

Herramienta de software para evaluar métodos de localización de falla en sistemas de distribución

Software tool for evaluating fault localization methods in distribution systems

E. Ocampo¹, A. Salazar², G. Zapata³, R. García⁴

¹ Grupo T&T, Facultad de Minas, Univ. Nacional de Colombia Sede Medellín, Colombia. Email: eocampo@unal.edu.co

² Grupo T&T, Facultad de Minas, Univ. Nacional de Colombia Sede Medellín, Colombia. Email: asalazaz@unal.edu.co

³ Grupo T&T, Facultad de Minas, Univ. Nacional de Colombia Sede Medellín, Colombia. Email: gdzapata@unal.edu.co

⁴ Codensa S.A. ESP, Colombia. Email: rodolfo.garcia@enel.com

RECIBIDO: abril 21, 2017. ACEPTADO: junio 02, 2017. VERSIÓN FINAL: noviembre 01, 2017

RESUMEN

En este artículo se presenta una herramienta que permite evaluar las características más importantes de los métodos de localización de fallas usados en esquemas de automatización de sistemas de distribución. La herramienta fue desarrollada en el software Matlab, la cual por medio de una interfaz de usuario permite la configuración para cualquier tipo de sistema y esquema de automatización. Aquí se describe la metodología usada para desarrollar la herramienta y su uso en un caso de estudio.

PALABRAS CLAVE: Automatización de la red, Indicador de falla, Localización de falla, Sistemas de distribución.

ABSTRACT

This article presents a tool to evaluate the most important characteristics of fault localization methods used in automation schemes of distribution systems. The tool was developed in Matlab software, which through a user interface allows the configuration for any type of system and automation scheme. Here we describe the methodology used to develop the tool and its use in a case study.

KEYWORDS: Distribution automation, Distribution systems, Fault indicator, Fault location.

1. INTRODUCCIÓN

Un tema fundamental para el restablecimiento automático del servicio en la red eléctrica, es la identificación y localización de fallas en los sistemas de distribución y transmisión, ya que con un método de buen rendimiento se mejora considerablemente el tiempo de restitución del servicio y la confiabilidad del sistema. Es por esto, que con el paso de los años se han creado numerosos esquemas para la ubicación de fallas, lo que ha llevado a un progreso significativo en el rendimiento de la automatización de la red.

Debido al surgimiento de esquemas de localización basados en mediciones y lógicas distintas, surge también la necesidad de evaluar y comparar el desempeño en la implementación versus los requerimientos que cada uno necesita en términos de variables de entrada y complejidad.

En [1] y [2], se presenta el procedimiento a seguir, el fundamento teórico y la evaluación de los esquemas de ubicación de falla más relevantes y usados en sistemas radiales de distribución; que se basan en medición de impedancia, voltaje y corriente. Además, como indicador de evaluación, se usa el porcentaje de error de la ubicación que se obtiene mediante simulación.

El propósito de este documento, es presentar una herramienta de software que permite evaluar el método de localización de falla usado en un esquema de automatización de un circuito de distribución. Esto con el fin de tener los criterios para el diseño y la ubicación de los IED, además de ayudar a mejorar el diseño en los sistemas ya existentes.

2. MARCO TEÓRICO

Un esquemas de automatización de la red de distribución de energía eléctrica, según ENEL, es un sistema capaz de operar una función de ubicación de fallas, aislamiento y restauración del servicio automáticamente, sin intervención del hombre [3]. Esta definición puede ser ampliada, debido a que el esquema puede actuar de varias formas:

- Centralizada, realizando el procesamiento y la toma de decisiones desde un centro de operación.
- Descentralizada, llevando a cabo el procesamiento y la toma de decisiones desde el lugar que se producen los eventos.

También se puede realizar una combinación de ambas formas. Por ejemplo, se podría realizar algunas tareas como localización de falla y aislamiento de forma descentralizada y realizar el restablecimiento o suplencias de forma centralizada. La combinación o la escogencia de la forma de operación depende de la preferencia del operador del servicio como también de las características del circuito. El esquema también puede ser semi-automatizado puesto que algunas acciones y toma de decisiones son realizadas con la intervención humana.

