



Sistema inteligente geoespacial de localización de fallas eléctricas

A geospatial intelligence system for electrical- fault detection

Ramiro Rueda B.¹
Anny Rubio L.²

Fecha de envío: agosto de 2013
Fecha de recepción: agosto de 2013
Fecha de aceptación: octubre de 2013

Resumen:

Uno de los principales problemas para las empresas de distribución de energía eléctrica es la localización de fallas en redes de media tensión, lo cual ocasiona largos periodos de interrupción, disminución de la calidad del servicio y un aumento de pérdidas por la energía dejada de suministrar. La forma convencional de solución implica que las cuadrillas en terreno, de forma manual, deben encontrar el lugar del circuito con problemas, a partir de las señales luminosas emitidas por los indicadores de falla dentro de la red. Sin embargo, un modelo automático basado en sistemas de localización geográfica con los datos exactos de las ubicaciones de los indicadores de falla, así como de las cuadrillas en terreno, sería mucho más eficiente ya que se reducirían los tiempos de recuperación del servicio. Este artículo describe la investigación que condujo al diseño e implementación de un sistema inteligente geoespacial de localización de fallas eléctricas en redes de distribución de media tensión, realizado por la empresa Pixis Consultoría SAS.

Palabras clave:

Sistema geoespacial, sistema inteligente, localización de fallas eléctricas, indicadores de falla, cuadrillas en terreno

Abstract:

One of the main problems of the electrical energy distribution companies is fault location in medium voltage networks, causing long periods of service interruption, a significant

decrease of the quality of the service provided, and an excessive increase of losses due to energy supply shortage. Nowadays, the conventional solution involves using the electrical field technicians to find the circuit problems in a manual way based on the light signals emitted by fault indicators within the network. However, an automatic model, based on the geographical location system with the exact data on the fault location and a team of electrical field technicians, could be more

1 Ingeniero eléctrico, magister en Administración de Negocios de la Universidad de los Andes, Colombia. Consultor especializado de la empresa Pixis Consultoría SAS, Colombia. Correo electrónico: ramiro.rueda@pixis.com.co

2 Administradora de sistemas, Politécnico Gran-colombiano, Colombia. Gerente de la empresa Pixis Consultoría SAS, Colombia. Correo electrónico: anny.rubio@pixis.com.co

efficient, because it would reduce the service recovery time. This article describes the search for the design and implementation of the intelligent system of geospatial location of electrical faults in medium voltage distribution networks, created by the Pixis Consultoría SAS Company.

Keywords:

Geospatial system, intelligent system, electrical-fault location, fault indicators, electrical field technicians

1. Introducción

Una de las problemáticas de mayor impacto en el sector eléctrico es la localización de fallas eléctricas que se presentan diariamente en redes de distribución de media tensión, causando largos periodos de interrupción, disminución de la calidad del vida de los clientes y del servicio y, asimismo, aumento de pérdidas por la energía dejada de suministrar [1]. La solución que hoy en día se implementa en Colombia es poco eficiente, ya que dicha localización se realiza de manera manual (ensayo y error) por medio del chequeo desde tierra de las señales luminosas de los indicadores de falla ubicados en la red de media tensión, por parte de las cuadrillas en terreno [2].

Analizando el problema anteriormente descrito, la empresa Pixis Consultoría SAS ha desarrollado e implementado un sistema que facilita dicha localización por medio de coordenadas geoespaciales, las cuales proporcionan la posición próxima del indicador de falla que se debe trabajar. La información capturada es reportada a la cuadrilla que se encuentre más cerca del lugar de intervención, por medio de dispositivos móviles designados a cada una de ellas, reduciendo de dicha manera los tiempos de reparación y aumentando la calidad del

servicio prestado. Finalmente, dicha información es almacenada en una base de datos, la cual puede ser consultada y comparada para verificar la utilidad del *software*. Además de lo novedoso del sistema, la manera de adaptar el indicador de falla para que sea reconocido por el sistema de información geográfica es también innovadora, ya que se hace a través de sensores ópticos, lo cual hasta el momento únicamente estaba previsto para infraestructuras de alta tensión en subestaciones [3].

Este sistema inteligente geoespacial realizado optimiza de un 5 hasta un 35 % los tiempos de ejecución en una maniobra determinada, valor equivalente a quince minutos menos en la detención del servicio. Asimismo, garantiza mayor vida útil (treinta años en promedio) y reducción de costos en nuevas tecnologías, debido a que el proyecto desarrolla la implementación del sistema por medio de adaptaciones a la infraestructura disponible.

