

**Estrategias de Mantenimiento Preventivo y Predictivo en Sistemas de Distribución
Para la Mejora de los Indicadores de Calidad SAIDI y SAIFI**

Andrés Felipe Escobar Santoya y Juan Carlos Jiménez Meza

Facultad de Ingenierías Físicomecánicas
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Especialización en sistemas de Distribución de Energía Eléctrica cohorte XIV

PhD. Johann Farith Petit Suárez

**ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PARA LA MEJORA DE LOS INDICADORES DE
CALIDAD SAIDI Y SAIFI**

ANDRÉS FELIPE ESCOBAR SANTOYA

JUAN CARLOS JIMÉNEZ MEZA

Trabajo de Grado para Optar el Título de Especialista en Sistemas de Distribución de
Energía Eléctrica

Director

Johann Farith Petit Suárez

Doctor en ingeniería eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en sistemas de Distribución de Energía Eléctrica cohorte XIV

Bucaramanga

2025

Tabla de Contenido

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	14
1. OBJETIVOS	17
1.1 Objetivo General.....	17
1.2 Objetivos Específicos.....	17
2. GENERALIDADES	18
2.1 Planteamiento del problema.....	18
2.2 Justificación	19
2.3 Antecedentes.....	21
2.4 Marco Teórico.....	22
2.4.1 Concepto de Mantenimiento.....	23
2.5 Aspectos Generales de los Sistemas de Distribución	24
2.5.1 Clasificación de Redes.....	27
2.5.2 Características de Operación.....	28
2.5.3 Elementos de un Sistema de Distribución.	29
2.6 Mantenimiento en los Sistemas de Distribución.....	30
2.6.1 Modelo de gestión de Mantenimiento.....	34
2.7 Marco Regulatorio respecto al mantenimiento en los Sistemas de Distribución....	46
3. METODOLOGÍAS DE MANTENIMIENTO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	51
3.1 Termografía.....	51
3.1.1 Tipos de Termografía.....	52

3.1.2 Cámara Termográfica.	54
3.1.3 Ventajas y Desventajas de la Termografía.....	55
3.1.4 Aplicación de la Termografía.	57
3.1.5 Metodología de la Termografía.	60
3.2 Poda.....	69
3.2.1 Tipos de Poda.....	70
3.2.2 Métodos de Corte.....	74
3.2.3 Tala de Arboles	77
3.2.4 Distancias de Seguridad para Poda	77
3.2.5 Manejo de Residuos.....	78
3.2.6 Desarrollo del Plan de Poda	78
3.3 Inspección Visual	80
3.4 Medición de Variables Eléctricas.....	85
3.4.1 Calidad de la Potencia y Calidad del Servicio	85
3.4.2 Medición de Corrientes: Balanceo de Cargas	88
3.4.3 Sobrecargas de Corriente	91
3.4.4 Medición de Sistema de Puesta a Tierra	92
3.5 Lavado de Aisladores	108
3.5.1 Gestión del desempeño del lavado.....	110
3.5.2 Métodos de lavado	112
3.5.3 Procedimiento de lavado.....	119
3.6 Mantenimiento en redes subterráneas	122
3.6.1 Métodos para prevención y detección de fallas en cables subterráneos	129

3.6.2 Técnicas para detección de fallas en cables subterráneos.....	131
4. CASO DE ESTUDIO	134
5. CONCLUSIONES.....	148
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	148

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Ponderación de priorización de termografía de circuitos	61
Tabla 2. Niveles de Certificación Termógrafo	64
Tabla 3. Ponderación de priorización de poda de circuitos	79
Tabla 4. Priorización de inspección visual de circuitos	84
Tabla 5. Tipos de Perturbaciones.....	85
Tabla 6. Niveles de Distorsión Armónica de la Onda de Tensión.....	86
Tabla 7. Ponderación de balanceo de circuitos.....	91
Tabla 8. Resistividad en función de la naturaleza del terreno	95
Tabla 9. Valores máximos permitidos para resistencia de puesta a tierra	106
Tabla 10. Ponderación de medición de variables en circuitos	108
Tabla 11. Distancias mínimas entre las partes energizadas y la boquilla del lavador	115
Tabla 12. Ponderación de lavado de circuitos	122
Tabla 13. Priorización de resolución de defectos detectados	124
Tabla 14. Plazos sugeridos para resolución de defectos detectados	128
Tabla 15. Evolución del SAIDI año 2022 incluyendo las metas	135
Tabla 16. Evolución del SAIFI corte segundo trimestre 2022 incluyendo las metas.....	136
Tabla 17. Actividades de podas ejecutadas en el tercer trimestre 2023.....	137
Tabla 18. Actividades de termografía ejecutadas en el tercer trimestre del 2023	138
Tabla 19. Actividades de recorridos ejecutados en el tercer trimestre del 2023.....	139
Tabla 20. Actividades de lavado programadas en circuitos año 2023	140
Tabla 21. Inversiones Ejecutadas en circuitos durante el año 2023	140