Los esquemas de automatización consisten en un conjunto de equipos de seccionamiento, que pueden ser operados remotamente y que a su vez pueden tener algoritmos de operación para despejar fallas, o para que entre varios equipos de seccionamiento se realice la localización de la falla por medio de algoritmos de commutación de aperturas y cierres de los equipos. Estos equipos pueden contar con sistemas de procesamiento, medición y de telecomunicaciones. Así estos operen de forma descentralizada suelen ser gestionados desde un centro de operaciones donde se supervisan las acciones que toman estos equipos.

Los esquemas suelen contar con algoritmos para realizar localización de fallas, aislamiento de la falla y restablecimiento del sistema. Estas tareas pueden ser realizadas desde el software de fábrica del equipos. Estos software pueden ser integrados al SCADA para operar automáticamente el equipo, o servir como herramientas de ayuda para los operadores del sistema.

Los entes reguladores le exigen a las empresas mantener los indicadores de confiabilidad debajo de un valor determinado, de manera que se mantenga una buena calidad en la prestación del servicio de energía. Si este valor se transgrede, las empresas deben pagar multas por deficiencia en el servicio. El uso de esquemas de automatización para localización de fallas, aislamiento y restablecimiento del servicio, puede mejorar estos indicadores de confiabilidad debido a que se pueden reducir los tiempos de interrupción del servicio cuando se presentan eventos de falla.

2.1. Indicadores de desempeño

Los indicadores son específicos de cada función de automatización, y también se usan indicadores que evalúan el conjunto de funciones y el esquema como tal. A continuación se describen cada una de las funciones del esquema de automatización y los indicadores seleccionados para tal fin.

2.1.1. Localización de fallas.

Los algoritmos y métodos de localización son muy diversos. Algunos utilizan como insumos las corrientes de falla, realizan cálculos de impedancia, usan indicadores de falla, o realizan series de commutaciones para ubicar la zona fallada. Para realizar una evaluación de estos algoritmos es necesario tomar en cuenta los siguientes indicadores:

- Tiempo de ejecución (tiempo de procesamiento y actuación hasta que se localiza la falla).
- Error de localización en distancia (efectividad del método).
- Cantidad de mediciones (factibilidad del método).
- Cantidad de equipos para realizar la localización (costo de implementación del método).

2.1.2. Aislamiento de fallas.

Posterior a la localización, se realizan maniobras para aislar la zona fallada de las demás zonas que no fueron afectadas y donde una gran cantidad de cargas puede ser reconnectedadas al servicio. Esto depende de los equipos de seccionamiento disponibles y de la cantidad de carga que se pueda restablecer. Para evaluar esta función se definen los siguientes indicadores:

- Tiempo de ejecución.
- Cantidad de usuarios aislados.

2.1.3. Esquema de automatización.

Adicional a los indicadores de las funciones anteriores, es necesario considerar los siguientes que permiten dimensionar el costo de la implementación de un esquema de automatización:



- Tiempo de ejecución de las funciones de automatización.
- Número de interruptores automáticos.

En esta sección se describe la metodología con la que se desarrolló este trabajo. Esta se dividió en cinco partes que se presentan a continuación.

