

Oportunidades y Barreras Tecnológicas Para Implementar en Colombia Sistemas de
Localización de Fallas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

Johan David Carrillo

Trabajo de monografía para optar el título de:
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:

César Antonio Duarte Gualdrón

Doctor en Ingeniería Eléctrica y Computación

Codirector:

Jairo Blanco Solano

Doctor en Ingeniería - Área de Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A mi esposa, Tania Edith, por su amor incondicional, su paciencia y su apoyo constante en cada etapa de este proceso. Gracias por ser mi motivación y mi fuerza en los momentos más exigentes.

Este logro también es tuyo. Con todo mi amor y gratitud, hoy y siempre.

Agradecimientos

Agradezco, en primer lugar, a Dios por darme la fortaleza, la paciencia y la salud necesarias para culminar esta etapa académica.

A mis profesores y tutores, quienes con sus enseñanzas y orientación contribuyeron a mi formación académica y profesional.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo general.....	14
1.2 Objetivos específicos	14
2. Metodología de recopilación de literatura	15
2.1. Ecuaciones de búsqueda	16
2.2 Resultados de búsquedas.....	18
2.3. Artículos seleccionados	22
2.4 Informes y proyectos de operadores de red	23
2. Sistema de gestión de fallas en sistemas de distribución.....	26
2.1. Automatización de la distribución de energía eléctrica.	29
2.1.1. Tecnologías disponibles para la gestión de fallas.	30
2.2. Detección de fallas, aislamiento y restauración del servicio.	32
2.3. Avances tecnológicos en la gestión de fallas.....	34
3. Nivel De Implementación De Sistemas De Gestión De Fallas En Colombia.....	36
3.1. Implementación de sistemas de gestión de fallas por parte de operadores de red.....	39
3.2. Despliegue de tecnologías de redes inteligentes en colombia	44
4. Retos y oportunidades para la implementación de sistemas de gestión de fallas.	48
4.1. Desafíos tecnológicos y operativos.....	50
4.2. Barreras económicas y regulatorias	52

4.3. Oportunidades para operadores de red.....	55
5. Conclusiones	58
Referencias.....	60

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Artículos Filtrados de las Bases de Datos.</i>	19
Tabla 2 <i>Artículos finalizados seleccionados.</i>	23
Tabla 3 <i>Informes y proyectos de operadores de red.</i>	23
Tabla 4 <i>Tecnología para implementación de gestión de fallas.</i>	34
Tabla 5 <i>Digitalización del Servicio.</i>	37
Tabla 6 <i>Tecnologías implementadas por los operadores de red en Colombia.</i>	40
Tabla 7 <i>Resultados capacidad TIC empresas eléctricas.</i>	47
Tabla 8 <i>Capacidades de análisis de grandes volúmenes de datos de información.</i>	48
Tabla 9 <i>Brechas de Digitalización en Colombia.</i>	49

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Metodología de revisión de literatura.</i>	15
Figura 2 <i>Cantidad de Publicaciones por Año.</i>	19
Figura 3 <i>Cantidad de Artículos por Revistas.</i>	20
Figura 4 <i>Cantidad de Publicaciones por País.</i>	21
Figura 5 <i>Diagrama de recopilación de datos en tres etapas para sistemas de cortes manuales y automatizados.</i>	27
Figura 6 <i>Niveles de implementación de sistemas de localización de fallas en operadores de red en Colombia.</i>	37
Figura 7 <i>Dimensiones clave de la infraestructura de comunicaciones en redes inteligentes.</i>	46
Figura 8 <i>Oportunidades de operadores de red.</i>	55

Lista de Símbolos y Abreviaturas

ADMS	Advanced distribution management system
AMI	Advanced metering infrastructure
CAIDI	Customer average interruption duration index
FDIR	Fault detection, isolation and recovery
FLISR	Fault location, isolation and service restoration
GIS	Geographic information system
IVR	Interactive voice response
MTE	Energy transformation mission
OMS	Outage management systems
SAIDI	System average interruption duration index
SAIFI	System average interruption frequency index
SCADA	Supervisory control and data acquisition

Resumen

Título: Oportunidades y barreras tecnológicas para implementar en Colombia sistemas de localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica.*

Autor: Johan David Carrillo**

Palabras clave: Sistemas de distribución, OMS, calidad del servicio, localización de fallas, implementación de tecnología, redes inteligentes, automatización de la distribución, equipos electrónicos inteligentes, aislamiento de falla, restauración del servicio.

Descripción:

La presente monografía aborda el tema de las oportunidades y barreras tecnológicas para la implementación de sistemas de localización de fallas en redes de distribución de energía eléctrica en Colombia. Se realiza un análisis de los principios de gestión de fallas y la importancia de los sistemas Outage Management System (OMS) en la confiabilidad del servicio, junto con una revisión del marco regulatorio vigente y el estado actual del sistema eléctrico nacional.

El trabajo identifica los retos técnicos y económicos que limitan la adopción de estas tecnologías en el contexto colombiano, así como las oportunidades que ofrecen en términos de eficiencia, reducción del índice de duración promedio de interrupción (SAIDI). Finalmente, se presentan conclusiones y perspectivas de aplicación que buscan aportar a la modernización de los sistemas de distribución, impulsando la transición hacia redes más inteligentes y resilientes.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director César Antonio Duarte Gualdrón, Doctor en Ingeniería Eléctrica y Computación. Codirector: Jairo Blanco Solano, Doctor en Ingeniería - Área de Ingeniería Eléctrica

Abstract

Title: Technological Opportunities and Barriers for Implementing Fault Location Systems in Power Distribution Networks in Colombia*

Author: Johan David Carrillo**

Key words: Distribution systems, OMS, service quality, fault location, technology implementation, smart grids, distribution automation, smart electronic equipment, fault isolation, service restoration.

Description:

This monograph addresses the opportunities and technological barriers for the implementation of fault location systems in power distribution networks in Colombia. It presents an analysis of the principles of fault management and the relevance of Outage Management Systems (OMS) for service reliability, together with a review of the current regulatory framework and the status of the national power system.

The study identifies the technical, economic, and operational challenges that hinder the adoption of these technologies in the Colombian context, as well as the opportunities they offer in terms of efficiency, reduction in the average interruption duration index (SAIDI). Finally, conclusions and perspectives are presented with the aim of contributing to the modernization of distribution systems and fostering the transition toward smarter and more resilient grids.

* Degree Work

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic, and Telecommunications Engineering. Supervisor: César Antonio Duarte Gualdrón, PhD in Electrical and Computer Engineering. Co-supervisor: Jairo Blanco Solano, PhD in Engineering – Electrical Engineering Field.

Introducción

El crecimiento de la demanda energética junto con la expansión y complejidad de las redes de distribución de energía eléctrica, ha incrementado tanto la frecuencia de fallas como la magnitud de las áreas afectadas. Esto ha convertido la detección, aislamiento y restauración del servicio en un proceso que demanda tiempos operativos considerables Ferreira et al. (2012). El tiempo requerido para restablecer el suministro impacta directamente en la confiabilidad, la calidad del servicio y la satisfacción de los usuarios, además de influir en los ingresos de las empresas distribuidoras de energía eléctrica Kumar et al. (2006).

En este panorama resulta esencial implementar estrategias eficientes que permitan detectar e identificar las zonas afectadas, aislar las áreas comprometidas y restaurar de manera oportuna el servicio en las regiones no impactadas. Tradicionalmente la gestión de fallas dependía de la experiencia del personal operativo y de su conocimiento empírico. Sin embargo, los crecientes requerimientos técnicos, sumados a las dificultades prácticas de las redes modernas, han evidenciado la necesidad de soluciones más sistemáticas y automatizadas Latore et al. (2017).

La gestión de fallas en redes de distribución ha sido un reto permanente para los operadores de red. A diferencia de los sistemas de transmisión, que presentan estructuras más simples, las redes de distribución abarcan extensas configuraciones que suministran a zonas urbanas y rurales. Estas condiciones exigen nuevas aproximaciones frente a contingencias derivadas de fenómenos atmosféricos, contacto con vegetación, fallas en equipos o eventos simultáneos severos (Bompard et al., 2013), es decir, la adopción de métodos basados en automatización, monitoreo y sistemas de localización de fallas que permitan detectar, aislar y

restablecer el servicio de forma más rápida y eficiente. Se estima que cerca del 80 % de las interrupciones en el servicio eléctrico se originan en el nivel de distribución, lo que resalta la importancia de una adecuada gestión de fallas para garantizar la calidad y la continuidad del servicio (Gonen, 2014).

El proceso de gestión inicia con la identificación preliminar de la zona afectada a partir de reportes de clientes y registros de protecciones activadas. Posteriormente, brigadas técnicas realizan inspecciones en campo para ubicar daños en la infraestructura, un procedimiento que puede prolongarse varias horas dependiendo de la ubicación y magnitud de la falla (Bahmanyar, et al., 2017) Estas interrupciones no solo generan pérdidas económicas por la detención de procesos productivos, sino también impactos sociales, como afectaciones en la seguridad, la salud y el confort de los usuarios Linares y Rey (2013).

Para reducir estas afectaciones, las empresas han incorporado soluciones automatizadas de comunicación y protección que buscan disminuir indicadores de calidad como SAIDI, SAIFI y CAIDI, optimizar los tiempos de restauración, reducir costos operativos y fortalecer la confianza de los usuarios (Angelo y Selejan, 2013). Es necesario que los sistemas de gestión de fallas integren tecnologías como medidores inteligentes, sensores IoT, plataformas SCADA y algoritmos de inteligencia artificial, con el fin de mejorar la confiabilidad de la red y minimizar los tiempos de indisponibilidad (SSPD, 2023).

En Colombia la implementación de estas soluciones enfrenta retos técnicos, económicos y regulatorios. Factores como la inversión inicial, la compatibilidad con infraestructuras existentes, las particularidades geográficas y la necesidad de capacitación especializada condicionan su adopción. Los estudios revisados coinciden en que la gestión de fallas en el país aún no está plenamente optimizada, lo que obliga a realizar maniobras correctivas manuales y

desplazar brigadas a zonas de difícil acceso, generando interrupciones prolongadas que afectan tanto a usuarios urbanos como rurales (Zidán et al., 2017) y (Srivastava et al., 2022).

Las redes modernas incorporan dispositivos inteligentes capaces de detectar y aislar fallas automáticamente, permitiendo la reconfiguración del sistema sin intervención humana. Esto mejora significativamente la confiabilidad y reduce los tiempos de interrupción. Asimismo, se prevé que los sistemas de distribución del futuro integren tecnologías emergentes como medición avanzada, automatización, comunicación bidireccional, generación distribuida y almacenamiento energético, lo que permitirá una operación más flexible, resiliente y adaptada a las necesidades del sector y de los usuarios (Brown, 2008).

La presente monografía tiene como objetivo general identificar las oportunidades y barreras tecnológicas para la implementación de sistemas de localización de fallas en redes de distribución de energía eléctrica en Colombia, con el fin de fortalecer su gestión y mejorar la confiabilidad del servicio. Para su desarrollo, el Capítulo 1 presenta un estado del arte basado en la revisión de artículos científicos y literatura técnica especializada, lo que permite contextualizar conceptualmente los sistemas de gestión y localización de fallas. El Capítulo 2 aborda el primer objetivo específico, mediante la identificación y análisis de los componentes que integran estos sistemas en redes de distribución. Posteriormente, el Capítulo 3 desarrolla el segundo objetivo específico, describiendo el nivel de implementación de dichas tecnologías por parte de los operadores de red en Colombia. Finalmente, el Capítulo 4 analiza el tercer objetivo específico, identificando las principales oportunidades y barreras tecnológicas asociadas a su adopción en el contexto nacional. Esta estructura permite realizar un análisis progresivo que va desde la fundamentación teórica hasta la evaluación aplicada y crítica del escenario colombiano.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Identificar las oportunidades y barreras tecnológicas para la implementación de sistemas de localización de fallas con el fin de mejorar su gestión en sistemas de distribución de energía eléctrica en Colombia.