La gran ventaja del sistema es la independencia de la zona en la cual se implemente, puesto que cada empresa puede tomar el prototipo e implementarlo directamente sobre la topología de las redes que disponga para cada ciudad, realizando las modificaciones de *software* para todos los indicadores de falla de la red, así como ingresando datos de la topología de los circuitos de media tensión como las coordenadas de las ubicaciones de las cuadrillas de operarios técnicos. De esta manera, cada empresa puede operar el sistema y, ante la presencia de una falla eléctrica, este notificará automáticamente a la cuadrilla técnica más cercana con el fin de solucionar el problema de suspensión del servicio.

Por otra parte, este sistema es cruzado con diferentes variables tales como detectores de tormenta, información georreferenciada de árboles, detectores de lluvia o llamadas su-

ministradas por el *call center*; proporcionando información que delimita la zona objeto de intervención con mayor facilidad y, de igual manera, suministrando información que puede ser utilizada por empresas externas al sector eléctrico, notificando desastres naturales (incendios, derrumbes, etc.) en menor tiempo del que se acostumbra actualmente.

Hoy por hoy, en América Latina este tipo de sistemas no tienen un desarrollo comercial [4]. Por lo tanto, Pixis Consultoría propone una solución eficiente y económica, con la cual busca propiciar una mayor apertura en el campo eléctrico a nivel nacional e internacional.

En lo que sigue se muestra el desarrollo del sistema inteligente geoespacial de localización de fallas, en diferentes etapas: primero una descripción del problema general y cómo es la solución hoy en día. Después, para los indicadores de falla, se muestra cómo fue su adaptación mediante sensores ópticos para ser incorporados en el sistema georreferenciado. Se continúa con una visión del sistema completo desarrollado, en donde para un circuito de media tensión de la ciudad de Bogotá se pueden ver al mismo tiempo las ubicaciones de los indicadores de falla y de las cuadrillas técnicas que operan en la ciudad y se muestran algunos escenarios reales de operación. Finalmente, se presentan las conclusiones.

2. Descripción del problema

Como se mencionó anteriormente, el problema de mayor incidencia en la industria eléctrica es la localización de fallas en redes de media tensión [5]. Dicha localización se realiza manualmente, a través de la observación de los estados luminosos de equipos dentro de la infraestructura de la red de media tensión, llamados indicadores de falla.

Los indicadores de falla son dispositivos que proveen visualmente o de manera remota información de una falla eléctrica, al emitir luz de tres colores distintos: rojo, verde o amarillo. Asimismo, hay un cuarto estado del indicador en el cual no emite luz, e indicando respectivamente: fallas en el circuito, fallas transitorias, falta de batería del dispositivo o estabilidad del circuito. Los indicadores de falla funcionan cuando perciben el campo magnético producido por la corriente que fluye a través del conductor [6]. Si el flujo de corriente excede la capacidad nominal de disparo del indicador, el indicador de falla se “dispara”, lo cual evidencia que existe una falla.¹