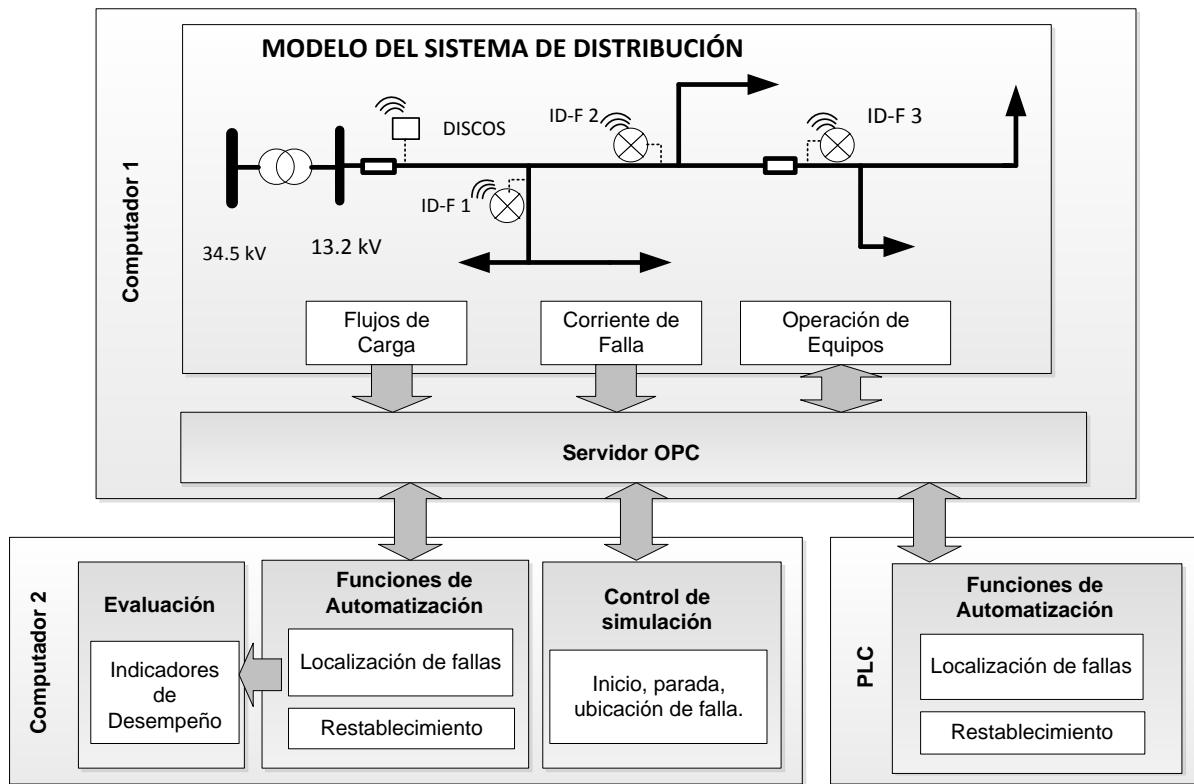


Figura 1. Esquema del entorno de prueba de los esquemas de automatización para sistemas de distribución. **Fuente.** Elaboración propia.

- Número de seccionadores bajo carga con operación remota.
- Número de seccionadores.

3. HERRAMIENTA DE SOFTWARE

En el desarrollo del proyecto de automatización de sistemas eléctricos de distribución de Codensa, es necesario probar los esquemas de automatización y sus funciones, y así poder recomendar el más adecuado para su implementación. El entorno de pruebas está compuesto por cinco procesos, Modelado, Funciones de automatización, Control de simulación, Evaluación y Comunicación, como se presenta en la Figura 1. Estos se describen en la siguiente sección. El desarrollo de la herramienta se realiza en el software Matlab, usando programación procedural, el complemento Simulink y los toolbox OPC y GUIDE. Para la programación de las funciones de automatización se podrán usar los toolbox de Inteligencia artificial y de Redes de Petri.

4. METODOLOGÍA

4.1. Modelado del circuito

Se construye un modelo con las características eléctricas del sistema de distribución, la ubicación de los equipos de conexión con sus propiedades, equipos como indicadores de falla y de medición, con los cuales se podrán simular la ocurrencia de eventos de operación, falla, localización, aislamiento y restablecimiento del sistema. Para esto se describe a continuación cada uno de los componentes, y los algoritmos usados.

4.1.1. Características de configuración de los componentes que modelan el sistema de distribución.

- Subestación, potencia reactiva y activa valores máximos, y disponibles, medición de los fasores de corrientes y voltajes por cada circuito.
- Cargas, tipo de cargas, si es Impedancia constante, Corriente constante o Potencia constante, perfil de variación durante el día y durante los días de la semana, número de clientes, número de cargas especiales.

