en fase A
Falla 2	LG	Falla monofásica en fase B
Falla 3		Falla monofásica en fase C
Falla 4		Falla bifásica entre las fases AB
Falla 5	LL	Falla bifásica entre las fases BC
Falla 6		Falla bifásica entre las fases CA
Falla 7		Falla entre dos fases y tierra AB y GND
Falla 8	LLG	Falla entre dos fases y tierra BC y GND
Falla 9		Falla entre dos fases y tierra CA y GND
Falla10	3L	Falla trifásica ABC
Falla11	3LG	Falla trifásica y tierra ABC y GND

3.1 Aplicación del CS

A lo largo de la red de distribución bajo análisis se despliegan SFM los cuales sensan la tensión trifásica en cada uno de los nodos. Las impedancias propias, mutuas y longitudes de líneas son vinculadas para construir la matriz trifásica Z_{abc} [35]. Con los datos de tensión trifásica V^{abc} , e impedancia Z_{abc} , de acuerdo al tipo de falla, al nodo en el que se simula, y resistencia de cortocircuito se organiza automáticamente y coherentemente la base de datos, se aplica la metodología

descrita en la sección 2, para obtener el vector de diferencia corrientes de secuencia positiva ΔI^+ , y mediante el CS con norma de minimización ℓ_1 , estimar la localización del nodo en falla en la red de distribución [1], [17].

La cantidad mínima de SFM operativos desplegados a lo largo de la red de distribución está dado por la inecuación (16), la misma que se basa en la teoría del CS [4].

$$M \geq S \log \frac{N}{S} \quad (16)$$

Donde M representa el número mínimo de SFM operativos desplegados en la red, para localizar el nodo en falla con un margen de error aceptable, S es el número de elementos no nulos del vector de corrientes dispersas, y N es el número de nodos de la red de distribución eléctrica [1].

La solución por CS nos proporciona un vector $\widetilde{\Delta I_1^+}$ lo suficientemente escaso como para determinar la localización de la falla, pero no siempre los coeficientes del vector son distintos de cero, por lo tanto la localización de la falla se estima analizando los coeficientes distintos de cero del vector $\widetilde{\Delta I_1^+}$, en la posición donde el coeficiente del vector $\widetilde{\Delta I_1^+}$ tiene un valor máximo se estima que está localizado el nodo en falla [1]. Para lo cual se utiliza la ecuación (17)

$$f(k) = \max(\widetilde{\Delta I_1^+}) \quad (17)$$

Dado a que la localización de la falla puede ser afectada por consideraciones matemáticas y errores de cálculo por aproximaciones, además que se necesita conocer la efectividad del método, para diferentes valores de resistencias de cortocircuito, se establece determinar el porcentaje de error absoluto el cual se define mediante la ecuación (19) [36], [37].

$$error(\%) = \frac{|d_s - d_r|}{l} * 100 \quad (18)$$

Donde d_s es la distancia estimada por el método propuesto, d_r es la distancia real desde la subestación hasta el nodo en el que se ha producido falla, y l es la distancia del alimentador sometido al análisis [38], para mejor comprensión las variables de la ecuación (18) se ilustra en la figura 5.

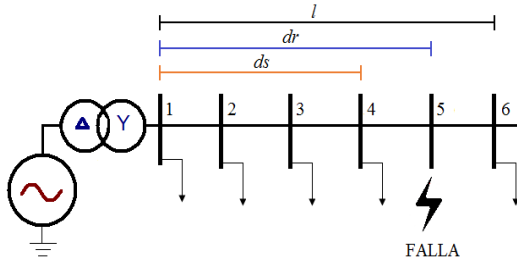


Figura 5. Determinación de error absoluto.

3.2 Pseudocódigo de la aplicación

El pseudocódigo 1 detalla paso a paso el proceso que la aplicación realiza para localizar la falla en la red eléctrica de distribución, desde la creación de la base de datos de fallas, hasta la estimación del nodo en falla. El pseudocódigo 2 describe cómo opera el algoritmo de CS y se ha detallado como aclaración del Pseudocódigo 1, ya que se encuentra integrado en la aplicación específicamente en el paso 9.