1.2 Objetivos específicos

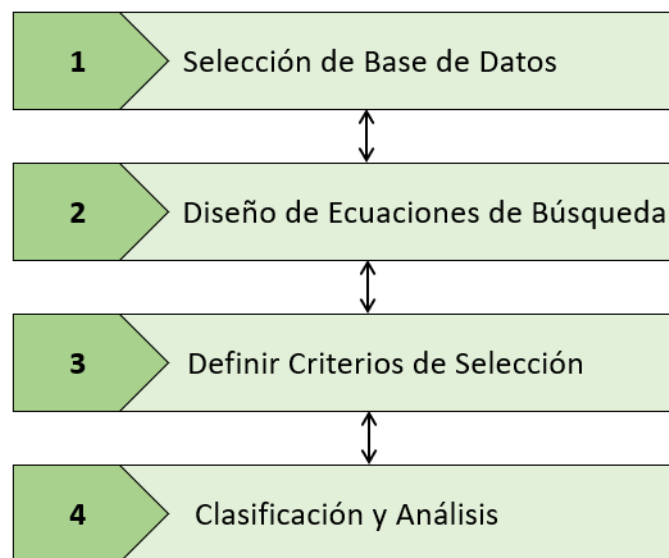
- 1) Identificar los componentes de los sistemas de gestión de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica.
- 2) Identificar a partir de una revisión de literatura el nivel de implementación de sistemas de localización de fallas por parte de los operadores de red en Colombia.
- 3) Identificar oportunidades y retos tecnológicos para la implementación de sistemas de localización de fallas por parte de OR en Colombia.

2. Metodología de recopilación de literatura

La búsqueda de información se realiza mediante una estrategia orientada a identificar artículos relevantes sobre detección de fallas, aislamiento y restauración del servicio de energía eléctrica, que constituyen las principales funcionalidades de los sistemas avanzados de gestión de fallas en redes de distribución de energía eléctrica. Se siguieron los siguientes pasos:

Figura 1

Metodología de revisión de literatura.



Nota: La figura presenta las etapas empleadas para el desarrollo de la metodología de revisión de literatura: selección de bases de datos, diseño de ecuaciones de búsqueda, definición de criterios de selección y clasificación y análisis de la información.

Para el desarrollo de esta monografía se consultaron bases académicas de alto impacto y cobertura multidisciplinaria, tales como: Web of Science, Scopus, IEEE Xplore, Google Scholar y la Biblioteca UIS. Con el fin de abarcar de manera integral los conceptos asociados a la gestión

de fallas, se diseñaron ecuaciones de búsqueda basadas en cadenas booleanas que incluyeron términos clave como: *fault management*, *service restoration*, *fault detection*, *fault location* y *fault localization*. Estas se combinaron con expresiones relacionadas con *distribution system*, *power delivery*, *electric distribution*, *power distribution*, *distribution network* y *power grid*, aplicando filtros específicos para restringir los resultados a artículos de revisión o estados del arte.

La selección de los artículos se efectuó mediante un proceso de revisión que garantiza la validez y pertinencia del material consultado. En el capítulo 1.3 se muestra las investigaciones recientes y de alto impacto académico, centradas en la gestión de fallas, los sistemas de gestión de interrupciones (OMS) y la automatización de redes eléctricas. Se valoró su aplicabilidad al contexto colombiano, el nivel de innovación tecnológica y la solidez metodológica de cada estudio. Este análisis permite reconocer tendencias actuales, identificar barreras técnicas y regulatorias, y destacar oportunidades estratégicas para fortalecer la gestión de fallas en sistemas de distribución.

2.1. Ecuaciones de búsqueda

Se emplea herramientas de Web of Science, Scopus, IEEE Xplore y Google Scholar, junto con la Biblioteca UIS. Estas plataformas permiten acceder a literatura científica de calidad y ofrecen indicadores de impacto, tendencias de investigación y acceso a publicaciones especializadas. Las ecuaciones construidas para la búsqueda de artículos son las siguientes:

WEB OF SCIENCE:

TI= (("fault management" OR "service restoration" OR "fault detection" OR "fault location" OR "fault localization") AND ("distribution system" OR "Power Delivery" OR

"electric distribution" OR "power distribution" OR "distribution network" OR "power grid")
AND ("review" OR "state of the art"))

SCOPUS:

TITLE (("fault management" OR "service restauration" OR "fault detection" OR "fault location" OR "fault localization") AND ("distribution system" OR "Power Delivery" OR "electric distribution" OR "power distribution" OR "distribution network" OR "power grid")) AND ("review" OR "state of the art"))

IEEE:

("Document Title":"fault management" OR "Document Title":"service restauration" OR "Document Title":"fault detection" OR "Document Title":"fault location" OR "Document Title":"fault localization") AND ("Document Title":"distribution system" OR "Document Title":"Power Delivery" OR "Document Title":"electric distribution" OR "Document Title":"power distribution" OR "Document Title":"distribution network" OR "Document Title":"power grid") AND ("Document Title":"review" OR "Document Title":"state of the art"))

GOOGLE SCHOLAR:

(intitle:"fault management" OR intitle:"service restauration" OR intitle:"fault detection" OR intitle:"fault location" OR intitle:"fault localization") AND (intitle:"distribution system" OR intitle:"Power Delivery" OR intitle:"electric distribution" OR intitle:"power distribution" OR intitle:"distribution network" OR intitle:"power grid") AND (intitle:"review" OR intitle:"state of the art"))

BIBLIOTECA UIS:

TÍTULO CONTIENE (("fault management" OR "service restauration" OR "fault detection" OR "fault location" OR "fault localization") Y TÍTULO CONTIENE ("distribution

system" OR "Power Delivery" OR "electric distribution" OR "power distribution" OR "distribution network" OR "power grid") Y TÍTULO CONTIENE ("review" OR "state of the art"))

2.2 Resultados de búsquedas

El proceso de búsqueda, filtrado y cruce de resultados se realizó mediante la aplicación de ecuaciones booleanas que combinaron términos como *fault location*, *fault detection*, *distribution system*, *smart grids* y *FLISR* en bases de datos indexadas como *Web of Science*, *Scopus*, *Google Scholar* y la base de datos de la biblioteca virtual UIS. Se aplica como primer criterio de depuración la actualidad de las publicaciones, priorizando artículos de los últimos diez años, con especial énfasis en los más recientes, con el fin de garantizar pertinencia tecnológica. Se filtraron los resultados considerando su relación directa con sistemas de distribución eléctrica, la claridad metodológica y su enfoque en gestión, detección o localización de fallas, excluyendo estudios centrados exclusivamente en sistemas de transmisión o temáticas no alineadas con el objetivo de la monografía.

Este proceso de depuración y cruce de resultados permite consolidar una muestra final de 19 artículos que se evidencia en la Tabla 5, considerados los más relevantes para abordar la problemática de los sistemas de gestión de fallas en redes de distribución de energía eléctrica. La distribución de los documentos fue: *Web of Science* (5), *Scopus* (4) y *Google Scholar* (10).

Los estudios seleccionados abordan diversas perspectivas relacionadas con la gestión de fallas, entre ellas revisiones, estados del arte, propuestas metodológicas y análisis comparativos de algoritmos para detección, aislamiento y restauración en redes de distribución eléctrica modernas. Los artículos presentados en la Tabla 5 constituyen el fundamento teórico de esta monografía, ya que ofrecen una visión integral de las metodologías actuales y permiten proyectar

los desafíos y oportunidades que enfrenta Colombia en la implementación de sistemas avanzados de gestión de fallas.

Tabla 1

Artículos Filtrados de las Bases de Datos.

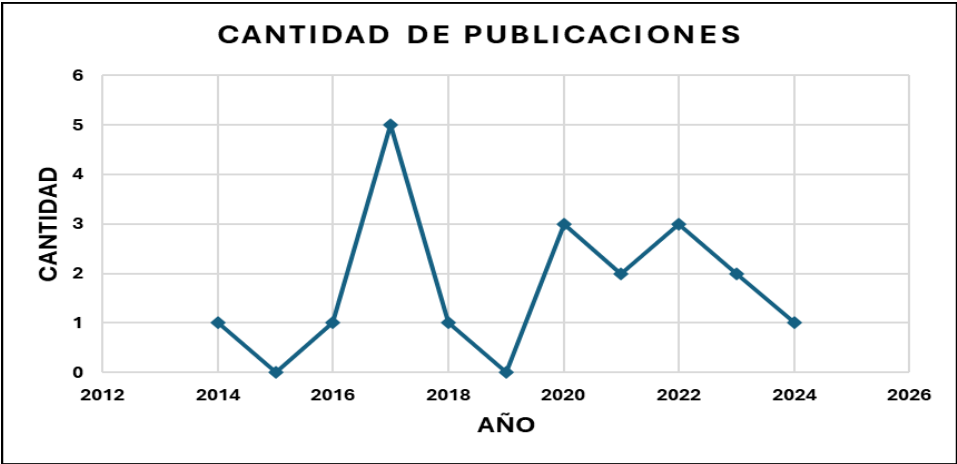
Number	Tool	Article Title
1	Web Of Science	Transient Fault Detection and Location in Power Distribution Network: A Review of Current Practices and Challenges in Malaysia
2	Web Of Science	Review on Artificial Intelligence-Based Fault Location Methods in Power Distribution Networks
3	Web Of Science	Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review
4	Web Of Science	Fault Detection, Isolation and Service Restoration in Modern Power Distribution Systems: A Review
5	Web Of Science	Incipient Fault Detection in Power Distribution Networks: Review, Analysis, Challenges, and Future Directions
6	Web Of Science	A Literature Review on Methodologies of Fault Location in the Distribution System with Distributed Generation
7	Scopus	Intelligent Fault Detection Technique for a Distribution Network with Distributed Generation Sources - Status Review
8	Scopus	Intelligent Fault Location Algorithms for Distributed Generation Distribution Networks: A Review
9	Scopus	Fault Detection, Isolation, and Service Restoration in Distribution Systems: State-of-the-Art and Future Trends
10	Scopus	Fault detection, classification and location for transmission lines and distribution systems: A review on the methods
11	Google Scholar	A Review of methodologies for Fault Location Techniques in Distribution Power System
12	Google Scholar	A comprehensive review of fault location methods for distribution power system
13	Google Scholar	A Review Article analysis of Distribution Grid, Power Loss Reduction and Fault Detection In 33 Bus System Using Optimization
14	Google Scholar	Machine learning based techniques for fault detection in power distribution grid: A review
15	Google Scholar	Research Review on Fault Detection and Protection Strategy for Flexible DC Distribution Network
16	Google Scholar	Review of fuzzy and ANN fault location methods for distribution power system in oil and gas sectors
17	Google Scholar	Soft computing techniques for fault detection in power distribution systems: A review
18	Google Scholar	A review on fault detection and diagnosis methods in distribution power networks
19	Google Scholar	A review on smart energy delivery system and detection of fault in smart distribution system

Nota. La tabla presenta los artículos identificados y seleccionados mediante el proceso de búsqueda y filtrado de literatura científica realizado en las bases de datos Web of Science, Scopus y Google Scholar, relacionados con técnicas y sistemas de detección, localización y gestión de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica.

El análisis temporal de la Figura 3 muestra un crecimiento sostenido de publicaciones en la última década, con un pico en 2017 y continuidad hasta 2023, lo que evidencia que se trata de un campo en evolución permanente, impulsado por la automatización, las redes inteligentes y las tecnologías de monitoreo.

Figura 2

Cantidad de Publicaciones por Año.

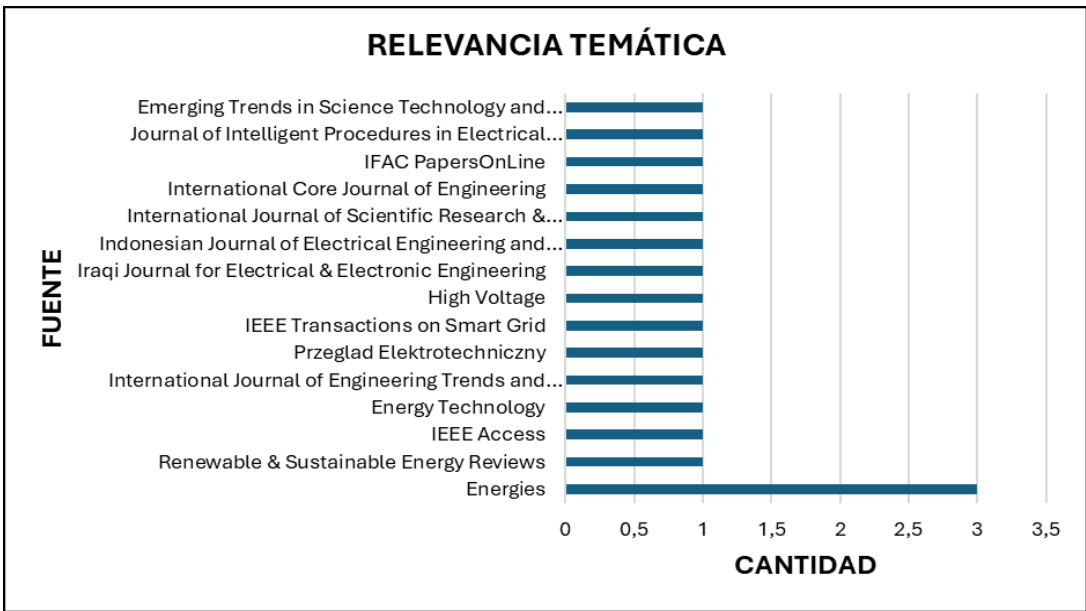


Nota. La figura muestra la evolución temporal del número de publicaciones por año entre 2012 y 2024, destacando un pico de producción académica en el año 2017.