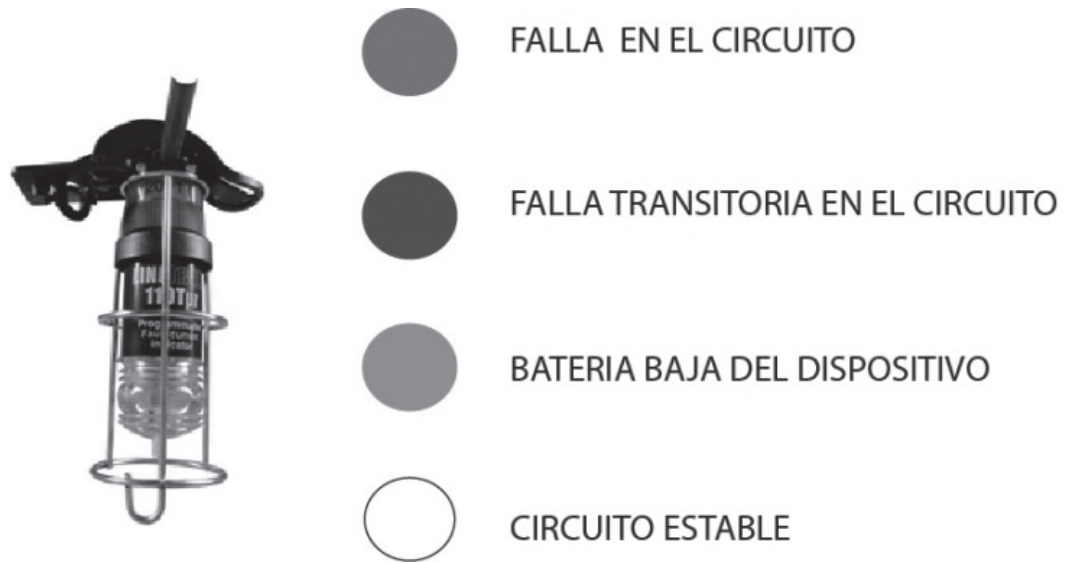
Hoy existen indicadores de falla que tienen la transducción de dichos colores de manera óptica, es decir, mediante sensores los cuales, a través del uso de la ley de Faraday [7], permiten realizar una serie de medidas asociadas a los sistemas eléctricos, obteniendo de dicha manera la información de acuerdo a la luz emitida y, a su vez, con un sistema geoespacial se obtiene la posición exacta del dispositivo de manera automática y casi inmediata para la solución del problema, reduciéndose así el tiempo de búsqueda de la falla presentada y, por ende, la interrupción del servicio prestado [8].

En la figura 1 se muestran los estados típicos de las diferentes señales de luz emitidas por los indicadores de falla.

En la actualidad, al presentarse una falla eléctrica es necesario esperar la llamada del cliente afectado, lo cual requiere un tiempo de reporte. Posteriormente, se realiza un tiempo de diagnóstico, en el cual se localiza medianamente la zona en cuestión. A partir de dicho

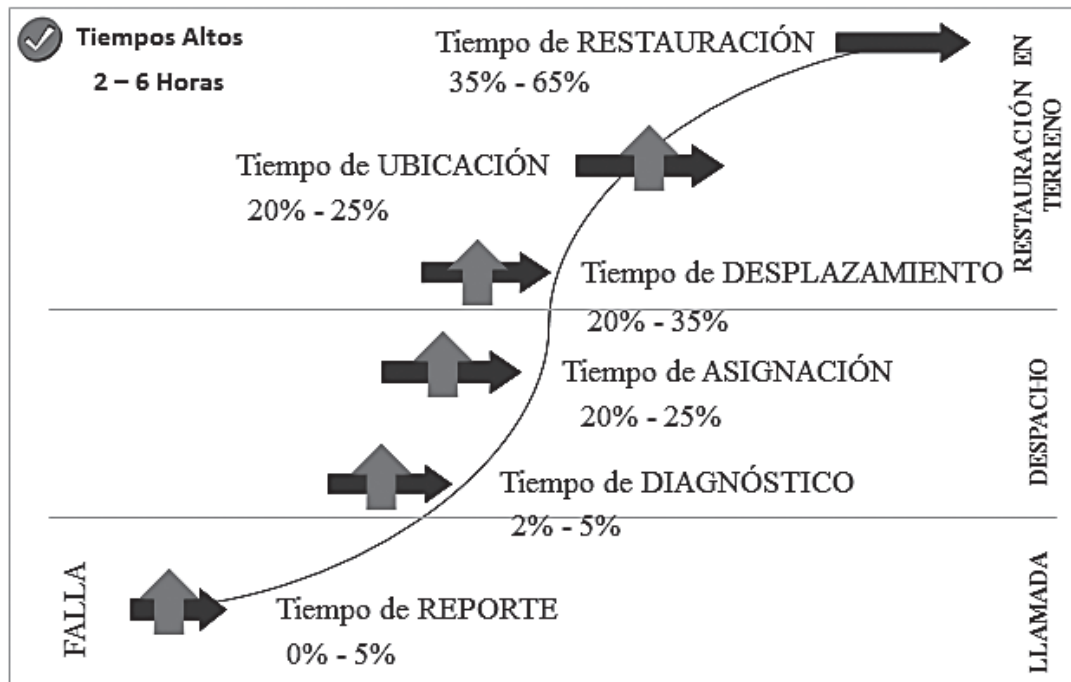
¹ 4 de octubre de 2012, disponible: <http://www.eebc.com.mx/fichas/15%20INDICADORES%20DE%20FALLA/presentacionindicadoresdefalla2012.pdf>

Figura 1. Indicadores de falla: colores para diferentes estados de funcionamiento



Fuente: Equipos Eléctricos de Baja California, México.