3.2.1) Pseudocódigo 1:

Localización de la falla.

Pseudocódigo de localización de falla mediante CS.

- Paso 1:**
Desarrollar e importar la base de datos de simulación de fallas de la red de análisis.
- Paso 2:**
Para cada resistencia de cortocircuito, de cada uno de los nodos y tipo de fallas de la base de datos calcular ΔV_i^{abc} .
- Paso 3:**
 $\Rightarrow \exists$ Falla N_k
Sensor las lecturas
 $|V_i^{abc(p)}| \Delta |V_i^{abc(f)}|$
 $\forall M_i \in N_j ; i = 1, \dots, M ; j = 1, \dots, N$

Paso 4:
Calcular ΔV_i^{abc} usando (9)

Paso 5:
Cambio de ángulo de fase por:
 $0^\circ, -120^\circ, 120^\circ$ grados eléctricos
($\forall \Delta V_i^{abc} \in M_i$) $\in N_j$

Paso 6:
Calcular las componentes simétricas
 $\Delta V_i^0; \Delta V_i^+; \Delta V_i^-$
 $\forall \Delta V_i^{abc}$ Usando (10)

Paso 7:
Calcular la diferencia de tensión promedio
 $\Delta \bar{V}_i^+ \forall \Delta V_i^{cs}$ Usando (11)

Paso 8:
Calcular Z^+ (12) a partir de la matriz de impedancia del sistema Z_{ij}^s

Paso 9:
Resolver ℓ^1 (15) para encontrar el vector de representación dispersa (ΔI_1^+)

Paso 10:
Encontrar el máximo valor del vector de representación dispersa (ΔI_1^+) para estimar el nodo en falla $f(k)$ (16).

3.2.2) Pseudocódigo 2: Sensado Comprimido

Pseudocódigo de CS; cálculo de vector de representación dispersa [33]

- Paso 1:**
Definir las variables de entrada:
 $A = Z^+ \epsilon \mathcal{R}^{M \times N} ; y = \Delta V^+ \epsilon \mathcal{R}^M$
- Paso 2:**
Establecer la secuencia numérica
 $\mathcal{E}^l | \lim_{l \rightarrow \infty} \mathcal{E}^l = 0$
Inicializa $x^{(0)} | y = Ax^{(0)}$
- Paso 3:**
While
($l = 0, 1, 2 \dots$)
Resolver ℓ^1
$$x^{(l+1)} = \underset{x \in \mathcal{R}^n}{\operatorname{argmin}} \sum_{i=1}^n \frac{|x_i|}{(|x_i^{(l)}| + \mathcal{E}^l)^{1-p}}$$

Sujeto a: $y = Ax$
End
- Paso 4:**
Estimación del vector de representación disperso:
 $x^* \leftarrow x^{(l)} ; (\Delta I_1^+)$
-

Análisis de resultados.

El método propuesto para la localización de fallas en una red de distribución se ha simulado en la troncal principal del modelo del IEEE

de 34 nodos que se muestra en la figura 6. El modelo del IEEE de 34 nodos cuenta con características heterogéneas entre líneas y nodos, lo que hace que sea idóneo para la aplicación de esta metodología.

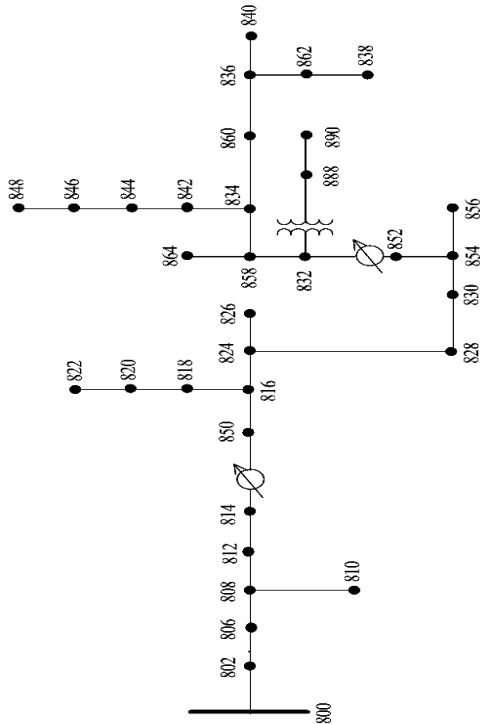


Figura 6. Sistema de distribución IEEE 34 nodos.