Las revistas y conferencias más relevantes que se muestran en la Figura 4, entre ellas: Energies e IEEE Access que demuestran que la selección se centró en literatura especializada, actualizada y de alto impacto, garantizando la solidez del marco teórico.

Figura 3

Cantidad de Artículos por Revistas.



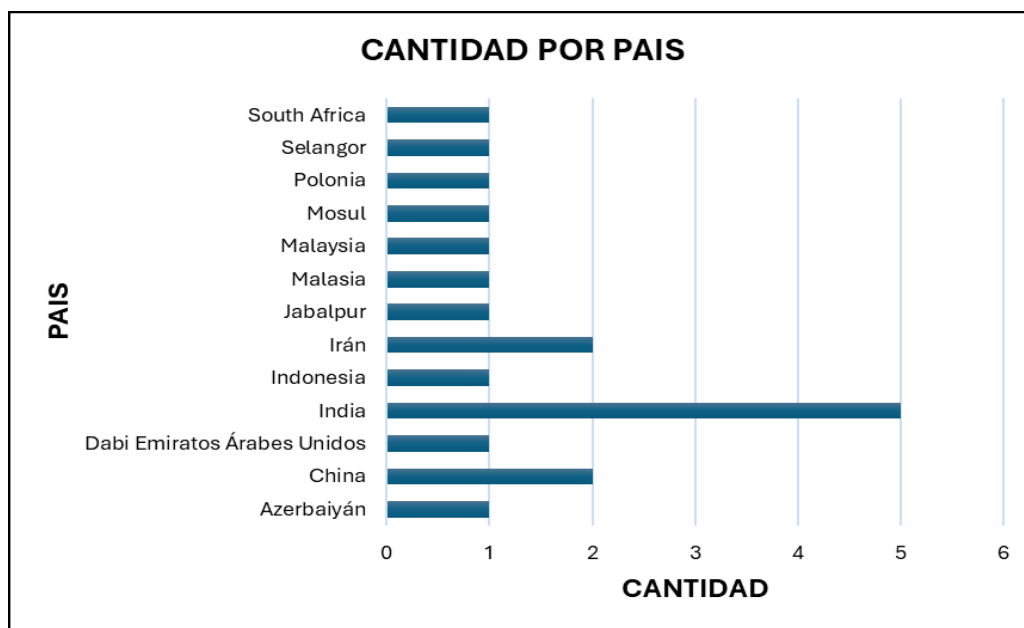
Nota.

La figura presenta la distribución de artículos publicados según la fuente o revista especializada, donde destacan *Energies* e *IEEE Access* con la mayor concentración de publicaciones.

En cuanto a la procedencia geográfica que se puede visualizar en la Figura 5, se evidencia el liderazgo de países asiáticos como India, Irán y China, reflejo de su fuerte inversión en innovación tecnológica aplicada a redes eléctricas. Esta concentración de conocimiento plantea oportunidades de transferencia tecnológica hacia Latinoamérica, donde los estudios aún son limitados, pero presentan un campo de investigación abierto.

Figura 4

Cantidad de Publicaciones por País.



Nota. La figura ilustra la distribución geográfica de las publicaciones por país de origen, donde destaca India como el principal contribuyente con el mayor número de documentos, seguido por países como China e Irán.

La aplicación de criterios de búsqueda y selección permite conformar una base bibliográfica sólida y representativa. Esta recopilación no solo refleja el progreso alcanzado en la gestión de fallas dentro de los sistemas de distribución eléctrica, sino que también evidencia las brechas tecnológicas y metodológicas que persisten. De este modo, la revisión bibliográfica establece un marco de referencia actualizado que sustenta el análisis de las oportunidades y desafíos para la implementación de soluciones avanzadas en el contexto colombiano.

2.3. Artículos seleccionados

Tras un proceso de búsqueda exhaustivo, la muestra final está conformada por cuatro artículos clave de la Tabla 6, seleccionados bajo los siguientes criterios:

Profundización del sistema de gestión de fallas.

Descripción tecnologías aplicables para implementación de sistemas de gestión de fallas.

Estos trabajos ofrecen una visión comparativa e integral del tema, además de plantear tendencias que sirven como base sólida para el análisis de la monografía. El primer artículo presenta un marco comparativo de metodologías de localización de fallas, destacando fortalezas y limitaciones. Los artículos (Zidan et al., 2017). y (Srivastava et al., 2022). profundizan en la gestión integral de fallas, abordando la interacción entre detección, aislamiento y restauración. El artículo Ibrahim (2024). analiza la detección de fallas en etapa inicial, aspecto crítico para prevenir interrupciones mayores y mejorar la confiabilidad del sistema.

Tabla 2

Artículos finalizados seleccionados.

#	Tool	Article Title
1	Scopus	A comparison framework for distribution system outage and fault location methods
2	Scopus	Fault Detection, Isolation, and Service Restoration in Distribution Systems: State-of-the-Art and Future Trends
3	Web Of Science	Fault Detection, Isolation and Service Restoration in Modern Power Distribution Systems: A Review
4	IEEE	Incipient Fault Detection in Power Distribution Networks: Review, Analysis, Challenges, and Future Directions

Nota. La tabla presenta la relación de artículos seleccionados tras la revisión sistemática, detallando las herramientas de búsqueda utilizadas (Scopus, Web of Science e IEEE) y los títulos centrados en la localización, detección de fallas y restauración del servicio en sistemas de distribución de energía eléctrica.

2.4 Informes y proyectos de operadores de red

La revisión de informes de gestión, sostenibilidad, auditoría e inspección de los operadores de red en Colombia permite identificar condiciones reales de operación, niveles de automatización e indicadores de calidad del servicio, constituyéndose en una fuente clave para analizar las oportunidades y barreras en la implementación de sistemas de localización de fallas.

Tabla 3

Informes y proyectos de operadores de red.

INFORME	OPERADOR	DOCUMENTO	APORTE CLAVE
Noticias EPM – reconectadores	EPM	Nota técnica / divulgativa	Evidencia uso de reconectadores en la red
Proyecto Smart Grids (Anexo)	General / sector eléctrico	Documento técnico	Describe implementación de redes inteligentes
Plan de acción 2024	ESSA	Plan estratégico	Define inversiones y modernización de red
Informe de sostenibilidad 2024	ESSA	Informe de gestión	Indicadores de calidad y continuidad

Informe auditoría 2022	Afinia	Informe técnico-financiero	Evaluación del desempeño del operador
Informe de inspección especial 2023	Air-e	Informe regulatorio	Identifica fallas estructurales en la red
Plan de inversiones 2021	Electrohuila	Informe técnico	Proyectos de expansión y mejora
Informe de inspección 2023	CHEC	Informe técnico	Diagnóstico de red y desempeño
Informe ejecutivo 2024	CENS	Informe de sostenibilidad	Indicadores y estrategias operativas
Informe de sostenibilidad 2023	Codensa	Informe de gestión	Alto nivel de madurez tecnológica

Nota. La tabla consolida los informes y documentos técnicos analizados de diversos operadores de red (como EPM, ESSA, Afinia, Air-e y Electrohuila), resaltando sus aportes clave en temas de modernización, reconectores, redes inteligentes e indicadores de calidad y continuidad del servicio.

El informe (UPME, 2020). *Proyecto Smart Grids – Anexo 7* establece que las redes inteligentes constituyen un pilar para la automatización de los sistemas de distribución en Colombia, al integrar monitoreo en tiempo real, sistemas SCADA y capacidades de control avanzado. En este sentido, el informe evidencia que la implementación de estas tecnologías es un lineamiento estratégico alineado con la planeación energética nacional liderada por la UPME, lo cual permite inferir que la localización eficiente de fallas depende directamente del nivel de digitalización y automatización de la red.

La revisión de informes de gestión, sostenibilidad, auditoría e inspección de los operadores de red en Colombia permite complementar el análisis bibliográfico con evidencia real del estado operativo del sistema eléctrico. A partir de estos documentos, se identifican

diferencias significativas en los niveles de automatización, inversión y desempeño entre operadores, reflejadas en indicadores de calidad del servicio y en la adopción de tecnologías como reconectores, sistemas SCADA y soluciones de redes inteligentes. Los informes evidencian tanto avances en la modernización de la infraestructura como limitaciones técnicas, económicas y operativas que condicionan la implementación de sistemas de localización de fallas. El análisis resulta fundamental para sustentar, desde una perspectiva práctica, las oportunidades y barreras que serán desarrolladas en los capítulos posteriores de la presente investigación.

2. Sistema de gestión de fallas en sistemas de distribución

De acuerdo con la norma IEEE 1782-2022 (Editorial: IEEE, 2022)., los *Outage Management Systems (OMS)* son plataformas diseñadas para recopilar, categorizar y utilizar información relacionada con eventos de interrupción en la red de distribución eléctrica, con el fin de evaluar la confiabilidad del servicio y apoyar la toma de decisiones operativas.

Estos sistemas permiten integrar datos provenientes de múltiples fuentes, tales como SCADA, AMI, GIS y CI, lo que facilita identificar el número de clientes afectados, la duración de las interrupciones, las causas y los equipos involucrados. El OMS ofrece además una estructura uniforme para la recolección y análisis de datos, lo cual posibilita la generación de indicadores de desempeño como SAIDI, SAIFI y el diseño de estrategias orientadas a mejorar la confiabilidad de la red.

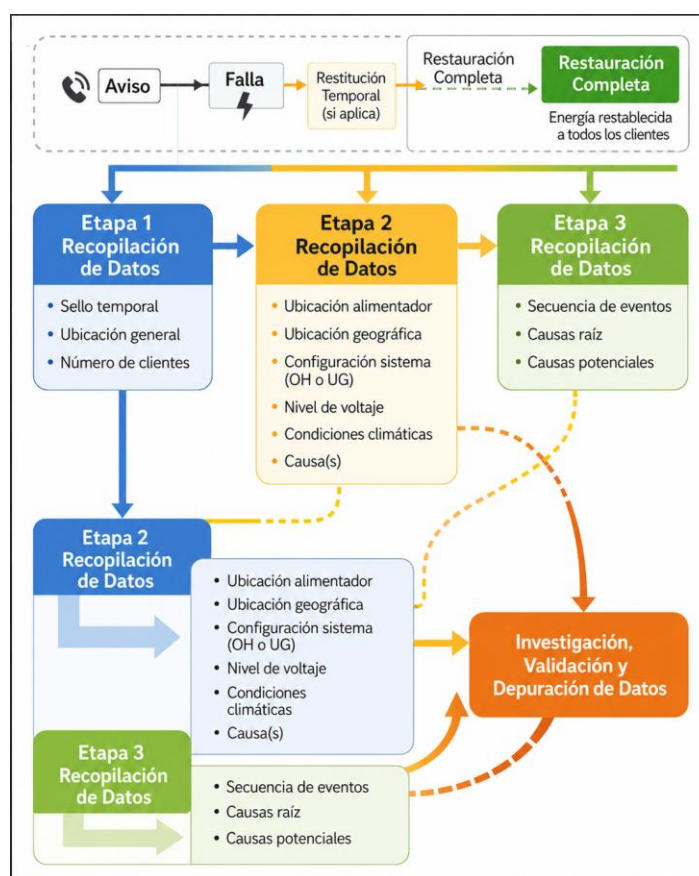
La Figura 7 representa el proceso integral de gestión de fallas en sistemas eléctricos de distribución, estructurado en tres etapas principales. En la Etapa 1, se produce la detección inicial del evento mediante llamadas o reportes de usuarios, y se inicia la recolección de datos básicos como hora, ubicación general y número de clientes afectados. La Etapa 2 corresponde a las acciones operativas para aislar y reparar la falla. Incluye la localización precisa del punto de falla, las maniobras de conmutación o restauración parcial, los trabajos de reparación y el retorno del sistema a su configuración normal. En paralelo, se recopilan datos más detallados sobre el alimentador, condiciones del sistema, tipo de equipo afectado, nivel de tensión y causas probables.

En la Etapa 3 se realiza el análisis posterior al evento, evaluando la secuencia de operaciones, el origen raíz de la falla y las posibles medidas correctivas. Toda la información

recolectada en las tres etapas se somete a un proceso de validación y depuración de datos, lo que permite retroalimentar los sistemas de gestión de fallas y mejorar la confiabilidad y capacidad de respuesta del sistema eléctrico.

Figura 5

Diagrama de recopilación de datos en tres etapas para sistemas de cortes manuales y automatizados.