Figura 2. Tiempos requeridos en localización de fallas eléctricas



Fuente: Pixis Consultoría.

momento se asigna una cuadrilla específica para la reparación de problema, con lo cual, finalmente, se requiere un tiempo de desplazamiento a la zona afectada. En la figura 2 se presentan los porcentajes de tiempo que se requieren en el proceso actual.

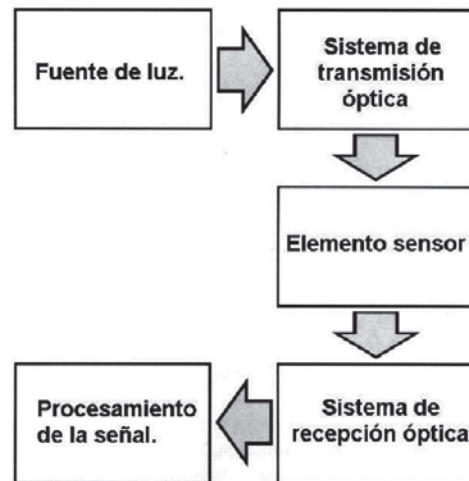
Como se observa en la figura 2, el tiempo de interrupción del servicio es bastante grande, lo que genera disminución en la calidad de vida de los clientes y pérdidas de gran magnitud, por lo cual Pixis Consultoría propone intervenir la infraestructura presente con la tecnología de sensores ópticos, dentro de los indicadores de falla ya instalados, y aplicar la localización geoespacial para la automatización del reporte y la asignación de cuadrillas, sin necesidad de gastos en renovación de la infraestructura existente en la red de media tensión de la ciudad de Bogotá [9]. Esto redundará en menores tiempos del despeje de las fallas y, por consiguiente, disminución del tiempo de interrupción del servicio.

3. Adaptación de indicadores de falla usando sensores ópticos

En 1845 Michael Faraday descubrió que la manera en que se propaga la luz a través de un medio material puede ser influida por la aplicación de un campo magnético externo [10]. En particular, encontró que el plano de vibración de la luz lineal incidente en un trozo de vidrio giraba cuando se aplicaba un campo magnético fuerte en la dirección de propagación. Este efecto magneto-óptico fue una de las primeras indicaciones de la interrelación entre el electromagnetismo y la luz. El efecto de rotación de Faraday provee una vía conveniente para medir la intensidad de corriente eléctrica en subestaciones de alta tensión [11]. Ahora bien, aplicando este mismo concepto, pero para indicadores de falla, en la fi-

gura 3 se muestra un diagrama de bloques de su implementación.

Figura 3. Esquema general de un indicador de falla utilizando sensores ópticos dentro de un sistema de distribución

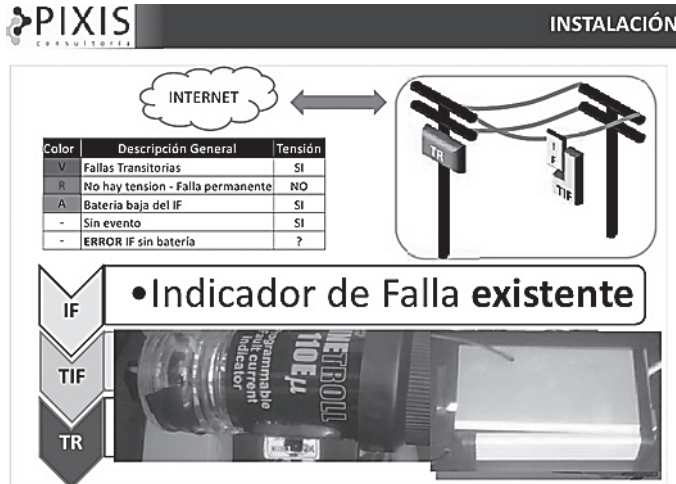


Fuente: Pixis Consultoría.

Utilizando este esquema, en la figura 4 se puede observar cómo fue la implementación de un indicador de falla real usando sensores ópticos y su ubicación dentro de un sistema de información geográfico. El código de colores para los diferentes tipos de falla es el mismo que fue descrito en la figura 1.