ATPDraw® es utilizado para modelar la red de distribución de 34 nodos con los parámetros del modelo antes mencionados, de donde se obtienen las magnitudes de tensión eficaces (figura 7) para cada uno de los nodos en donde se despliegan los SFM.

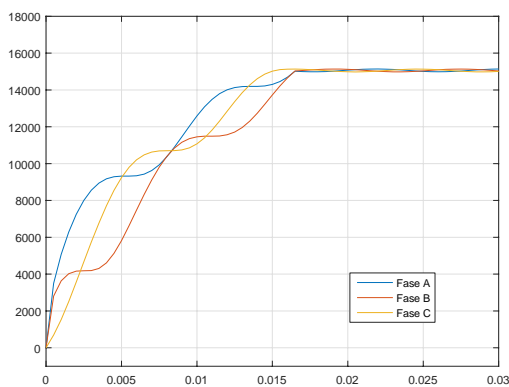


Figura 7. Magnitud de tensión eficaz pre-falla.

Mediante la aplicación desarrollada en Matlab® se simulan sucesivamente las fallas de la tabla 1 automáticamente para cada nodo, creando la base de datos de tensión eficaz de pre-falla y durante la falla, estos datos que se someterán a la metodología de CS, para lo cual en primera instancia se calcula $\Delta \bar{V}_l^+$ a partir de la base de datos de magnitud de tensión eficaz.

Cuando ocurre una falla en la red de distribución, esta se ve reflejada en una variación en las señales de corriente y tensión. Este comportamiento de la red se produce en fallas monofásicas, bifásicas, y trifásicas. La magnitud de las señales de tensión de fase es analizada en busca de subtensión o sobretensión, donde la magnitud más alta de variación de tensión determina la fase en falla y por ende se puede estimar en nodo en el cual se produjo dicha falla.

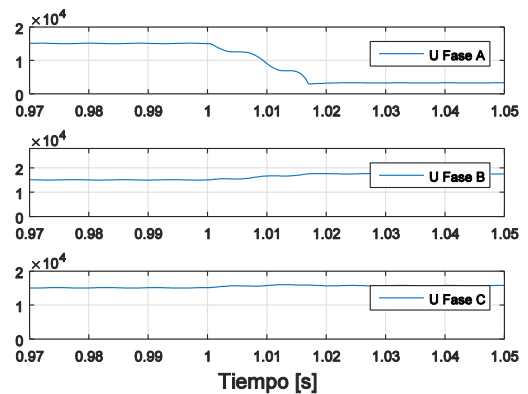


Figura 8. Señal de falla monofásica en la fase A.

En todas las fallas que se suscitan en una red de distribución, se producen variaciones de tensión en las líneas con ciertas particularidades. En la figura 8 se puede visualizar el comportamiento de la red ante una falla monofásica en la fase A.

En la figura 9 se ilustra la tensión ante una falla bifásica, mientras que en la figura 10 se muestra la tensión ante una falla trifásica, además del instante exacto en el que se produce el evento,

con lo cual se evalúa la tensión pre-falla $|V_i^{abc(p)}|$ y en falla $|V_i^{abc(f)}|$.

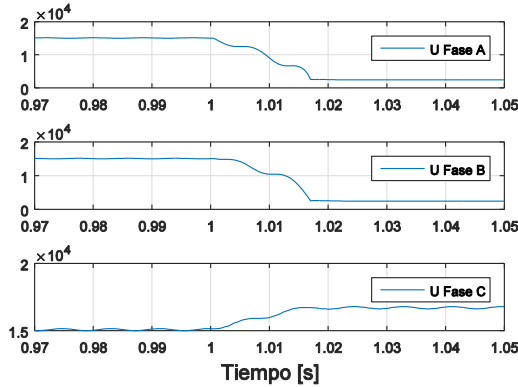


Figura 9. Señal de falla bifásica en las fases AB.