Tabla 22. Evolución SAIDI primer semestre 2024.....	141
Tabla 23. Evolución Indicador SAIFI primer semestre 2024	142
Tabla 24. Evolución del SAIDI de circuitos que no alcanzaron la meta	144
Tabla 25. Evolución del SAIFI de circuitos que no alcanzaron la meta.....	145
Tabla 26. Circuitos sin intervención en el año 2022.....	147

Lista de Ilustraciones

	Pág.
Ilustración 1. Niveles y categorías del mantenimiento bajo enfoque sistémico	32
Ilustración 2. Modelo para la definición de la estrategia	37
Ilustración 3. Cámara termográfica FLIR E60.	54
Ilustración 4. Condiciones de puntos medidos según ISO 18434-1	66
Ilustración 5. Poda Reducción de Copa (Descope).....	71
Ilustración 6. Poda Reducción Lateral	71
Ilustración 7. Poda Reducción en V.....	72
Ilustración 8. Poda de Aclareo en "Tunel".....	73
Ilustración 9. Corte Adecuado de Ramas.....	75
Ilustración 10. Comparativa Corte de Ramas	76
Ilustración 11. Corte de Rama por Tramos Sucesivos	76
Ilustración 12. Variaciones estacionales de la resistencia de la tierra	94
Ilustración 13. Conexión Método de Wenner	97
Ilustración 14. Conexión Método de Schlumberger	98
Ilustración 15. Principio de medición para una única toma de tierra.....	99
Ilustración 16. Conexión medida de 3 polos - método del 62%.....	99
Ilustración 17. Conexión método de medida en triángulo	100
Ilustración 18. Conexión método de tierra por método de 4 polos.....	101
Ilustración 19. Conexión método variante del 62%.....	101
Ilustración 20. Conexión medida del bucle Fase-PE	102

Ilustración 21. Conexión medida de tierra de 4 polos selectiva	103
Ilustración 22. Conexión medida con pinza de tierra	104
Ilustración 23. Conexión medida de bucle de tierra con 2 pinzas	105
Ilustración 24. Metodología de lavado para aisladores.....	120
Ilustración 25. Metodología de lavado para aisladores tipo V.....	120

Glosario

Anomalía: Diferencia de algún ítem de mantenimiento con respecto a si mismo en condiciones de operación.

Brigada (Cuadrilla): Grupo de operarios al servicio de la empresa, conformado para la realización de los trabajos en terreno.

Inspección: Reconocimiento visual y periódico efectuado a un material, equipo o sistema verificando su estado real en comparación con el exigido. Corresponde a una intervención sin herramientas ni equipos auxiliares y no precisa retirada del servicio del equipo.

Instalación eléctrica: Sistema de aparatos eléctricos y de circuitos asociados, previstos para un fin particular: Generación, transmisión, transformación, rectificación, conversión, distribución o utilización de la energía eléctrica.

Mantenimiento programado preventivo: Comprende las obras destinadas a prevenir posibles fallos de la red, debido a antigüedad de las instalaciones, sustitución de elementos con elevadas tasas de fallo, lapsos de tiempo predefinidos de mantenimiento según el elemento análisis de resultados de inspecciones previas y otras.

Recorrido: Inspección visual a circuitos o líneas ejecutada periódicamente con el fin de identificar anomalías en la red y el estado de sus elementos, determinando el tipo de intervención que se requiera para alargar la vida útil del activo y/o mantener la continuidad del servicio.

Revisión: Acción de inspección y saneamiento del objeto de la revisión, lo que comprende acciones de limpieza, corrección, reparación y sustitución o cambios con pruebas de lo que se considere necesario como consecuencia de la inspección complementaria.

SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*): El indicador SAIDI representa la duración promedio en horas de las interrupciones en el sistema percibidas por cada usuario del SDL de un OR en un periodo generalmente anual.

SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*): El indicador SAIFI representa la cantidad promedio de interrupciones percibidas por todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período generalmente anual.

Sistema de Distribución Local (SDL): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

OR: Operador de Red

Termografía: Es una técnica que permite medir temperaturas mediante la captación de la relación infrarroja del espectro electromagnético.

Trabajos: Toda acción previamente planificada, programada y estudiada cuyo objeto es realizar modificaciones y operaciones de ampliación de la red, reparaciones de las instalaciones y mantenimiento de las instalaciones.

Resumen

Título: Estrategias De Mantenimiento Preventivo Y Predictivo En Sistemas De Distribución Para La Mejora De Los Indicadores De Calidad SAIDI y SAIFI.

Autor: Andrés Felipe Escobar Santoya, Juan Carlos Jiménez Meza

Palabras Clave: Mantenimiento, Distribución, Preventivo, Predictivo, Termografía, Inspección.