- Líneas, tipo de estructura, calibre del conductor, capacidad voltaje y corriente.
- Equipos de conexión: estos se diferencian de acuerdo a su operación: 1) Manual (solo se puede operar en la zona y sin carga), 2) Remota (se opera bajo carga y desde el centro de control), 3) Automática (se opera bajo algoritmo de corrientes de falla, y puede ser operado bajo carga remotamente).
- Medición: se pueden capturar los valores de corrientes y voltajes.
- Equipos de medición e indicadores de falla (presentan un valor digital indicando si el equipo detectó una corriente de falla en la fase).
- Medidores (corrientes, voltajes, potencia activa y reactiva).

4.2. Algoritmos

En este apartado se requiere ejecutar un Flujo de carga. Para esto, se usa un algoritmo de flujo de carga trifásico desbalanceado, el cual se describe en [1]. También se requiere un algoritmo de Corrientes de falla con el cual se calculan dichas corrientes para circuitos alimentadores de distribución trifásicos desbalanceados. Este, igualmente se describe en [1].

4.2.1. Funcionamiento y comunicación.

El entorno de modelamiento donde se lleva a cabo la ejecución de los algoritmos de flujos de carga y corrientes de falla es un algoritmo que se ejecuta dentro de un bucle, el cual obedece las órdenes del control de simulación. En cada iteración se actualiza el estado de los equipos de conexión y las condiciones de los eventos, luego se realiza un cálculo de flujo de carga o de corrientes de falla de acuerdo a los eventos que se presenten. Finalmente, los resultados obtenidos son enviados al servidor de comunicaciones para ser compartidos con los PLC y los computadores.

4.3. Funciones de automatización

Para probar los esquemas de automatización es necesario implementar diferentes algoritmos o funciones de automatización. Para esto, el entorno de pruebas permite cargar y configurar las funciones como un programa en un archivo .m de Matlab. A continuación se presentan algunas funciones:

- Localización de fallas.
- Aislamiento de fallas.

Cada función puede combinar diferentes algoritmos y técnicas de inteligencia artificial, algoritmos evolutivos, Redes de Petri, etc. La implementación de estos se facilita en Matlab gracias a los toolbox que este posee.

4.3.1. Funcionamiento.

La operación de los algoritmos inicia leyendo los valores actuales de las variables y los estados de los equipos de conexión. Con esta información el algoritmo se ejecuta y genera acciones de operación sobre los equipos de conexión que se actualizan en el servidor de comunicación.

4.4. Simulación de eventos

Se usa una interfaz para controlar la ejecución de la simulación y la ubicación de las fallas, también para la configuración de los algoritmos de flujos de carga, y cálculo de corrientes de falla.

4.4.1. Funcionamiento.

En esta interfaz se supervisa y se administra la operación del entorno de pruebas como se describe a continuación.

- Operación: En la interfaz se escriben y se leen el estado de los equipos de conexión para operar los equipos. También se define la ubicación de las fallas, el tipo de falla y su duración; de esta manera se pueden configurar los eventos. La operación y configuración de los eventos se pueden cargar en un archivo .m el cual ejecutará el estado del sistema de acuerdo con la programación temporal de los eventos.
- Supervisión: Aquí se leen los valores de las variables de corrientes y voltajes del sistema, y el estado de operación de los equipos de conexión. Se realiza supervisión de las funciones de automatización, indicando el % de ejecución de la simulación.

4.5. Evaluación

Para poder comparar las funciones y esquemas de automatización se usan indicadores de desempeño, que al finalizar la simulación permiten tener parámetros para definir cuales esquemas son más apropiados.

4.5.1. Indicadores.

Los indicadores son específicos de cada función de automatización, y también se usan indicadores que evalúan el conjunto de funciones y el esquema como tal. Los indicadores que se usan son:

- Localización de fallas.
- Tiempo de ejecución.
- Error de localización en distancia.
- Aislamiento de fallas.
- Tiempo de ejecución.
- Cantidad de usuarios aislados.
- Esquema de automatización.
- Tiempo de ejecución de las funciones de automatización.
- Número de interruptores automáticos.

- Número de seccionadores bajo carga remotos.
- Número de seccionadores.

4.5.2. Funcionamiento.

- Variables en la OPC cliente.
- Variables en la OPC servidor.