La ocurrencia de una falla perturba toda la red eléctrica, la variación de la magnitud tensión ΔV_i^{abc} de fases en falla es mucho mayor que de fases que no se ven afectadas, la fase no afectada tiende a elevar la magnitud de tensión ΔV_i^{abc} mientras que en la fase afectada la magnitud de tensión ΔV_i^{abc} tiende a cero, este efecto se visualiza en las Figuras 8, 9, 10 y es utilizado por el CS para localizar el nodo en falla.

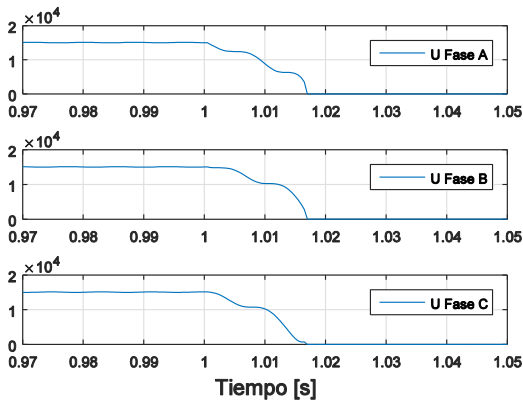


Figura 10. Señal de falla trifásica ABC.

La lectura de la magnitud de la variación de tensión se ve influenciada por la resistencia de falla o cortocircuito, que dependiendo de esta ΔV será mayor o menor lo que influye directamente en la localización del nodo en falla.

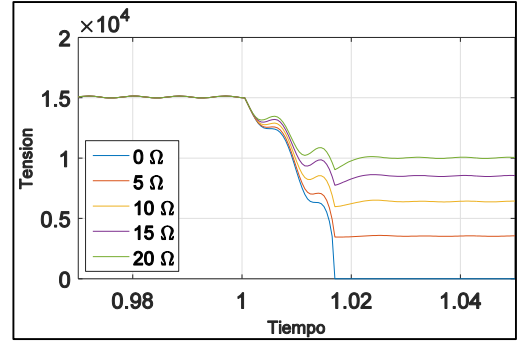


Figura 11. Tensión eficaz en función de la resistencia

En esta investigación se ha simulado la red de distribución para cinco valores de resistencias de falla (0, 5, 10, 15 y 20 Ω), debido a que son valores típicos para este tipo de análisis [19], para cada nodo y para todos los tipos de fallas descritos en la tabla 1, con el propósito de evaluar el efecto de la resistencia en la localización del nodo en falla, además se han desplegado tres SFM en los nodos 3, 6, y 9, los cuales adquieren los datos para formar la matriz de observación.

Las magnitudes de ΔV_i^{abc} obtenidas de la simulación y el modelo de impedancia de la línea se han implementado y simulado en el pseudocódigo 1 luego de múltiples iteraciones y simulaciones se realiza un análisis exhaustivo y se estima la localización de los nodos en falla $f(k)$ utilizando CS y la norma de minimización ℓ^1 .

Los vectores de estimación de los nodos en falla $\widetilde{\Delta I_1^+}$ se almacenan formando una nueva base de datos, donde se clasifican de acuerdo a la resistencia, nodo, y al tipo de falla, ésta información es la solución del pseudocódigo 1 desarrollado para la localización de fallas en una red de distribución eléctrica.

En la figura 12 se muestra uno de los resultados numéricos obtenidos de la simulación, el cual se ha graficado para mostrar en este caso la localización de la falla en el nodo 8.