En la figura 5 se muestra cómo para una red de media tensión real (circuito A) existen varios indicadores de falla localizados, los cuales son los cuadros que pueden tener dos colores: el gris intenso y medio significa que hay fallas en el circuito. El blanco significa que el circuito se encuentra estable. Las cuadrillas en terreno deben recorrer el trazado del circuito de manera física y, a partir de los lugares en donde observen desde tierra que los indicadores marquen color gris intenso y medio, deben deducir cuál es la zona en donde existe

Figura 4. Implementación de un indicador de falla utilizando sensores ópticos



Fuente: Pixis Consultoría.

la falla. Este proceso toma mucho tiempo ya que se realiza totalmente a ensayo y error. Además, se pueden presentar falsas informaciones ya que si los indicadores tienen problemas de batería, aun existiendo una falla esta no se evidencia y la cuadrilla desde tierra se demora más tiempo en aislar la zona con falla y reconectar el servicio.

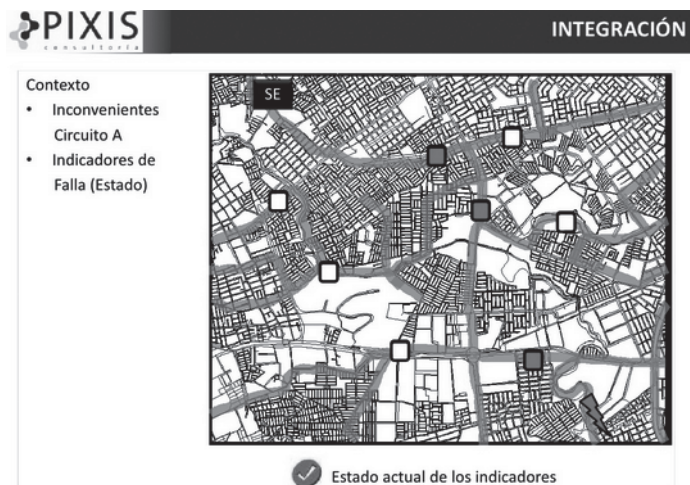
Todo este proceso manual se optimiza a través de un sistema de información geográfico que tenga incorporada la topografía del circuito, las ubicaciones de los indicadores de falla y sus estados (incluyendo estados de ausencia de batería). De esta manera, el proceso de determinar la zona de la falla se realiza de forma automática por el sistema, y las cuadrillas en terreno no deben realizar desplazamientos innecesarios a ensayo y error, sino simple-

mente atender las instrucciones que el sistema les reporte. Esto se traduce en una disminución en los tiempos de reconexión del servicio.

En la figura 6 se observan los reportes de los indicadores de falla. En cada uno de los indicadores presentes en el circuito se observa el código y nombre de identificación, el circuito al que pertenecen, la última hora de actualización de la información, el estado del indicador (gris claro, gris medio, gris intenso, o sin color, de acuerdo a la figura 4), si se presenta tensión o no y comentarios respecto del estado de la batería.

A partir de este sistema se cumple la resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) número 043 del 2010, relacio-

Figura 5. Integración de indicadores de falla utilizando sensores ópticos dentro de un sistema de información geográfico.



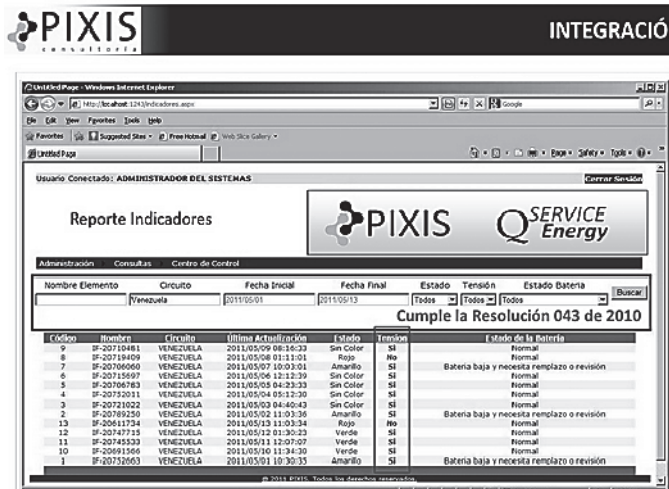
Fuente: Pixis Consultoría

nada con calidad del servicio en el sistema de distribución local, la cual obliga a los operadores de red a tener instalados en cada circuito de su red mínimo dos elementos teledivididos de detección de ausencia y presencia de tensión. Por lo tanto, la implementación de un sistema como el propuesto por Pixis Consultoría no solamente presenta los beneficios ya descritos con anterioridad, sino que permite a los prestadores del servicio de energía eléctrica en todo el país cumplir con la reglamentación vigente en el tema.