En la Figura 2 se presenta la implementación del entorno

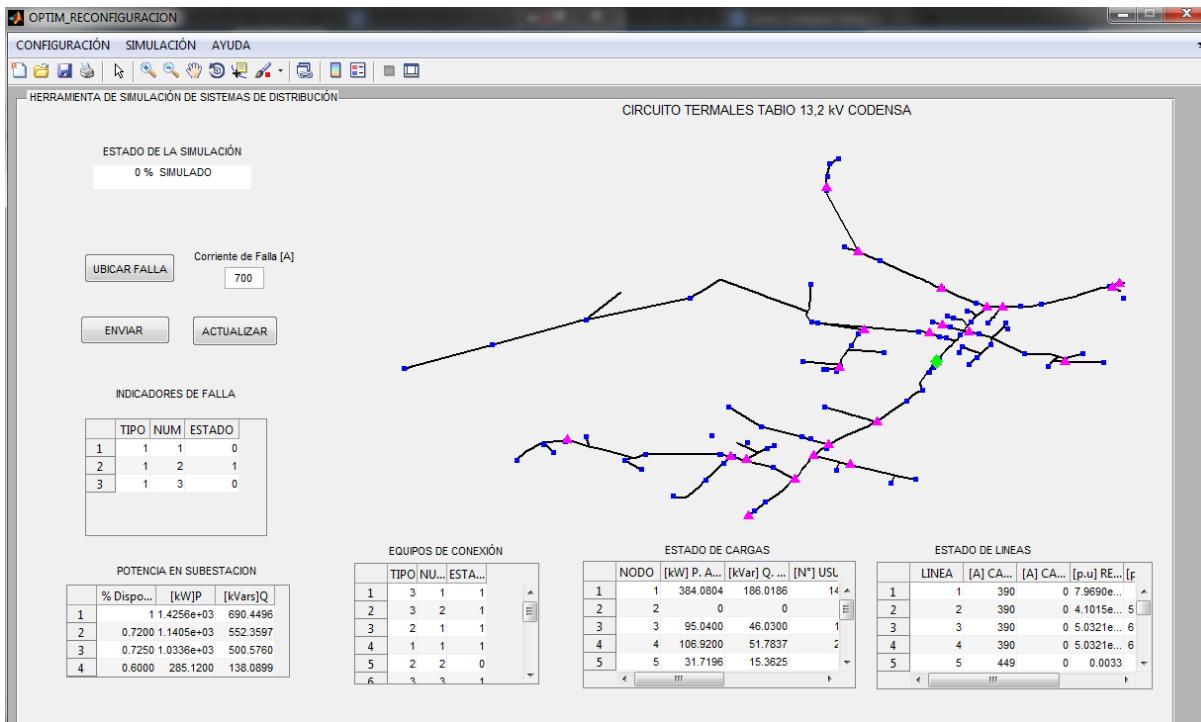


Figura 2. Interface principal para la configuración, el control de la simulación y la supervisión de los resultados. **Fuente.**
Tomada del diseño elaborado para la herramienta.

Cuando termina la simulación se obtiene un reporte de resultados, en los cuales se presentan los indicadores descritos anteriormente, además de los eventos que ocurrieron y el comportamiento de las variables de corrientes y voltajes, y el estado de los equipos de conexión en la evolución de los eventos discretos.

En este documento se analizan los indicadores que permiten evaluar el esquema de automatización y a su vez cada una de sus acciones. Esto se realiza para llevar a cabo una evaluación de diferentes esquemas de automatización en una plataforma de simulación y así poder compararlos para analizar cual puede representar mejor desempeño en el sistema de distribución urbano y rural de Codensa.

4.6. Requisitos para la simulación

Para ejecutar las simulaciones de un circuito específico se requiere de tres (3) archivos. Cada vez que se realice una modificación al circuito cambiando el esquema de automatización, (ubicación, cantidad y tipo de los equipos de conexión y de medición), es necesario modificar estos archivos. Los archivos a los que se hace mención, son los siguientes:

- Modelo del circuito.

de pruebas. Esta se programó en Matlab, y se usa una OPC para compartir la información entre la interfaz y el control.