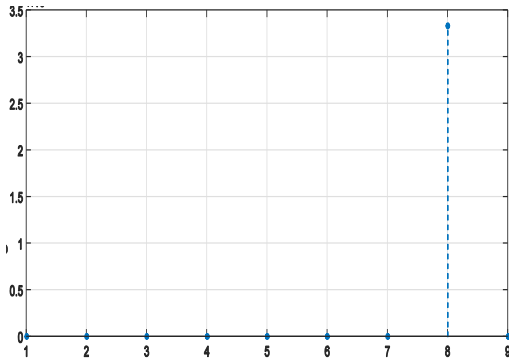


Figura 12. Localización del nodo en falla (Nodo 8)

El rendimiento del método es eficaz en mayor medida en los nodos cercanos a los SFM, y disminuye levemente en los nodos alejados de los equipos de medida.

Para establecer un marco de comparación y verificar la eficiencia del método propuesto, los resultados obtenidos se ha contrastado con el análisis comparativo realizado en [18], donde se compara varios resultados de localización de fallas en redes eléctricas.

Los resultados obtenidos validan el método propuesto debido a que presenta un error relativo bajo comparado con métodos de mayor complejidad de análisis además de excelente eficiencia en la localización de las fallas en la red eléctrica de distribución con tan solo sensar las magnitudes de tensión.

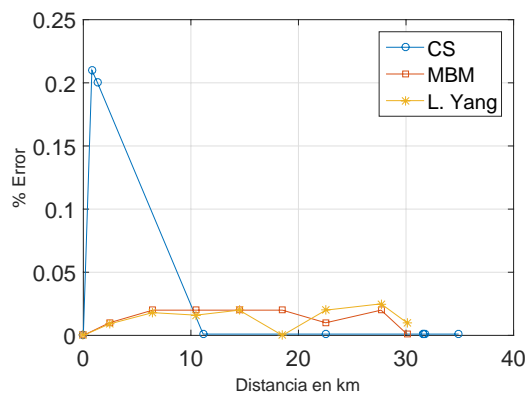


Figura 13. Estimación de la distancia de falla monofásica.

En la figura 13 se muestra las gráficas de tendencia de error del método planteado para fallas del tipo monofásicas, en contraste con los mejores resultados de [18], el porcentaje de error es aceptable debido a su baja magnitud, y presenta una gran exactitud sobretodo en fallas monofásicas que son las de mayor incidencia en las redes de distribución. Las gráficas de tendencias de error para las fallas del tipo bifásicas se visualizan en la figura 14, el porcentaje de error es mayor al de las fallas del tipo monofásicas pero dentro de un margen aceptable, además el contraste con los mejores resultados de [18] muestran similares rangos de error, lo que demuestra la exactitud de la localización de fallas por sensado comprimido, y de la metodología planteada en este trabajo de investigación.

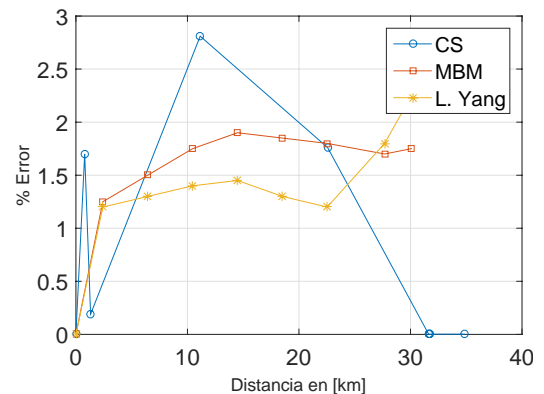


Figura 14. Estimación de la distancia de falla bifásica.

En la figura 15 se ilustra la tendencia de error para las fallas del tipo trifásicas, el porcentaje de error mostrado es aceptable pero en este caso los resultados obtenidos en [18] son claramente menores, no obstante la localización de fallas por sensado comprimido tiene excelentes resultados y se encuentra dentro de rangos aceptables para los tipos de falla analizados.