4. Sistema inteligente de reporte de fallos a cuadrillas técnicas

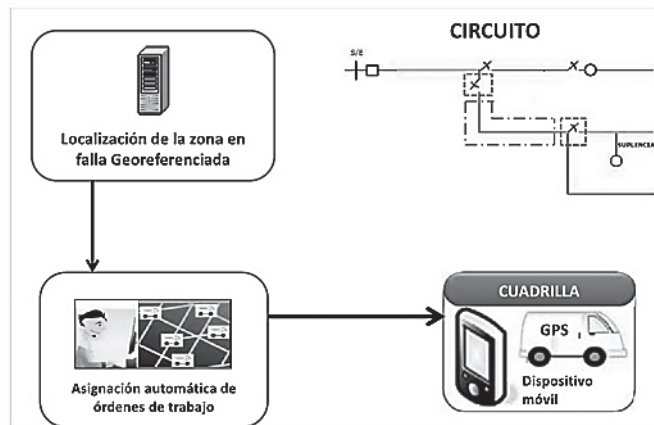
Una vez se presenta una falla eléctrica dentro de la red de media tensión, en el mapa del circuito se pueden ver simultáneamente las ubicaciones de los indicadores de falla, así como de las cuadrillas técnicas en terreno. El sistema inteligente geoespacial es capaz, de manera automática y sin intervención humana, de reportar a la cuadrilla más cercana la existencia del problema (figura 7). Esto reduce significativamente los tiempos de suspensión del servicio en comparación con el modelo manual, en donde el usuario debe reportar la ausencia del servicio y el personal en terreno debe ubicar el lugar exacto de la falla, con base en la señal luminosa de los indicadores de falla. Esta se debe ver desde el suelo y entonces sí se procede a la solución del inconveniente.

Figura 6. Reporte de los estados de los indicadores de falla de un circuito de la red de media tensión



Fuente: Pixis Consultoría.

Figura 7. Esquema del sistema inteligente geoespacial de localización de fallas eléctricas



Fuente: Pixis Consultoría.

La forma en que procede el sistema es la siguiente: como en el sistema geoespacial se tienen definidas las coordenadas exactas de todos los indicadores de falla y de todas las cuadrillas en terreno, entonces cuando algunos indicadores están en el estado de falla, el sistema busca las cuadrillas que estén más

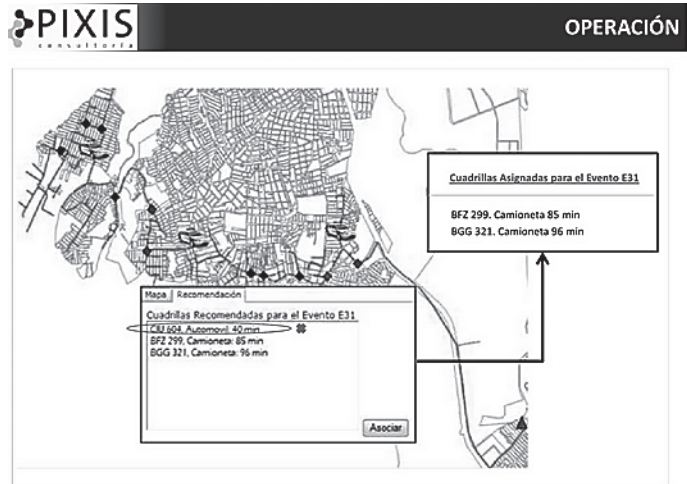
cercanas a las ubicaciones de estos y recomienda a algunas de estas para que atiendan el problema. Una vez se confirma que las cuadrillas están disponibles, es decir, que no están atendiendo otro evento, entonces procede a asignarles la tarea. El funcionamiento dentro del sistema desarrollado puede observarse en la figura 8. Cuando el sistema ha determinado de manera automática la zona probable de falla, el mismo sistema que tiene incorporada la información georreferenciada de todas las cuadrillas de operación busca cuales son las más cercanas y dentro de estas selecciona las que pueden atender el requerimiento porque están disponibles y además tienen los equipos adecuados para realizar las reparaciones.