Nota. El diagrama esquematiza el proceso de recopilación de datos en tres etapas para la gestión de fallas y restablecimiento del servicio eléctrico, vinculando variables como sellos temporales, ubicación, causas e investigación final para la depuración de la información. Adaptado de ChatGPT (OpenAI, 2026).

Un Sistema de Gestión de Fallas (OMS) en redes de distribución eléctrica integra diversos módulos y fuentes de información para optimizar la localización, aislamiento y restauración de interrupciones del servicio. Este sistema se estructura a partir de cinco componentes principales (Editorial: IEEE, 2022).

Modelo de conectividad del cliente al suministro: Representa la relación operativa entre los elementos de la red de distribución y los usuarios finales, apoyándose en modelos GIS con información de fases.

Reporte de interrupciones por parte de los clientes: El OMS incorpora múltiples canales para la notificación de fallas, tales como la atención con representantes, sistemas IVR (reconocimiento de voz), aplicaciones web y dispositivos automatizados que registran eventos de interrupción.

Integración con el sistema SCADA: A través de la conexión con los dispositivos de automatización de subestaciones y de la red de distribución, el OMS obtiene información en tiempo real que permite correlacionar eventos y agilizar el diagnóstico.

Lectura automática de medidores: Este componente permite reportar interrupciones mediante la información recolectada de forma remota desde medidores inteligentes, mejorando la detección y verificación de fallas.

Análisis y agrupación de reportes: Los incidentes se organizan según distintos criterios técnicos, lo que facilita el análisis y la priorización de acciones, utilizando datos provenientes de bases de datos electrónicas, terminales móviles o registros manuales de incidentes.

La localización de fallas se logra mediante la interacción de estos componentes, conectados a una base de datos de interrupciones que integra reportes del sistema SCADA,

registros automáticos y notificaciones de los usuarios. Este enfoque mejora la eficiencia operativa y la calidad del servicio al reducir los tiempos de respuesta ante contingencias.

2.1. Automatización de la distribución de energía eléctrica.

La automatización de la distribución no solo representa un avance operativo, sino también una estrategia de transformación en la forma de gestionar la red eléctrica. Al reducir los tiempos de interrupción y optimizar la respuesta ante fallas, contribuye directamente a mejorar indicadores de calidad como SAIDI y SAIFI, lo que se traduce en mayor confiabilidad del servicio. Este impacto fortalece la relación entre empresa y usuario, al garantizar un suministro más continuo y transparente, y al mismo tiempo responde a las exigencias regulatorias que demandan estándares más altos de desempeño en la prestación del servicio (Srivastava et al., 2022).

La automatización permite que los operadores de red aprovechen al máximo su infraestructura, disminuyan pérdidas técnicas y reduzcan la necesidad de inversiones inmediatas en expansión de red. Para los usuarios, especialmente en sectores industriales y comerciales, significa continuidad en los procesos productivos y menores costos por paradas no planificadas. En este sentido, la automatización de la distribución no solo es un mecanismo para aumentar la eficiencia interna, sino también un factor clave para la competitividad regional y la sostenibilidad del sistema eléctrico.

La automatización de la distribución aporta beneficios que van más allá de la operación técnica de la red, pues introduce mejoras sustanciales en la eficiencia organizacional y en la relación con los usuarios. Al contar con mecanismos automáticos de restauración, las empresas reducen tiempos de respuesta y costos de operación, liberando recursos que pueden destinarse a

innovación o expansión. La capacidad de diagnosticar fallas con precisión permite optimizar la carga de trabajo de los equipos de campo y prolongar la vida útil de los activos eléctricos (Ibrahim et al., 2024).

2.1.1. Tecnologías disponibles para la gestión de fallas.

La automatización de la distribución se sostiene en una infraestructura tecnológica integrada, compuesta por los siguientes elementos (Srivastava et al., 2022).

Dispositivos electrónicos inteligentes (IED): permiten ejecutar funciones de control local, recopilar información y enviar señales al centro de control. La línea de tecnología SIPROTEC 7SJ85 Siemens AG. (2021) es un IED orientado a la protección y automatización de alimentadores en redes de distribución, integrando funciones de sobrecorriente, detección de arco eléctrico y registro de calidad de energía. Su capacidad de actuar como unidad de protección y monitoreo avanzado, junto con la incorporación de funciones de PMU y protocolos de comunicación estandarizados (IEC 61850, DNP3, Modbus), lo convierte en una herramienta clave para la detección, aislamiento y restauración de fallas Siemens AG. (2021).

Sensores avanzados: proporcionan datos en tiempo real sobre variables críticas, como corriente, tensión, temperatura o estado de interruptores. El SIPROTEC 6MD85 (Siemens AG, 2016). es un controlador de bahía diseñado para combinar protección, automatización y monitoreo en sistemas de distribución y transmisión. Su principal ventaja radica en la flexibilidad modular y en la capacidad de integrarse con múltiples protocolos de comunicación (IEC 61850, Modbus, DNP3, PROFINET), lo que facilita su interoperabilidad en entornos digitalizados. En la gestión de fallas, este dispositivo permite ejecutar maniobras automáticas de aislamiento y restauración, coordinando la operación de interruptores y seccionadores en tiempo real. Además, incorpora funciones de supervisión y ciberseguridad, que aseguran una operación

confiable y segura, convirtiéndolo en un elemento fundamental para fortalecer la resiliencia y continuidad del servicio en redes modernas de distribución eléctrica (Siemens AG, 2016).

Sistemas de comunicación: redes de alta velocidad que garantizan un flujo de información bidireccional y confiable entre los distintos nodos del sistema. SIGRA Siemens AG. (2022). es una herramienta de análisis gráfico de registros de falla que permite evaluar, visualizar y diagnosticar perturbaciones eléctricas en sistemas de potencia. Su principal aporte a la gestión de fallas es la capacidad de procesar oscilografías, secuencias de eventos y formas de onda, facilitando la localización de fallas y la verificación del comportamiento de protecciones. Además, integra funciones de análisis fasorial y armónico, lo que permite identificar la causa raíz de incidentes y optimizar la configuración de relés y equipos asociados. En el contexto de redes de distribución, el uso de SIGRA fortalece los procesos de validación, auditoría y mejora continua de la confiabilidad, reduciendo la incertidumbre en la operación y soportando decisiones técnicas basadas en evidencia Siemens AG. (2022).

Herramientas de análisis de datos: fundamentales para diagnosticar el estado de la red, predecir la demanda y planificar estrategias de operación. El SEL-735 (Selinc, 2021) es un medidor de calidad de energía y facturación diseñado para registrar con alta precisión parámetros eléctricos como tensión, corriente, armónicos y desequilibrios. En la gestión de fallas de redes de distribución, su utilidad radica en la detección de anomalías previas a interrupciones, el análisis detallado de eventos y la verificación de la calidad del suministro tras una restauración. Además, permite integrar datos en tiempo real con sistemas SCADA y OMS, lo que facilita la correlación entre incidentes y la operación de dispositivos de protección. Gracias a su capacidad de registrar transitorios y almacenar historiales de perturbaciones, el SEL-735 se convierte en una

herramienta clave para reducir la incertidumbre en el diagnóstico y contribuir a la mejora de indicadores de confiabilidad como SAIDI y SAIFI (Selinc, 2021).

Plataformas de gestión: El OMS Survalent (2021). del fabricante Survalent es un sistema de gestión de interrupciones que integra información de fuentes como SCADA, GIS, AMI e indicadores de fallas para coordinar procesos de detección, localización y restauración del servicio en redes de distribución. Su fortaleza radica en la consolidación de datos en tiempo real y en la capacidad de ejecutar algoritmos que optimizan el despacho de cuadrillas y reducen la duración de los cortes. Además, permite generar indicadores de desempeño (SAIDI, SAIFI, CAIDI) y reportes regulatorios, garantizando decisiones operativas basadas en información precisa. En el contexto de la gestión de fallas, este OMS constituye una plataforma esencial para la automatización integral, ya que mejora la eficiencia operativa, incrementa la satisfacción del usuario y fortalece la confiabilidad del sistema eléctrico (Survalent, 2021).

La interacción entre estos elementos crea un entorno operativo donde la información fluye de manera continua y las decisiones se implementan con rapidez, reduciendo tiempos de respuesta ante eventos de falla.

2.2. Detección de fallas, aislamiento y restauración del servicio.

Debido a la creciente exigencia en la calidad del suministro eléctrico, la detección de fallas, el aislamiento de las secciones afectadas y la restauración del servicio (FDIR) se han consolidado como funciones esenciales en la automatización de redes de distribución. El objetivo principal de estas estrategias es minimizar la duración de las interrupciones y reducir el impacto en los usuarios, mejorando tanto la confiabilidad como la eficiencia del sistema (Srivastava et al., 2022).

Cuando ocurre una falla en el sistema de distribución, los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) asociados a interruptores automáticos, reconectores e indicadores de paso de falla actúan en conjunto para transmitir información a través de redes de comunicación. Estos dispositivos permiten detectar el evento en cuestión de milisegundos, enviando datos sobre corrientes de cortocircuito, tensiones anómalas y la ubicación aproximada de la falla. La introducción de protocolos modernos de comunicación, como el IEC 61850 y su mensajería GOOSE, ha permitido un intercambio más rápido y confiable de información, facilitando el control y la coordinación de las maniobras necesarias para la restauración de la red.

El proceso de FDIR puede desglosarse en las siguientes etapas (Srivastava et al., 2022):

Detección de la falla: identificación del evento mediante el disparo de interruptores automáticos o la señalización de indicadores de paso de falla cuando las corrientes superan umbrales definidos.

Aislamiento: desconexión de la mínima sección de red afectada mediante la apertura de interruptores aguas arriba y aguas abajo del punto de falla, reduciendo la cantidad de usuarios afectados.

Clasificación de la falla: análisis del tipo de evento (monofásico, bifásico, trifásico, entre otros), lo que orienta las acciones de reparación y los tiempos estimados de recuperación.

Estimación de capacidad: análisis de flujo de carga en alimentadores adyacentes para verificar si es posible transferir cargas sin sobrepasar sus límites térmicos o eléctricos.

Restauración del servicio: reconfiguración de la red a través de maniobras de seccionadores y lazos de respaldo, de modo que las cargas fuera de servicio sean atendidas desde alimentadores sanos.

Este proceso convierte al FDIR en el núcleo de la capacidad de restauración de las redes modernas, reduciendo tiempos de interrupción que, en sistemas convencionales, pueden superar una hora, a valores de solo minutos.

2.3. Avances tecnológicos en la gestión de fallas

La evolución de las técnicas de detección, aislamiento y restauración de fallas en sistemas de distribución ha estado marcada por un tránsito desde metodologías clásicas hacia enfoques cada vez más sofisticados, impulsados por la digitalización y la incorporación de tecnologías emergentes. Los artículos (Zidan, 2017). presenta discusiones sobre tecnología para la implementación de sistemas de gestión de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica, la Tabla 1 presenta una síntesis de estos avances tecnológicos.

Tabla 4

Tecnología para implementación de gestión de fallas.

CATEGORIA	TECNOLOGÍAS / MÉTODOS	FUNCIÓN PRINCIPAL	REFERENCIAS
Dispositivos Inteligentes	IEDs (Intelligent Electronic Devices) RTUs (Remote Terminal Units) Interruptores automáticos (FCBs) FPIs (Fault Passage Indicators)	Detectan, aíslan y reportan fallas en tiempo real.	Zidan et al. (2017); Srivastava et al. (2022), Ibrahim et al. (2024)
Infraestructura de Comunicación	Protocolo IEC 61850 Mensajes GOOSE Wireless Mesh Networks (WMN) Redes LAN/WAN Fibra óptica	Transmiten datos entre sensores, IEDs y centros de control para toma de decisiones.	Zidan (2017), Srivastava et al. (2022)

CATEGORIA	TECNOLOGÍAS / MÉTODOS	FUNCIÓN PRINCIPAL	REFERENCIAS
Algoritmos Computacionales	Impedancia aparente Ondas viajeras Análisis de circuitos Detección por voltage sag	Localizan fallas usando modelos eléctricos; requieren medición de tensión y corriente.	Srivastava et al. (2022)
Inteligencia Artificial y Machine Learning	Redes neuronales (ANN) Máquinas de soporte vectorial (SVM) Deep Learning (DL) Lógica difusa Árboles de decisión, Random Forest	Clasifican y localizan fallas con base en grandes volúmenes de datos históricos o en tiempo real.	Srivastava et al. (2022), Ibrahim et al. (2024)
Métodos de Optimización	Algoritmos genéticos (GA) Particle Swarm Optimization (PSO) Ant Colony Optimization (ACO) NSGA-II	Seleccionan ubicación óptima de dispositivos, restauración eficiente, y minimización de cargas no servidas.	Zidan (2017), Srivastava et al. (2022)
Sistemas Multiagente (MAS)	Plataformas distribuidas basadas en agentes Comunicación entre agentes locales (IEDs)	Permiten toma de decisiones autónomas y coordinación distribuida sin dependencia del centro de control.	Zidan (2017), Srivastava et al. (2022),
Tecnologías emergentes para fallas en etapa inicial	Waveform Analytics Detección anticipada (DFA) LSTM, CNN, RNN Análisis espectral (DWT, ST)	Identifican fallas latentes antes de que ocurran interrupciones mayores.	Ibrahim et al. (2024)

Nota. La tabla sintetiza las principales categorías tecnológicas y métodos aplicados en la detección, localización y gestión de fallas en redes eléctricas, detallando sus funciones operativas desde algoritmos computacionales e inteligencia artificial hasta métodos de optimización y sistemas multiagente con sus respectivas fuentes bibliográficas.