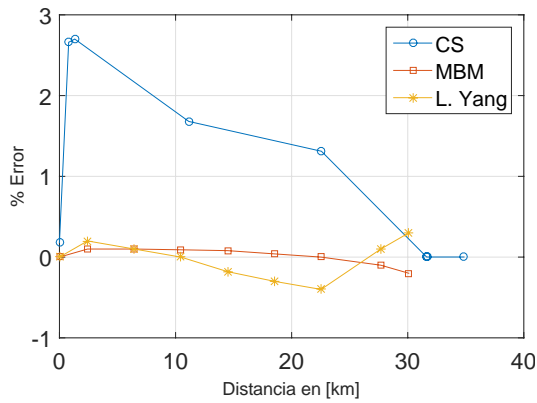


Figura 15. Estimación de la distancia de falla trifásica.

Con el propósito de evaluar el efecto de la resistencia en la localización del nodo en falla, las simulaciones incluyen resistencias de cortocircuito de 0, 5, 10, 15, 20 Ω para todos los tipos de falla descritos en la tabla 1. En la figura 16 se visualiza los tipos de falla estudiados y su porcentaje de error promedio.

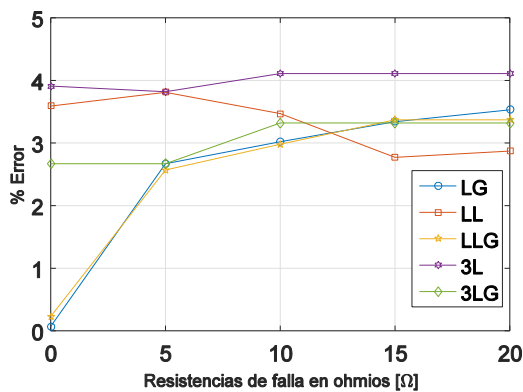


Figura 16. Tendencia de error en la localización de falla respecto a la resistencia de cortocircuito.

Para fallas del tipo LG y LLG, entre mayor es la resistencia de cortocircuito mayor es el porcentaje de error, mientras que para fallas del tipo LL, 3L, y 3LG, la variación de la resistencia de cortocircuito influye en menor medida a localizar el nodo en falla.

La cantidad de SFM necesarios para obtener un vector de representación disperso lo suficiente mente escaso para determinar el nodo en falla está dado por la ecuación 16, pero cabe

aclarar que esta cantidad no necesariamente deben ser los SFM desplegados ya que la ecuación 16 se refiere a la cantidad de SFM operativos, es decir que estén funcionando, por lo tanto los SFM que se deben desplegar deben ser mayor a los calculados por la ecuación 16, la figura 17 muestra la tendencia de error promedio en función a la cantidad de SFM desplegados, con lo cual el porcentaje de error relativo es menor mientras mayor sea la cantidad de SFM desplegados en la red, lo que se traduce a que la localización del nodo en falla por CS tenga mayor exactitud.

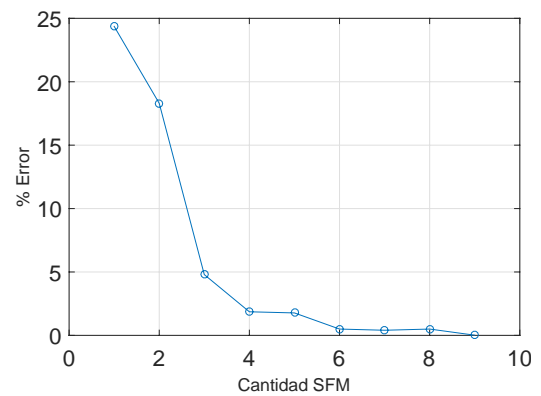


Figura 17. Tendencia de error en función a la cantidad de SFM

Conclusiones.

Este trabajo propone un método de localización de fallas basado en Sensado Comprimido, este análisis involucra la creación de bases de datos de magnitudes de tensión y del modelo de impedancia de la línea, mediante la aplicación del sensado comprimido se calcula un vector de representación disperso el cual determina la localización de la falla en la red de distribución.