5. CASO DE ESTUDIO

Para llevar a cabo el caso de estudio, se simula un sistema eléctrico de distribución radial adaptado de [4]. En la Figura 2 puede observarse el sistema eléctrico simulado, el cual contiene un alimentador con una línea de distribución de 21 kilómetros. Este alimentador se divide en varias etapas para ejecutar diferentes fallas. Los métodos han sido clasificados por la guía IEEE Std. C37.114™-2014 [5], la cual se usa para determinar la ubicación de fallas en líneas de transmisión y distribución AC, de la siguiente forma:

- Método basado en medidas de impedancia en un extremo de la línea.
- Método basado en datos de dos terminales.
- Método basado en Onda Viajera.
- Otros métodos de localización.

Las lógicas de ubicación de la sección afectada se basan en localizadores de falla. El primer método está basado en localizadores de falla [6], puede ser aplicado en cables

y línea aéreas, con ambas configuraciones (neutro aislado/compensado). La lógica utiliza detectores de falla (FD) y de voltaje (VD) integrados en cada reconector de media tensión automatizado, y por medio de la operación de los equipos de re conexión, con algoritmos de apertura y cierre de estos, logra ubicar la zona fallada.

El segundo método [7], creado específicamente para un circuito de CODENSA, está basado en un modelo en Redes de Petri y tiene como función principal, indicar la zona en donde posiblemente se encuentra la falla con base en una serie de reglas. Dicho modelo tiene la ventaja de que se alimenta únicamente de la información del estado de los indicadores de falla. Además, considera factores de incertidumbre y arroja resultados basados en todo el combinatorio de las señales de los equipos.

6. CONCLUSIONES

La herramienta presentada permite la evaluación de los esquemas de automatización y los métodos de localización de falla para diseñar la ubicación de los equipos automáticos y seleccionar los esquemas y métodos adecuados para cada circuito de distribución. Además, se logra probar los esquemas ya existentes y así detectar como se podrían mejorar la efectividad de la localización de la falla. El software desarrollado también se puede usar en tiempo real lo que permitiría tener una herramienta adicional que apoye el trabajo de los operadores de la red de distribución y permite agregar mayor información para la localización de la falla buscando con esto disminuir los tiempos para el restablecimiento del sistema.

7. AGRADECIMIENTOS

El contenido de este trabajo es el resultado de las actividades de investigación desarrolladas por la empresa

Codensa y la Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín, en el marco del proyecto de investigación "Modelo híbrido de automatización", apoyado por Colciencias.

8. REFERENCIAS

- [1] J. Mora, J. Meléndez, M. Vinyoles, J. Sánchez, and M. Castro, "An overview to fault location methods in distribution system based on single end measures of voltage and current," in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'04)*, 2004.
- [2] J. Mora-Flórez, J. Meléndez, and G. Carrillo-Caicedo, "Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, pp. 657–666, 2008.
- [3] A. Cerretti, G. Di Lembo, G. Di Primio, A. Gallerani, and G. Valtorta, "Automatic Fault Clearing on MV Networks with Neutral Point Connected to Ground Through Impedance," no. 6, pp. 12–15, 2003.
- [4] Mathworks, "Flickermeter on a Distribution STATCOM." [Online]. Available: <http://www.mathworks.com/examples/simpower/115-flickermeter-on-a-distribution-statcom>. [Accessed: 11-Mar-2015].
- [5] P. System, R. Committee, I. Power, and E. Society, *IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and*, vol. 2014. 2005.
- [6] A. Cerretti, G. Di Lembo, G. Di Primio, A. Gallerani, and G. Valtorta, "Automatic fault clearing on MV networks with neutral point connected to ground through impedance," in *17th International conference on electricity distribution CIRED*, 2003, pp. 3–6.
- [7] A. Salazar, G. Zapata, and R. García, "A Fault-Indicator-Based Methodology for Distribution Power Systems Fault Location," in *VII Simposio Internacional de Calidad de la Energía Eléctrica*, 2013.