3. Nivel De Implementación De Sistemas De Gestión De Fallas En Colombia

En Colombia la gestión de fallas en redes de distribución está en un proceso de transformación impulsado por la Misión de Transformación Energética (MTE), que plantea la necesidad de avanzar hacia un modelo descentralizado, digitalizado y más resiliente. En la fase I del foco 3 de la MTE (Romero et al., 2019), se establece que el país requiere fortalecer la confiabilidad del servicio mediante la incorporación de tecnologías de automatización y digitalización, con el propósito de reducir los indicadores de calidad como SAIDI y SAIFI, para optimizar los tiempos de restauración del suministro y minimizar el impacto de las interrupciones sobre los usuarios finales (Romero et al., 2019).

Como parte del grupo de trabajo colaborativo de digitalización del servicio, las empresas eléctricas presentaron los avances y planes a futuro para el desarrollo de la digitalización del servicio. En este espacio las empresas presentaron sus proyectos y planes de digitalización, los cuales se mencionan en la Tabla 2. En estos proyectos se resaltaron iniciativas de aplicación de la inteligencia artificial, robotización de los procesos, uso de drones y desarrollo de modelos avanzados, por ejemplo, el gemelo digital de las redes de distribución UPME. (2022).

Tabla 5*Digitalización del Servicio.*

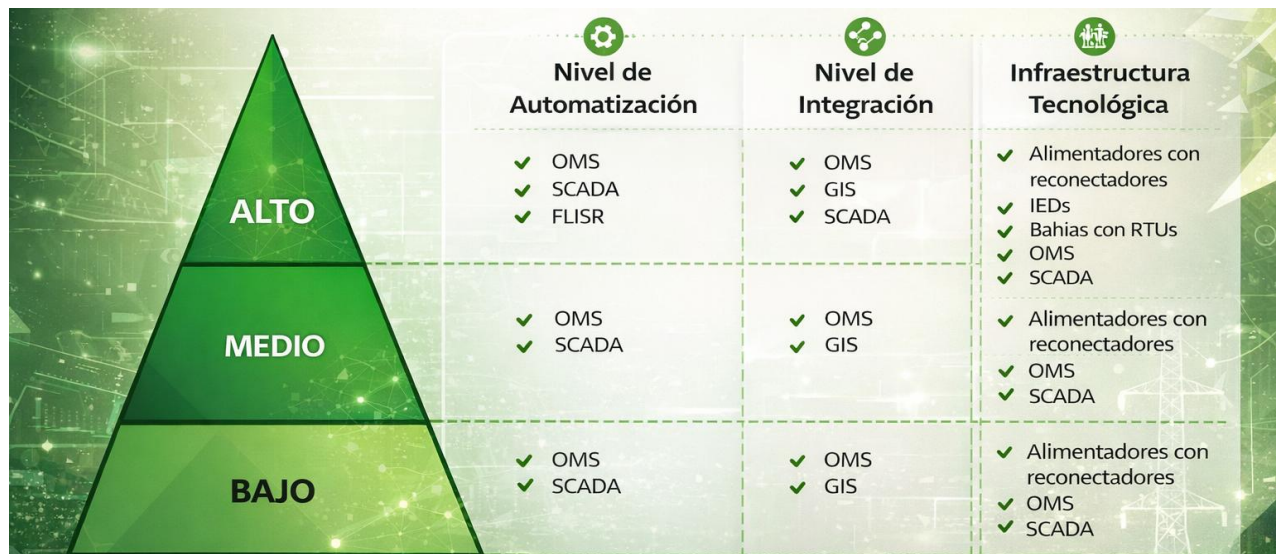
EMPRESA	PROYECTO
ENEL	Ruta de la digitalización
CELSIA	Proyecto Red Digital 2.0, Visión de un Modelo de Energía Sostenible
GEB	Visión digitalización GEB
CEO	Presente y futuro de la distribución de energía en CEO
ISA	Digitalización en la Transmisión para los desafíos del futuro

Nota. La tabla resume las iniciativas estratégicas y proyectos de digitalización adelantados por diferentes empresas del sector energético (ENEL, CELSIA, GEB, CEO e ISA), orientados a la modernización, sostenibilidad y transformación tecnológica de la infraestructura de transmisión y distribución. Elaboración propia.

Aun cuando las empresas han actuado con iniciativa propia para su transformación digital, es visible la falta de un liderazgo que sea vital para alinear y priorizar los esfuerzos de digitalización con el objetivo de descarbonizar. La intención de definir el marco para el desarrollo de una estrategia de digitalización es consolidar una visión sectorial de un sistema digitalizado y definir los elementos que deberían ser integrados en las estrategias de digitalización de los actores del sector para dirigir las acciones hacia satisfacer las necesidades del usuario y alcanzar la carbono neutralidad.

Figura 6

Niveles de implementación de sistemas de localización de fallas en operadores de red en Colombia.



Nota. El diagrama clasifica los niveles de implementación (Alto, Medio y Bajo) de los sistemas de localización de fallas en operadores de red colombianos, evaluando su nivel de automatización, integración e infraestructura tecnológica desde configuraciones básicas (SCADA, OMS, GIS) hasta esquemas avanzados con FLISR e IEDs. Adaptado de ChatGPT (OpenAI, 2026).

La Figura 8 presenta una clasificación del nivel de implementación de sistemas de localización de fallas en operadores de red en Colombia, estructurada en tres niveles jerárquicos: alto, medio y bajo. Esta clasificación se fundamenta en tres dimensiones clave: el nivel de automatización, el nivel de integración de sistemas y la infraestructura tecnológica disponible. En el nivel alto se evidencia una integración completa de herramientas como OMS, SCADA, GIS y FLISR, junto con una infraestructura robusta basada en reconectadores, IEDs y RTUs, lo que permite una gestión avanzada y automatizada de fallas. En el nivel medio, aunque existen sistemas como OMS y SCADA, la integración es parcial y la infraestructura es menos desarrollada, limitando la capacidad de respuesta. El nivel bajo refleja una adopción incipiente, con deficiencias en la integración de datos y en la automatización, lo que restringe la detección y localización eficiente de fallas.

En conjunto, la imagen permite evidenciar que la capacidad de localización de fallas no depende de un único elemento, sino de la convergencia entre automatización, integración de sistemas y modernización de la infraestructura. A medida que estos tres componentes se fortalecen de manera articulada, se incrementa la precisión y rapidez en la gestión de interrupciones del servicio. La ausencia en alguno de estos aspectos genera limitaciones significativas, especialmente en la disponibilidad de datos en tiempo real y en la capacidad de reacción operativa. La Figura 8 figura sintetiza de forma clara cómo el nivel de madurez tecnológica de los operadores condiciona directamente la eficiencia en la gestión de fallas en sistemas de distribución eléctrica.

3.1. Implementación de sistemas de gestión de fallas por parte de operadores de red

Con el fin de comprender el estado actual de la modernización de los sistemas de distribución eléctrica en Colombia, en la Tabla 3 se recopilaron y analizaron informes de gestión y operación publicados por diferentes operadores de red del país. Esta información permite identificar las principales tecnologías implementadas, su grado de avance y el impacto que han tenido en la mejora de la continuidad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico. Entre las iniciativas destacan proyectos de automatización, digitalización, instalación de reconectores telecontrolados, desarrollo de perfiles normativos y pilotos de medición avanzada, los cuales evidencian los esfuerzos del sector por avanzar hacia redes más resilientes e inteligentes. La Tabla 3 sintetiza dichas iniciativas, organizadas por operador, tecnología, descripción y nivel de implementación, con el propósito de mostrar una visión comparativa de los avances alcanzados en diferentes regiones de Colombia.

Los avances reportados por los operadores de red representan un paso significativo hacia la modernización del sistema de distribución. Mientras algunos proyectos muestran un grado de consolidación alto particularmente en lo referente a reconectores telecontrolados y esquemas de automatización básica, como la integración de sistemas de medición avanzada o plataformas de análisis de datos en tiempo real, permanecen en etapas piloto o de planificación. Aunque la tendencia apunta hacia el desarrollo de redes más resilientes y eficientes, la falta de uniformidad en la implementación puede retrasar la consolidación de un sistema de distribución verdaderamente robusto y preparado para los retos de la transición energética.

Tabla 6

Tecnologías implementadas por los operadores de red en Colombia.

OR	TECNOLOGÍA IMPLEMENTADA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE IMPLEMENTACIÓN
EPM	Reconectores telecontrolados	Dispositivos que permiten la reconexión automática tras fallas temporales, mejorando la continuidad del servicio (EPM). (2024)..	Aproximadamente 2.500 reconectores instalados, evitando alrededor de 54.000 fallas temporales en 2023.
CHEC S. A	Automatización de la operación de redes de distribución subterráneas	Actualmente la empresa está realizando un esfuerzo para lograr mayor efectividad operativa en la automatización de redes de distribución subterráneas. Debido a la complejidad y al gran número de nodos con derivaciones hacen que este trabajo	Se instalaron diez equipos de tele-control asociados a las celdas de corte que permitió la supervisión y operación remota desde el centro de control. De esta manera se agilizan los tiempos de respuesta en interconexión de circuitos ante eventos presentados en el sistema. Este esquema montado en la ciudad de Manizales permite realizar de manera remota 29 interconexiones entre diferentes circuitos.

OR	TECNOLOGÍA IMPLEMENTADA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE IMPLEMENTACIÓN
		tome gran importancia y relevancia para la operación del sistema eléctrico (Colombia Inteligente, 2016).	
XM	Intelligent Supervision and Advanced Control (ISAAC) Fase III	El Proyecto Sistema Inteligente de Supervisión y Control Avanzado de tiempo real. Tiene como objetivo diseñar la arquitectura, el ecosistema funcional y un prototipo para los futuros sistemas de supervisión y control en tiempo real, proponiendo una visión hacia una evolución radical de los sistemas SCADA/EMS (Colombia Inteligente, 2016).	Integración completa de la Medición Fasorial en las herramientas de supervisión. Desarrollo de funcionalidad de supervisión y control (EMS) distribuida en las subestaciones. Infraestructura de Comunicaciones con paradigma de Nube / Bus de Datos de (Redes IP y SOA). Desarrollo de paradigmas de Protección Colaborativa. Paradigmas de Conciencia Situacional Avanzada para Operadores
CODENSA S.A. ESP	Piloto Smart Metering	Evaluación del Smart Metering masificado como una infraestructura tecnológica que puede aportar en el desarrollo de Colombia y en los objetivos estratégicos	Implementar un piloto de medidores inteligentes con el objetivo de demostrar los beneficios de la infraestructura de medición avanzada (AMI). Normalizar los sistemas de medida centralizada existentes en la compañía. Disminuir las pérdidas de energía por el hurto. Aumentar la calidad del servicio de

OR	TECNOLOGÍA IMPLEMENTADA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE IMPLEMENTACIÓN
		de CODENSA (Colombia Inteligente, 2016).	energía eléctrica. Disminuir los costos de operación en las actividades de suspensión, inspección y reconexión.
UNIVERSIDAD DEL VALLE	Estudio del Protocolo IPv6 en el Modelo de Datos del Dominio de Distribución de la Smart Grid	En este trabajo se evalúa el desempeño de IPv6 en el dominio de distribución de la RI. Se concibió un plan avanzado para superar las limitaciones que se imponen trabajar con simulación en este contexto (Colombia Inteligente, 2016).	Esta evaluación incluye una medición y análisis de los retardos, volúmenes de tráfico, ancho de banda, condiciones de seguridad y tiempos de asignación de direcciones con relación a diferentes condiciones de congestión en la red y número de usuarios activos.
CODENSA S.A. ESP	Perfil Colombiano 61850	Con este proyecto se pretende desarrollar un perfil Colombiano IEC 61850 (Colombia Inteligente, 2016).	Permite unificar el proceso de configuración de los equipos en todas las empresas del sector eléctrico Colombiano.
EPSA	Proyecto: Implementación del Centro de Gestión de la Medida – Fase 0	Los volúmenes de datos producidos por un sistema de infraestructura de medición inteligente, por ejemplo, AMI, son fundamentales para establecer nuevas estrategias comerciales y ofrecer a los clientes nuevos servicios que se ajusten a sus necesidades, lo que requiere que el sistema de medición funcione estrechamente en coordinación con el	Se realizará estudio para la implementación de MDM's como parte de su centro de gestión de la medida para control de flujos de energía con el fin de realizar la tele-gestión y gestión inteligente de la información, de tal forma que sirva para la toma de decisiones que apoyen a la reducción de las pérdidas, gestión de la demanda y apalanquen los estudios de eficiencia energética.