La fortaleza de la localización de fallas mediante el CS es el uso de menor cantidad de Smart Feeder Meters con respecto al número de nodos de la red ramificada, lo que representa una clara ventaja frente a otros métodos de localización de fallas debido a que se

consiguen mejores resultados de exactitud en la localización de los nodos en falla con solo tomar la lectura de las magnitudes de tensión en unos pocos nodos de la red de distribución. Como lo demuestran los resultados obtenidos el método de localización de fallas por Sensado Comprimido propuesto es eficaz para todos los tipos de fallas analizados, en mayor medida para fallas del tipo monofásicas que son las más comunes en redes de distribución, además no es influenciado por las impedancias de cortocircuito ya que como se ha demostrado los márgenes de error son muy bajos y comparables a métodos de mayor complejidad.

Referencias

- [1] M. Majidi, A. Arabali, and M. Etezadi-Amoli, "Fault Location in Distribution Networks by Compressive Sensing," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 30, no. 4, pp. 1–1, 2014.
- [2] E. Astaiza Hoyos, P. E. Jojoa Gómez, and H. F. Bermúdez Orozco, "Compressive sensing: A methodological approach to an efficient signal processing," *Dyna*, vol. 82, no. 192, pp. 203–210, 2015.
- [3] N. Kulkarni, P. Nagesh, R. Gowda, and B. Li, "Understanding compressive sensing and sparse representation-based super-resolution," *IEEE Trans. Circuits Syst. Video Technol.*, vol. 22, no. 5, pp. 778–789, 2012.
- [4] V. Duarte, Marco; Cameron, "Compressive Sensing for Signal Ensembles," *IEEE*, pp. 244–250, 2009.
- [5] E. Candes, E. Candes, J. Romberg, and J. Romberg, "l1-magic: Recovery of Sparse Signals via Convex Programming," *l1-magic Recover. Sparse Signals*, pp. 1–19, 2005.
- [6] S. Foucart and H. Rauhut, *A Mathematical Introduction to Compressive Sensing*. 2013.
- [7] G. Kutyniok, "Compressed Sensing: Theory and Applications," pp. 1–22, 2012.
- [8] J. L. Paredes and G. R. Arce, "Compressive sensing signal reconstruction by weighted median regression estimates," *IEEE Trans. Signal Process.*, vol. 59, no. 6, pp. 2585–2601, 2011.
- [9] A. G. Yang, Allen; Zhou, Zihan; Balasubramanian and M. Sastry; Shankar, "Fast L1 minimization algorithms for robust face recognition," *IEEE Trans. Image Process.*, vol. 22, no. 8, pp. 3234–3246, 2013.
- [10] T. T. Cai and L. Wang, "Orthogonal matching pursuit for sparse signal recovery with noise," *IEEE Trans. Inf. Theory*, vol. 57, no. 7, pp. 4680–4688, 2011.
- [11] G. Pope, "Compressive Sensing: A Summary of Reconstruction Algorithms," *Matrix*, no. August 2008, 2009.
- [12] J. Ren, S. S. Venkata, and E. Sortomme, "An accurate synchrophasor based fault location method for emerging distribution systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 1, pp. 297–298, 2014.
- [13] R. Pereira, L. da Silva, M. Kezunovic, and J. Mantovani, "Improved Fault Location on Distribution Feeders Based on Matching During-Fault Voltage Sags," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 2, pp. 852–862, 2009.
- [14] E. Mora, Florez; Estrada, G; Morales, "Single phase fault