5. Conclusiones

Gracias al desarrollo de un sistema inteligente geoespacial de localización de fallas eléctricas, la empresa Pixis Consultoría puede garantizar las siguientes ventajas de la implementación del sistema dentro de la infraestructura de la red de media tensión de cualquier ciudad en Colombia:

- Una localización georreferenciada de la zona en falla. Hoy se hace en forma manual, contando con la pericia de los operadores en terreno que desde tierra deben suponer cuál es la zona en falla.
- Se mejora la atención al usuario ya que sin necesidad de que este reporte ausencia del servicio de energía eléctrica, el sistema

Figura 8. Asignación de cuadrillas técnicas más cercanas ante un evento de falla dentro del circuito de media tensión



Fuente: Pixis Consultoría.

automáticamente reporta la falla y asigna una cuadrilla para su despeje. Además, el tiempo de despeje de la falla se reduce y, por lo tanto, el usuario se queda sin servicio un menor tiempo, en comparación con el método tradicional.

- Se pueden mejorar los índices de calidad del servicio en un 13%, puesto que mediante el sistema se disminuyen sustancialmente los tiempos sin prestación del servicio.
- Se puede realizar un mejor control y seguimiento a los indicadores de calidad del servicio, cumpliendo la reglamentación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en su Resolución 098 del 2008 Y 043 del 2010.
- Se garantizan menores tiempos de desplazamiento de los vehículos de los operadores en terreno, lo cual conlleva un menor consumo de combustible y por ende menor contaminación ambiental.
- Se disminuyen los efectos nocivos al medio

ambiente ya que se alarga la vida útil de los indicadores de falla que actualmente están instalados en la red de media tensión.

Referencias

- [1] F. Wang, H. Zhou, W. Hu y Q. Deng, "Summary of distribution network fault location technique", *Proceedings of the 2011 International Conference on Electrical and Control Engineering (ICECE)*, sep. 2011, pp 2604-09.
- [2] H. R. Díaz y M. T. López, "Fault location techniques for electrical distribution networks: a literature survey", *Proceedings of the fifth lasted international conference on power and energy systems*, Benalmadena, España, 15-17 jun. 2005, pp. 311-18.
- [3] W. Guo y w. Huang, "Optical current transformer accuracy problems and solutions", *2010 Asia-Pacific conference on power electronics and design (aped)*, 30-31 may. 2010, pp 47-50.
- [4] S. Navaneethan, J. J. Soraghan, w. H. Siew, f. Mcpherson y p. F. Gale, "Automatic fault location using intelligent processing", *proceedings of the international conference on electric power engineering, 1999. Power tech Budapest 99*, Budapest, Hungría, 29 ago. - 2 sep. 1999, p. 29.
- [5] A. L. O, Fernández y N. K. I. Ghonaim, "A novel approach using a firann for fault detection and direction estimation for high-voltage transmission lines", *iee transactions on power delivery*, vol. 17, No. 4, pp. 894-900, 2002.
- [6] Y. Tang, H. E. Wang, R. K. Aggarwal y A. T. Johns, "Fault indicators hi transmission and distribution systems", *Proceedings of the international conference on electric utility deregulation and restructuring and power technologies*, Londres, Reino Unido, 4-7 abr. 2000, pp. 238-43.
- [7] F. Rahmatian y A. Ortega, "Applications of optical current and voltage sensors in high-voltage systems", *iee transmission & distribution conference and exposition: Latin America, 2006, TDC '06, iee/pes*, 15-18 ago 2006.
- [8] B. H. Lee, S. D. Jeon, J. H. Lee y D. W. Kim, "Development of gis fault section detection system", *iee 2011 1st International conference on electric power equipment - switching technology (ICEPE-ST)*, 2011, pp. 156-59.
- [9] R. Rueda, "Inteligencia geoespacial para la mejora de la calidad de los servicios públicos y el medio ambiente", *pixis consultoría, Congreso andesco servicios públicos, tic y tv, 14o nacional y 5o internacional*, Cartagena, Colombia, 27, 28 y 29 jun. de 2012.
- [10] F. Eickhoff, E. Handschin y W. Hoffinan, "Knowledge based alarm handling and fault location in distribution networks", *iee transactions on power systems*, vol. 7, No. 2, pp. 770-76, may. 1992.
- [11] R. Orłowski y A. Kalam, "Fault detection and location on distribution feeders (22kv & 11kv)", *Proceedings of the australasian universities power engineering conference, AUPEC'99*, Darwin, NT, Australia, 26-29 sep. 1999, pp. 168-72.