OR	TECNOLOGÍA IMPLEMENTADA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE IMPLEMENTACIÓN
		CIS (Sistema de Información Comercial), por lo tanto, la solución ideal es un sistema MDM donde se realicen procesos consistentes y seguros (Colombia Inteligente, 2016).	
ESSA	Instalación de equipos para el mejoramiento de la calidad del servicio	Instalación de reconectadores en redes de distribución de 13,8 kV y 34,5 kV telecontrolados (ESSA, 2024)..	Se logró un cumplimiento del 60 % de la Instalación de un total de 63 reconectadores telecontrolados.
CODENSA S.A. ESP	Proyectos de automatización y telecontrol de centrales	La empresa Enel Green Power desea ejecutar la segunda fase del proyecto de automatización y telecontrol para las centrales (CODENSA, 2023)	Ejecución de la segunda fase del proyecto de automatización y telecontrol para las centrales Betania, El Quimbo y Guavio, proyecto cuyo plazo de ejecución es entre los años 2022 al 2024.
AFINIA	Instalación de equipos para el mejoramiento de la calidad del servicio	Instalación de reconectadores en redes de distribución de 13,8 kV y 34,5 kV telecontrolados Contraloría Distrital de Medellín (2022). .	En el año 2022 se instalaron 180 reconectadores telecontrolados en BT y MT.

Nota. La tabla detalla las tecnologías aplicadas por operadores de red en Colombia (EPM, CHEC y XM), describiendo los proyectos de automatización de redes subterráneas, reconectadores telecontrolados y sistemas avanzados de supervisión e integración fasorial (ISAAC) junto con sus respectivos niveles de implementación en el sistema eléctrico. Elaboración propia.

Se identificó una limitación importante en los reportes analizados, relacionada con la escasa evidencia técnica y operativa sobre los resultados obtenidos mediante pilotos o implementaciones de sistemas de localización de fallas. Aunque varios operadores de red mencionan iniciativas orientadas a la automatización y supervisión de la red, en la mayoría de los casos no se presentan indicadores, métricas de desempeño o análisis comparativos que permitan evaluar el nivel de efectividad de estas estrategias. Esta situación dificulta determinar el verdadero impacto de dichas tecnologías en la reducción de tiempos de interrupción, mejora de la continuidad del servicio y optimización de la gestión de fallas.

La ausencia de información detallada también limita la posibilidad de establecer referentes técnicos comunes entre operadores y de identificar buenas prácticas aplicables a nivel nacional. Se evidencia la necesidad de fortalecer los procesos de seguimiento, documentación y divulgación de resultados asociados a la implementación de sistemas de localización de fallas, de manera que se facilite la evaluación de su desempeño y se promueva una adopción más estructurada dentro del proceso de modernización de los sistemas de distribución eléctrica en Colombia.

3.2. Despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia

El documento (UPME, 2020) titulado reporte final del proyecto: Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia en el año 2020, fue elaborado por la UPME en conjunto con Carbon Trust, el Imperial College London y la Universidad Nacional de Colombia, con el apoyo del programa UK PACT del Reino Unido. Su propósito principal es cuantificar los beneficios de las redes inteligentes en el sector eléctrico colombiano, en términos económicos, ambientales y de confiabilidad, además de formular recomendaciones tecnológicas, regulatorias

y de formación de capacidades. La estrecha vinculación con la UPME garantiza que sus resultados se integren en la planeación energética del país y apoyen la hoja de ruta de redes inteligentes visión 2030, definida como parte de la política nacional. La importancia del documento radica en que muestra cómo las redes inteligentes son un pilar esencial para la automatización de sistemas de distribución de energía eléctrica.

El informe técnico (UPME, 2020) fue desarrollado entre septiembre de 2019 y diciembre de 2020 mediante un proceso estructurado en tres etapas. En la primera se realizó un diagnóstico actualizado del estado de las redes inteligentes en Colombia, considerando las dimensiones tecnológicas, regulatorias, de políticas públicas y de conocimiento. Para este fin se revisó literatura reciente posterior a 2016, se identificaron proyectos piloto implementados en el país y se evaluó el nivel de entendimiento de los actores sobre las metas nacionales de descarbonización y modernización del sistema eléctrico.

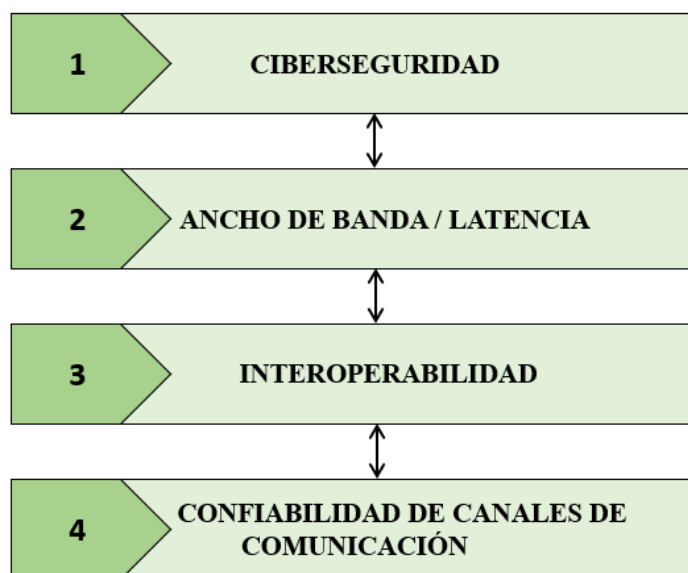
La metodología incluyó tres actividades centrales: la revisión documental de experiencias nacionales en redes inteligentes, la aplicación de 17 entrevistas semiestructuradas a expertos y tomadores de decisiones en el sector público y privado, y la realización de talleres técnicos en Bogotá, Cali, Medellín y Barranquilla, con más de 150 asistentes de distintos perfiles. Con ello se buscó recopilar percepciones sobre los avances logrados, así como reconocer las principales barreras regulatorias y tecnológicas que limitan la implementación. Este proceso permitió construir un panorama integral que sirvió de base para los análisis posteriores del beneficio sistémico de las redes inteligentes en Colombia.

Entre junio y julio de 2020 se aplicó la encuesta “Capacidades para la integración de tecnologías de Redes Inteligentes”, en la que participaron más de 100 representantes del sector eléctrico, incluyendo operadores de red, comercializadores, generadores y transmisores. El

objetivo fue identificar el estado de la infraestructura de comunicaciones con la que cuentan estas empresas, evaluando aspectos de la Figura 13 como ancho de banda y latencia, confiabilidad, ciberseguridad e interoperabilidad (UPME, 2020).

Figura 7

Dimensiones clave de la infraestructura de comunicaciones en redes inteligentes.



Nota. La figura ilustra las cuatro dimensiones clave de la infraestructura de comunicaciones en redes inteligentes, abarcando ciberseguridad, ancho de banda/latencia, interoperabilidad y confiabilidad de los canales de comunicación.

Los resultados mostrados en la Tabla 8, evidencian los operadores de red consideran adecuada la capacidad de ancho de banda y latencia de sus canales de comunicación; no obstante, la confiabilidad recibió una valoración menor, lo que refleja la necesidad de fortalecer esta dimensión a medida que se implementen nuevas aplicaciones de redes inteligentes. En cuanto a ciberseguridad, la calificación fue muy positiva, evidenciando avances en este campo. Sin embargo, el aspecto más crítico fue la interoperabilidad, que obtuvo la puntuación más baja.

Este hallazgo es relevante, ya que la interoperabilidad basada en estándares y protocolos comunes es clave para reducir riesgos de obsolescencia, aprovechar economías de escala y garantizar una integración eficiente de las redes inteligentes (UPME, 2020).

Tabla 7

Resultados capacidad TIC empresas eléctricas.

SECTOR ANALIZADO	CATEGORÍA	NIVEL DE IMPLEMENTACIÓN
Empresas Eléctricas	Ciberseguridad	Alto / Excelente
Empresas Eléctricas	Interoperabilidad	Medio
Empresas Eléctricas	Ancho de banda y latencia	Alto / Excelente
Empresas Eléctricas	Confiabilidad de los canales de comunicación	Medio-Alto

Nota. La tabla evalúa los resultados de la capacidad TIC en las empresas eléctricas según diversas categorías tecnológicas, destacando niveles de implementación altos o excelentes en ciberseguridad y ancho de banda como latencia, un nivel medio-alto en confiabilidad de canales y un nivel medio en interoperabilidad.

En cuanto a la infraestructura computacional, los operadores de red evaluaron de forma positiva su capacidad para procesar grandes volúmenes de datos. No obstante, la valoración fue menos favorable respecto al aprovechamiento de esa información en tiempo real dentro de sus procesos internos, como se muestra en la Tabla 9. Este resultado evidencia una oportunidad de mejora, ya que el desarrollo de nuevas aplicaciones y funcionalidades dependerá de los datos obtenidos por la infraestructura inteligente, lo cual exigirá una mayor capacidad de cómputo para su correcta implementación.

Tabla 8

Capacidades de análisis de grandes volúmenes de datos de información.

SECTOR ANALIZADO	CAPACIDAD EVALUADA	NIVEL DE IMPLEMENTACIÓN
Empresas Eléctricas	Capacidad de procesamiento de grandes volúmenes de información	Alto / Excelente
Empresas Eléctricas	Capacidad de utilizar datos en tiempo real dentro de procesos internos	Medio

Nota. La tabla evalúa las capacidades del sector eléctrico para el análisis de grandes volúmenes de datos, señalando un nivel alto o excelente en el procesamiento general de la información frente a un nivel medio en la utilización de datos en tiempo real para sus procesos internos. Elaboración propia.

4. Retos y oportunidades para la implementación de sistemas de gestión de fallas.

La implementación de sistemas de localización de fallas en redes de distribución presenta múltiples retos tecnológicos y operativos vinculados con la infraestructura actual y el grado de digitalización de los procesos. En Colombia gran parte de las redes aún funcionan con un bajo nivel de sensorización y capacidades limitadas de comunicación, lo que dificulta la obtención de información en tiempo real y reduce la eficacia de los algoritmos de localización. A esto se suma la heterogeneidad en los niveles de automatización de los operadores de red, que genera brechas en la estandarización de tecnologías y protocolos, afectando la interoperabilidad entre plataformas como SCADA, AMI y OMS. Superar estas limitaciones implica avanzar hacia la modernización de la infraestructura eléctrica, desplegar sensores y dispositivos inteligentes en

campo, e impulsar un marco técnico unificado que permita escalar soluciones de manera eficiente y sostenible UPME. (2022).

Desde el punto de vista operativo, los desafíos se centran en la gestión, análisis y aprovechamiento de los datos recolectados, así como en la decisión corporativa para incorporar tecnologías avanzadas. La integración de sistemas de localización de fallas exige no solo inversiones en hardware y software, sino también el fortalecimiento del talento humano en áreas como competencias digitales, analítica de datos y operación de redes inteligentes. A estos aspectos se suman barreras regulatorias y financieras que, en muchos casos, han frenado la implementación masiva de soluciones inteligentes en la red.

Estas limitaciones también representan oportunidades significativas, la digitalización progresiva del sector eléctrico abre el camino hacia redes más resilientes y adaptativas, capaces de integrar generación distribuida y soportar la creciente penetración de energías renovables. En este escenario, los sistemas de localización y gestión de fallas se consolidan como un componente esencial de la transición energética en Colombia, al mejorar la confiabilidad del servicio, optimizar la respuesta ante contingencias y fortalecer la sostenibilidad del sistema eléctrico nacional UPME. (2022).

Tabla 9

Brechas de Digitalización en Colombia.