- location in power distribution systems using statistical analysis,” *IEEE*, vol. 0, no. c, pp. 1–5, 2008.
- [15] B. Vyas, B. Das, and R. P. Maheshwari, “An improved scheme for identifying fault zone in a series compensated transmission line using undecimated wavelet transform and Chebyshev Neural Network,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 760–768, Dec. 2014.
- [16] B. Wang, W. Xu, and Z. Pan, “Voltage sag state estimation for power distribution systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 806–812, 2005.
- [17] M. Majidi, M. Etezadi-Amoli, and M. S. Fadali, “A Novel Method for Single and Simultaneous Fault Location in Distribution Networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 3368–3376, 2015.
- [18] J. Mora, Flórez; Juan, “Localización de faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos basados en el conocimiento,” Girona, 2006.
- [19] R. Pérez and C. Vásquez, “Fault Location in Distribution Systems with Distributed Generation Using Support Vector Machines and Smart Meters,” *IEEE Ecuador Tech. Chapters Meet.*, pp. 1–6, 2016.
- [20] X. Cui, G. Wang, X. Xu, and M. Ma, “Method of detecting and diagnosing faults in large power systems,” *Conf. Proc. - 2012 16th Int. Symp. Electromagn. Launch Technol. EML 2012*, 2012.
- [21] S. Lotfifard, M. Kezunovic, and M. J. Mousavi, “A systematic approach for ranking distribution systems fault location algorithms and eliminating false estimates,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 1, pp. 285–293, 2013.
- [22] W. Trindade, Fernanda; Freitas and J. Vieira, “Fault location in distribution systems based on smart feeder meters,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 1, pp. 251–260, 2014.
- [23] F. Pabon and R. Perez, “Diagnostico de fallas en sistemas electricos de distribucion mediante la transformada de wavelet,” Universidad Politecnica Salesiana, 2016.
- [24] R. Camacho and E. Inga, “State of Art , Cognitive Radio for Virtual Network Operator on Advanced Metering Infrastructure,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, pp. 2574–2579, 2015.
- [25] F. Gonzalez Longatt, *Fallas Asimétricas*. 2008.
- [26] R. Perez, A. Gustavo, and V. Carmen, “Fuzzy Logic Application for Faults Identification on Electronics Distribution Systems,” *Cuad. Latinoam.*, pp. 82–94, 2014.
- [27] E. Makram, M. Bou-Rabee, and A. Girgis, “Three-phase modeling of unbalanced distribution systems during open conductors and/or shunt fault conditions using the bus impedance matrix,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 13, no. 3, pp. 173–183, 1987.
- [28] H. Diaz, “Un método eficiente para la solución Del Flujo De Carga Radial,” *Ing. e Investig.*, no. 22, p. 25–33., 1991.
- [29] J. José, M. Flórez, I. Electricista, D. Ph, and H. Vargas, “Método de localización de fallas en sistemas de distribución basado en gráficas de reactancia,” *Sci.*

- Tech.*, no. 34, 2007.
- [30] J. Moshtagh and A. Rafinia, "A new approach to high impedance fault location in three-phase underground distribution system using combination of fuzzy logic & wavelet analysis," *11th Int. Conf. Environ. Electr. Eng.*, pp. 90–97, 2012.
- [31] M. Majidi, S. Member, M. Etezadi-amoli, L. S. Member, M. S. Fadali, and S. Member, "A Sparse-Data-Driven Approach for Fault Location in Transmission Networks," *IEEE Trans. Smart Grid*, pp. 1–9, 2015.
- [32] C. Baraniuk, R; Cevher, V; Duarte, M; Hegde, "Model based compressive sensing," *IEEE Trans. Inf. Theory*, vol. 56, no. 4, pp. 1982–2001, 2010.
- [33] Q. Lyu, Z. Lin, Y. She, and C. Zhang, "A comparison of typical L_p minimization algorithms," *Neurocomputing*, vol. 119, pp. 413–424, 2013.
- [34] J. Mora, Juan; Bedoya, Juan; Meléndez, "Implementación de protecciones y simulación automática de eventos para localización de fallas en sistemas de distribución de energía," *Ing. y Compet.*, vol. 8, no. 1, pp. 5–14, 2006.
- [35] M. Baughman, "IEEE 34 Node Test Feeder," 2010.
- [36] P. Ray, "Hybrid Technique for Fault Location of a Distribution Line," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 4–9, 2015.
- [37] M. Menchafou, Youssef; Markhi, Hassan; Zahri, Mustapha; Habibi, "Impact of distributed generation integration in electric power distribution systems on fault location methods," *3rd Int. Renew. Sustain. Energy Conf.*, no. 1998, 2015.
- [38] R. Perez, "Tecnicas para la localizacion de fallas en sistemas aereos radiales de distribucion de energia electrica," *REDIP. UNEXPO. VRB. Venez.*, vol. 3, no. 1, 2013.