Brechas Políticas y Regulatorias	
1	Falta de una estrategia que incluya la digitalización como una herramienta de los objetivos de la política pública
2	Limitaciones en los mecanismos de financiación y/o herramientas para dar soporte a proyectos digitales, flexibilidad y resiliencia del sistema

3	Falta del mecanismo de areneros regulatorios digitales o zonas de prueba
4	Requerimientos limitados de estándares de ciberseguridad
5	Falta de procesos continuos para asegurar el conocimiento y la identificación de oportunidades que brinda la digitalización
Brechas Empresariales/Organizacionales	
1	La cultura empresarial convencional
2	Limitaciones de inversión para probar casos de uso desarrollados y los requisitos funcionales
3	Restricciones para adaptar, capacitar y contratar personas
4	Baja respuesta a las necesidades cambiantes de los usuarios/clientes
5	Limitaciones para relacionar el impacto sobre la productividad, costos y huella de carbono, y su interacción con diferentes actores
Brechas Tecnológicas	
1	Falta de interoperabilidad de los estándares tecnológicos
2	Falta de monitoreo de los impactos de la digitalización de la demanda
3	Baja implementación de sistemas de gestión de datos
4	Falta de incorporación de seguridad para reducir los riesgos digitales generales

Nota. La tabla sintetiza las principales brechas de digitalización en Colombia, clasificándolas en aspectos políticos y regulatorios como la falta de estrategias de política pública y mecanismos de financiación y en barreras empresariales u organizacionales ligadas a la cultura tradicional y limitaciones de inversión.

4.1. Desafíos tecnológicos y operativos

La transición hacia redes eléctricas inteligentes impone desafíos significativos en su diseño, control y operación. El concepto ‘Grid 2030’ propone una infraestructura eléctrica automatizada, con capacidad de detección temprana de perturbaciones, respuesta en tiempo real y restauración autónoma del servicio. Este tipo de red busca reducir indicadores de calidad como el SAIDI y minimizar la duración de las interrupciones. Alcanzar ese nivel de desempeño exige

una integración efectiva entre automatización, análisis continuo de datos y herramientas predictivas que anticipen fallos y actúen proactivamente para mantener la estabilidad del sistema (Zidan, 2017).

Actualización de componentes existentes para la adopción de la autorreparación: Uno de los principales desafíos consiste en modernizar la infraestructura actual para habilitar funciones de autoreparación. La incorporación de sensores inteligentes, comunicaciones digitales y algoritmos de soporte de decisión permite localizar fallas, aislar las zonas afectadas y restablecer el servicio en lapsos muy cortos. Esta integración genera un gran volumen de información que requiere soluciones avanzadas de Big Data, mayor capacidad de almacenamiento y canales de comunicación más eficientes. A su vez, la fiabilidad del sistema depende de la correcta sincronización entre hardware y software, por lo que se demanda inversión en tecnologías robustas, seguras y con capacidad de operación continua incluso ante contingencias severas.

Enfoques FDIR centralizados versus distribuidos: Mientras los modelos centralizados ofrecen una visión integral del sistema, dependen de la estabilidad de los canales de comunicación y presentan vulnerabilidad ante fallos únicos. En contraste, los enfoques descentralizados y distribuidos, apoyados en dispositivos inteligentes y sistemas multiagente, ofrecen mayor resiliencia y flexibilidad operativa. Estas arquitecturas permiten la toma de decisiones locales y la coordinación autónoma ante fallas, aunque requieren protocolos de comunicación interoperables como el IEC 61850 que garanticen un intercambio de datos rápido y confiable.

Integración de Unidades de Dirección General de Energías Renovables: La incorporación de fuentes renovables introduce nuevos retos al comportamiento dinámico de la red. La variabilidad del recurso y la intermitencia del flujo de potencia complican la detección y

clasificación de fallas, especialmente las de alta impedancia. Asimismo, mantener las unidades conectadas durante perturbaciones exige la adopción de estrategias avanzadas de control, como el Low Voltage Ride Through (LVRT) y la operación en modo microrred. Estas tendencias demandan revisar los esquemas de protección, actualizar los ajustes de los relés y optimizar los algoritmos de restauración del servicio.

Costos versus ahorros de costos: La implementación de redes autorreparables requiere equilibrar las inversiones iniciales con los beneficios a largo plazo. Si bien los costos en infraestructura, automatización y comunicaciones son elevados, los ahorros derivados de la reducción de interrupciones, la menor necesidad de mantenimiento y la mejora en la satisfacción del cliente compensan dicha inversión. Además, la confiabilidad del suministro eléctrico constituye un factor estratégico para el desarrollo económico y la competitividad de las industrias que dependen de un servicio continuo y estable.

4.2. Barreras económicas y regulatorias

El comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI durante 2023 evidencia que la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia continúa presentando diferencias significativas entre operadores de red. De acuerdo con los datos reportados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, algunos operadores como EEB-P, ENELAR, ELECTROHUILA, ENERCA y CEDENAR registraron valores de SAIDI considerablemente superiores al promedio nacional, alcanzando niveles cercanos e incluso superiores a 70 y 90 horas de interrupción por usuario al año, mientras que el promedio nacional se ubicó alrededor de 25,4 horas Ssuperservicios (2024). El indicador SAIFI mostró operadores

con más de 70 u 80 interrupciones anuales por usuario, frente a un promedio nacional cercano a 16,7 interrupciones (Ssuperservicios, 2024).

Estos resultados reflejan que especialmente en regiones rurales o con condiciones geográficas complejas, persisten dificultades asociadas a la detección, localización y restablecimiento de fallas en los sistemas de distribución. Los elevados tiempos de interrupción y la alta frecuencia de eventos sugieren limitaciones en los procesos de automatización y en la incorporación de tecnologías que permitan una gestión más eficiente de las contingencias en red. Las diferencias observadas entre operadores evidencian que el nivel de modernización e integración tecnológica no es homogéneo a nivel nacional.

Desde el enfoque regulatorio los resultados permiten inferir que aún existen barreras que limitan la adopción masiva de tecnologías avanzadas de gestión de fallas. Aunque en los últimos años se han desarrollado iniciativas relacionadas con modernización y digitalización de redes, el marco tarifario y regulatorio continúa orientado principalmente al reconocimiento de infraestructura convencional, lo que reduce los incentivos para implementar soluciones como sensores de monitoreo, reconectores inteligentes, plataformas SCADA, sistemas OMS o esquemas avanzados de automatización Ssuperservicios (2024).

La ausencia de lineamientos regulatorios específicos para la integración de plataformas digitales, comunicaciones y monitoreo en tiempo real dificulta la consolidación de estrategias unificadas de automatización en los diferentes operadores de red. Esta situación genera que, en muchos casos, los procesos de localización y aislamiento de fallas continúen dependiendo de inspecciones manuales o maniobras semiautomatizadas, incrementando los tiempos de atención y restablecimiento del servicio.

Los indicadores SAIDI y SAIFI no solo reflejan problemáticas operativas asociadas a la continuidad del servicio, sino también limitaciones estructurales relacionadas con la planificación tecnológica y los mecanismos regulatorios de incentivo. Los resultados analizados evidencian la necesidad de fortalecer políticas que promuevan la digitalización de las redes de distribución y la incorporación de sistemas inteligentes de gestión de fallas, con el fin de mejorar la capacidad de respuesta de los operadores y reducir los impactos asociados a las interrupciones del servicio eléctrico.

El sector eléctrico colombiano cuenta con tecnologías suficientemente maduras para alcanzar altos niveles de automatización y resiliencia en sus redes de distribución. Herramientas basadas en inteligencia artificial, sistemas multiagente y analítica avanzada ya permiten identificar, aislar y anticipar fallas en segundos, optimizando la restauración del servicio. La principal limitante ya no es técnica, sino asociada a los procesos de adopción, estandarización e inversión dado que la infraestructura existente ofrece el potencial de evolucionar hacia sistemas autorreparables y autogestionados, fundamentales para la transición energética y la integración de recursos renovables distribuidos Zidan (2017).

Desde el punto de vista de las políticas públicas, el país aún carece de una hoja de ruta clara que oriente la digitalización del sector eléctrico más allá de los lineamientos generales incluidos en documentos CONPES o planes digitales de alcance institucional. La Resolución CREG 015 de 2018 introdujo un mecanismo que permite a los operadores de red incluir unidades constructivas especiales dentro de sus planes de inversión, cuando los equipos propuestos presenten características técnicas superiores a las convencionales. Este instrumento posibilita la incorporación de tecnologías avanzadas de automatización, digitalización y monitoreo, siempre que se justifiquen técnica y económicamente sus beneficios.

De esta manera, la regulación reconoce e incentiva la adopción de soluciones innovadoras mediante esquemas tarifarios que remuneran la modernización de la infraestructura. Este enfoque constituye una oportunidad estratégica para acelerar la implementación de sistemas de gestión y localización de fallas, fortaleciendo la confiabilidad, eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico colombiano Pessanha et al. (2024).

4.3. Oportunidades para operadores de red

La transformación digital del sector eléctrico en Colombia ofrece un conjunto de oportunidades estratégicas para los operadores de red, especialmente en la implementación de sistemas de gestión de fallas. Estas oportunidades se sustentan en cinco ejes fundamentales: la disponibilidad tecnológica, la digitalización del sector, la transición energética, el marco regulatorio favorable y el fortalecimiento de capacidades técnicas y la cooperación interinstitucional.

Figura 8

Oportunidades de operadores de red.



Nota. La figura presenta las cinco claves de oportunidad para los operadores de red, las cuales incluyen la disponibilidad tecnológica, la digitalización del sector, un marco regulatorio favorable y el fortalecimiento de capacidades técnicas junto con la cooperación.

La disponibilidad tecnológica representa un punto de partida esencial, ya que actualmente existen herramientas avanzadas que permiten la detección, aislamiento y restauración automática de fallas con alta precisión. Los avances en sensores inteligentes, medidores avanzados, sistemas SCADA modernos y comunicaciones basadas en protocolos como IEC 61850 han eliminado gran parte de las limitaciones técnicas que antes dificultaban la automatización de la red. Esto permite a los operadores de red modernizar progresivamente su infraestructura y adoptar soluciones escalables orientadas a incrementar la confiabilidad operativa.

La digitalización del sector impulsa una gestión más eficiente y transparente de la red. La integración de plataformas como OMS, DMS y AMI posibilita el uso intensivo de datos en tiempo real para la toma de decisiones operativas y la planificación de mantenimiento predictivo. Esta tendencia también fomenta la interoperabilidad entre sistemas y facilita la creación de redes inteligentes, en las que la información fluye de manera continua entre los diferentes niveles de control y supervisión.

La tercera oportunidad se enmarca en la transición energética, proceso en el cual la gestión de fallas adquiere un papel estratégico. La incorporación de energías renovables distribuidas y recursos energéticos locales exige redes más flexibles, capaces de adaptarse a flujos de potencia bidireccionales y condiciones variables de generación. En este contexto, los sistemas de gestión de fallas no solo garantizan la continuidad del servicio, sino que también facilitan la integración segura de fuentes renovables y microrredes, fortaleciendo la resiliencia y sostenibilidad del sistema eléctrico nacional.

Otro aspecto clave es el marco regulatorio favorable, que en Colombia ha comenzado a incorporar instrumentos para incentivar la modernización tecnológica. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a través de normativas como la Resolución 015 (2018), ha habilitado mecanismos para remunerar inversiones en equipos avanzados y sistemas inteligentes de distribución. Este entorno regulatorio abre la posibilidad de que los OR justifiquen técnica y económicamente la adopción de tecnologías de automatización y digitalización, integrándolas dentro de sus planes de inversión y mejora del servicio.

Las capacidades técnicas y la cooperación institucional constituyen una oportunidad transversal para potenciar la implementación de sistemas de gestión de fallas. El fortalecimiento del talento humano en áreas como analítica de datos, automatización, ciberseguridad y comunicaciones industriales es indispensable para consolidar la operación de redes inteligentes. De igual forma, la colaboración entre empresas distribuidoras, universidades, centros de investigación y entidades gubernamentales favorece la transferencia tecnológica, la estandarización de procesos y la innovación continua en la operación del sistema eléctrico colombiano.

Estas cinco oportunidades conforman una hoja de ruta que puede guiar a los operadores de red hacia una gestión más eficiente, segura y resiliente. Su aprovechamiento no solo permitirá mejorar la calidad del servicio y la respuesta ante fallas, sino también avanzar de manera sostenible hacia un modelo energético más digital, descentralizado y orientado a la confiabilidad del suministro eléctrico.

5. Conclusiones

La identificación y análisis de los sistemas de gestión y localización de fallas evidenció que la modernización de las redes de distribución eléctrica en Colombia avanza de manera progresiva, principalmente mediante la incorporación de reconectores telecontrolados, plataformas SCADA, sistemas OMS y esquemas básicos de automatización. Sin embargo, el nivel de implementación aún es heterogéneo entre operadores de red, debido a diferencias técnicas, económicas y geográficas. Aunque algunos operadores presentan avances importantes en automatización y supervisión remota, gran parte de las iniciativas identificadas permanecen en etapas parciales de integración o desarrollo piloto, lo que limita la consolidación de esquemas avanzados de gestión de fallas a nivel nacional.

El análisis comparativo entre la literatura técnica y los informes de gestión de operadores de red permitió concluir que existe una diferencia significativa entre las capacidades tecnológicas reportadas a nivel internacional y el nivel real de implementación observado en Colombia. Mientras la literatura describe arquitecturas avanzadas basadas en inteligencia artificial, analítica en tiempo real, FLISR y redes inteligentes altamente automatizadas, en el contexto nacional predominan esquemas de automatización básica y monitoreo parcial. Esto demuestra que el país aún se encuentra en una etapa intermedia de digitalización, donde la incorporación de tecnologías inteligentes avanza de manera gradual y con distintos niveles de madurez entre regiones y operadores.

La evaluación de oportunidades tecnológicas permitió identificar que Colombia posee condiciones favorables para fortalecer la implementación de sistemas de localización de fallas, especialmente debido al crecimiento de la digitalización, la expansión de infraestructura de

telecomunicaciones y la necesidad de mejorar los indicadores de calidad del servicio. Tecnologías como sensores inteligentes, reconectores automáticos, sistemas SCADA, OMS y plataformas de análisis de datos representan herramientas estratégicas para reducir tiempos de interrupción, optimizar la operación y aumentar la resiliencia de las redes de distribución. Además, la integración futura de inteligencia artificial y aprendizaje automático puede transformar los sistemas actuales hacia modelos predictivos capaces de anticipar eventos y mejorar la toma de decisiones operativas.

También se concluye que persisten barreras económicas, regulatorias y tecnológicas que dificultan la adopción masiva de estas soluciones. La ausencia de incentivos regulatorios específicos para tecnologías digitales, las limitaciones presupuestales de algunos operadores, la falta de interoperabilidad entre plataformas y las dificultades de implementación en zonas rurales continúan retrasando el desarrollo de redes de distribución plenamente automatizadas. Asimismo, la falta de evidencia técnica y métricas públicas sobre el desempeño de proyectos piloto limita la evaluación objetiva de los beneficios alcanzados mediante estas tecnologías.

La modernización de los sistemas de distribución eléctrica en Colombia requiere una estrategia integral que combine inversión tecnológica, fortalecimiento regulatorio y desarrollo de capacidades técnicas en los operadores de red. La digitalización no debe entenderse únicamente como la incorporación de equipos inteligentes, sino como un proceso estructural orientado a mejorar la confiabilidad, continuidad y eficiencia del servicio eléctrico. Avanzar hacia sistemas de gestión de fallas más automatizados e interoperables permitirá que el sistema eléctrico colombiano responda de manera más eficiente a los desafíos asociados al crecimiento de la demanda, la transición energética y la integración de recursos energéticos distribuidos.

Referencias

- Angelo, C. y Selejan, P. (2013) “Technologies of the self-healing grid,” in Proc. 22nd Int. Conf. Electr. Distrib. (CIRED), Stockholm, Sweden, Jun., pp. 1–4.
<https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3333>
- Bahmanyar, A., Estebarsari, A., Pons, E., Patti, E., Jamali, S., Bompard, E., y Acquaviva, A. (2016). Localización rápida de fallas para una rápida restauración de redes de distribución eléctrica inteligentes. Conferencia internacional de ciudades inteligentes (ISC2) del IEEE, Trento, Italia (pp. 2–7).
https://www.researchgate.net/publication/304489241_Fast_Fault_Location_for_Fast_Restoration_of_Smart_Electrical_Distribution_Grids
- Bahmanyar, A.; Jamali, S.; Estebarsari, A. y Bompard, E. (2017) comparison framework for distribution system outage and fault location methods. *Electric Power Systems Research*. Volume 145, 2017, Pages 19-34.
https://www.researchgate.net/publication/311949752_A_comparison_framework_for_distribution_system_outage_and_fault_location_methods
- Bompard, E.; Huang, T. y Wu, Y. (2013), Cremenescu. Classification and trend analysis of threats origins to the security of power systems. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 50 pp. 50-64.
https://www.researchgate.net/publication/256970764_Classification_and_trend_analysis_of_threats_origins_to_the_security_of_power_systems
- Brown, R.E. (2008) Impact of smart grid on distribution system design. Power and Energy Society General Meeting. Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st

Century, IEEE, pp. 1-4.
<https://www.scirp.org/reference/referencespapers?referenceid=1826717>

Contraloría Distrital de Medellín (2022). Caribemar de la costa S.A.S E.S.P. Afinia vigencia 2022. Auditoria financiera y de gestión: AFINIA.
<https://www.cdm.gov.co/cgm/Paginaweb/IP/Informes%20de%20Auditora%20PVCFT%202023/INFORME%20DEFINITIVO%20AUDITORIA%20FINANCIERA%20Y%20DE%20GESTION%20AFINIA%20VIG%202022.pdf>

Editorial: IEEE (2022). IEEE Std 1782-2022: IEEE guide for collecting, categorizing, and utilizing information related to electric power distribution interruption events. IEEE Standards Association. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9927305>

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA). (2024). Plan de acción 2024. Bucaramanga: ESSA. <https://www.essa.com.co/site/Portals/0/documentos/transparencia-ita/transparencia-essa/metas-e-indicadores/Plan-de-accion-2024.pdf>

Empresas Públicas de Medellín (EPM). (2024). EPM garantiza la rápida solución de fallas en el suministro de energía con 2.500 reconectores. EPM.
<https://www.epm.com.co/institucional/sala-de-prensa/noticias-y-novedades/epm-garantiza-la-rapida-solucion-de-fallas-en-el-suministro-de-energia-con-2500-reconectores/>

Enel Colombia S.A. E.S.P. (CODENSA). (2023). CODENSA informe de sostenibilidad en el Colombia. <https://www.enel.com.co/es/medio-ambiente-desarrollo-sostenible/informes-de-sostenibilidad-ambiental.html>

Ferreira, G. D., Gazzana, D. S., Bretas, A. S., & Netto, A. S. (2012). A unified impedance-based fault location method for generalized distribution systems. In IEEE Power and Energy

- Society General Meeting, San Diego, CA, USA, 1–8.*
https://www.researchgate.net/publication/261225156_A_unified_impedance-based_fault_location_method_for_generalized_distribution_systems
- Gonen, T. (2014). *Electric Power Distribution Engineering*. CRC Press.
https://books.google.com.co/books/about/Electric_Power_Distribution_Engineering.htm?id=cRzlAgAAQBAJ&redir_esc=y
- Ibrahim, A. H. M., Sadanandan, S. K., Ghaoud, T., Rajkumar, V. S., & Sharma, M. (2024). Incipient fault detection in power distribution networks: *Review, analysis, challenges, and future directions*. *IEEE Access*. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3443252>.
- Kumar, Y., Das, B., & Sharma, J. (2006b). Service restoration in distribution system using non-dominated sorting genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, 76(9–10), 768–777. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779605002361>
- Latare, N. A., Bhat, S. S., & Srivastava, I. (2017). Literature review of service restoration in distribution system. In *Second International Conference on ICECCT, Coimbatore, India*.
https://www.researchgate.net/publication/321259467_Literature_review_of_service_restoration_in_distribution_system
- Linares, P. y Rey, L. (2013) “The costs of electricity interruptions in Spain.Are we sending the right signals?” *Energy Policy*, vol. 61, pp. 751–760, oct.
<https://eforenergy.org/docpublicaciones/documentos-de-trabajo/WPFA05-2012.pdf>
- Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (MinTIC). (2023). *Estrategia Nacional Digital de Colombia 2023 - 2026*. MinTIC.
https://www.mintic.gov.co/portal/715/articles-334120_recurso_1.pdf

- Pessanha, Aldo; Dutra, Alessandra Genu; Cajamarca, Roberto; Quijano, Sandra Marcela; Bulacio, Claudio y Agredo, Andrés Camilo (2024). Digitalización y automatización de la distribución eléctrica: impulsores y buenas prácticas internacionales. Asociación Latinoamericana de Distribuidores de Energía Eléctrica (ADELAT). <https://adelat.com/wp-content/uploads/2024/11/DSO-Brief-Digitalizacion-Automatizacion-de-la-Distribucion-Elctrica.pdf>
- Resolución 15 (2018) Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Diario Oficial No. 50.496 https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm.
- Romero-Grass, A., Mach, T., Guzmán, S., Velásquez, M. A., & Zambrano, Á. (2019). Fase I: Descentralización y digitalización de la industria y la gestión eficiente de la demanda. Misión de la Transformación Energética, Ministerio de Minas y Energía. https://www.minenergia.gov.co/documents/9185/Foco_3_-_Fase_1_Informe_Final.pdf
- Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2021). SEL-735 Power Quality and Revenue Meter. <https://selinc.com/es/products/735/>
- Schweitzer Engineering Laboratories. (2020). Localización de fallas, aislamiento y restauración de servicio (FLISR) <https://selinc.com/es/solutions/p/flisr/>.
- Siemens AG. (2016). SIPROTEC 5 6MD85/86 equipo de campo de alta tensión: Manual. Siemens Industry Online Support. <https://support.industry.siemens.com/cs/document/109742347>.

Siemens AG. (2021). SIPROTEC 7SJ85. Siemens. <https://www.siemens.com/es-es/products/siprotec/7sj85/>.

Siemens AG. (2022). *SIMATIC*: Soluciones de automatización y control industrial. Smart Infrastructure Electrification & Automation. <https://atriy.com/es/catalogo-de-productos/software->

[spa?utm_source=google_ads&utm_medium=22970829788&utm_source=google_ads&utm_campaign=Search_Columbia_ESP&utm_country={location}&device=c&utm_term=three%20pole%20disconnecter&gad_source=1&gad_campaignid=22970829788&gclid=0AAAAA-](https://atriy.com/es/catalogo-de-productos/software-)

[4jRJu2BZxoeqHD2VgHB9er62Kpm&gclid=CjwKCAjw3ejRBhAdEiwADkqPnyIkqPYO0vJy-pr-wyZquvGXJuDEu34nfYm38cc1RyrwGO7fIukm-hoCQh4QAvD_BwE](https://atriy.com/es/catalogo-de-productos/software-)

Smart Grids Colombia Visión 2030 (Colombia Inteligente). (2016). Parte IV del Anexo 7 iniciativas de redes inteligentes en Colombia: Colombia. https://docs.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/4_Parte4_Anexo7_Proyecto_SmartGrids.pdf

Srivastava, I., Bhat, S., Vardhan, B. V. S., & Bokde, N. D. (2022). Fault Detection, Isolation and Service Restoration in Modern Power Distribution Systems: A Review. *Energies*, 15(19), 7264. <https://doi.org/10.3390/en15197264>.

Srivastava, I., Bhat, S., Vardhan, B. V. S., & Bokde, N. D. (2022). Fault detection, isolation and service restoration in modern power distribution systems: A review. *Energies*, 15(19), 7264. <https://doi.org/10.3390/en15197264>

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). (2018). Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2017. Dirección Técnica de Gestión de

Energía. https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/diagnostico_calidad_servicio_2018%20%281%29.pdf

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). (2023, diciembre). Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2022. Dirección Técnica de Gestión de Energía. <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-de-Calidad-del-Servicio-de-Energia-2023.pdf>

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2024). Informe de calidad del servicio de energía eléctrica 2023. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-de-Calidad-del-Servicio-de-Energia-2023.pdf>

Survalent Technology Corporation. (2021). Outage management system (OMS). <https://www.survalent.com/products/outage-management-system-oms/>

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. (2022). Marco de estrategia de digitalización para el sector energético en Colombia. Ministerio de Minas y Energía. <https://www1.upme.gov.co>

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2022). Marco para el desarrollo de una estrategia de digitalización. Digitalización en el sector eléctrico en Colombia https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Marco_de_estrategia_de_digitalizacion_VF.pdf

Unidad de Planeación Minero–Energética [UPME], (2020). Carbon Trust, Imperial College London & Universidad Nacional de Colombia. Reporte final del proyecto: Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia. UPME.

https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Reporte_Final_Despliegue_Redes_Inteligentes.pdf

Zidan, A., Khairalla, M., Abdrabou, A. M., Khalifa, T., Shaban, K., Abdrabou, A., El Shatshat, R., & Gaouda, A. M. (2017). Fault detection, isolation, and service restoration in distribution systems: State-of-the-art and future trends. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(5), 2170–2185. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2517620>

Zidán, Aboelsood; Khairalla, Mutaz; Abdrabou, Ahmed M.; Khalifa, Tarek; Shaban, Khaled y Abdrabou, Atef (2017) "Fault Detection, Isolation, and Service Restoration in Distribution Systems: State-of-the-Art and Future Trends," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2170-2185, <https://ieeexplore.ieee.org/document/7398152>