Descripción: En el presente documento se describen las principales técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo aplicables a un Sistema de Distribución Local (SDL), entendido como una parte fundamental de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia encargados del suministro de energía eléctrica a los usuarios conectados a la red con el fin de brindar un servicio de calidad y cumpliendo todos los estándares vigentes por parte de la regulación actual. A lo largo del documento, se presentarán los principales componentes y etapas que conforman los sistemas de distribución. Además, se incluye una revisión de trabajos investigativos previos con características similares, así como una revisión de la literatura técnica nacional e internacional relacionada con la temática.

Con base en la experiencia adquirida en el área de mantenimiento de redes en un Operador de Red (OR), se proponen estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo consideradas relevantes, fundamentadas tanto en normativas, reglamentos técnicos y guías vigentes en Colombia, como en estándares internacionales. Estas estrategias se presentan de manera general, reconociendo que cada empresa debe desarrollar sus propios manuales de procedimiento para su implementación en base a sus particularidades y necesidades. Finalmente, se realiza un análisis de la efectividad de dichas estrategias cuando se integran en el plan de mantenimiento preventivo de un OR.

Abstract

Title: Preventive and Predictive Maintenance Strategies in Distribution Systems to Improve SAIDI and SAIFI Quality Indicators

Author: Andres Felipe Escobar Santoya, Juan Carlos Jiménez Meza

Key Words: Maintenance, Distribution, Preventive, Predictive, Thermography, Inspection.

Description: This document describes the main preventive and predictive maintenance techniques applicable to a Local Distribution System (LDS), understood as a fundamental part of the reliability of electrical power systems responsible for supplying electricity to grid-connected users to provide quality service and comply with all current regulatory standards. Throughout the document, the main components and stages that comprise distribution systems are presented. Additionally, a review of previous research work with similar characteristics is included, as well as a review of national and international technical literature related to the topic.

Based on the experience acquired in the area of network maintenance at a Grid Operator (RO), preventive and predictive maintenance strategies considered relevant are proposed, grounded in both current Colombian regulations, technical regulations, and guides, as well as international standards. These strategies are presented in a general manner, recognizing that each company must develop its own procedure manuals for their implementation based on its specific characteristics and needs. Finally, an analysis is carried out of the effectiveness of these strategies when integrated into an OR's preventive maintenance plan.

Introducción

La electricidad constituye un elemento fundamental para el desarrollo de la sociedad, y la economía de un país crece conforme la demanda energética se incrementa. Sin embargo, no es la energía eléctrica en sí misma la que tiene valor para las personas sino los servicios que presta. Los servicios energéticos cubren una demanda amplia y variada: iluminación, confort (calefacción, aire acondicionado), refrigeración, comunicación, tecnologías de información, producción de bienes y servicios, entre otros (Rogner, 2020).

Ahora bien, para atender la demanda de energía eléctrica de los clientes con los más altos niveles de confiabilidad y calidad, las empresas de distribución se han visto en la necesidad de implementar acciones orientadas a mejorar tanto la calidad del servicio como la vida útil de los activos.

Las empresas públicas, privadas o mixtas encargadas de la operación de los sistemas eléctricos deben ajustarse a unos criterios mínimos en cuanto a la calidad del servicio. En este sentido, la CREG, desde su creación, ha emitido diversas resoluciones enfocadas en establecer las condiciones bajo las cuales debe operar el negocio de distribución de energía eléctrica. Un ejemplo de ello son los parámetros de operación establecidos en la Resolución CREG 025 de 1994, que constituye el Código de Operación. Las disposiciones contenidas en este código complementan la aplicación de la metodología de remuneración vigente, establecida en la Resolución CREG 015 de 2018. Además, agrupan diversos indicadores de confiabilidad y definen criterios relacionados con la continuidad del servicio, atención de la demanda, tiempos máximos de salida de operación de los activos, tiempos de indisponibilidad, energía no suministrada, demanda no atendida, entre otros (Patiño Rojas & Caballero Marañón, 2021).

Teniendo en cuenta estas consideraciones, el operador de red adelanta sus actividades de mantenimiento sobre las redes de distribución, lo que le permite obtener una remuneración basada en el impacto de los indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI, así como percibir ingresos a través de incentivos otorgados por los entes reguladores.

En esta monografía se pretende analizar las principales estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo orientadas a mejorar los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI en los sistemas de distribución. Estas estrategias son fundamentales en cualquier planificación de mantenimiento dentro de las empresas encargadas de la operación y mantenimiento de la red.

Para cumplir con este objetivo, el documento se estructura en siete secciones, las cuales se detallan a continuación.

Sección 1 – Aspectos Generales. En esta sección abordaremos todo lo correspondiente a Introducción, objetivos y planteamiento del problema

Sección 2 - Marco Teórico. En esta sección abordaremos el marco teórico de la temática asociada a las estrategias de mantenimiento sobre los sistemas de distribución de energía eléctrica.

Sección 3 - Metodologías de Mantenimiento. En esta sección se detallarán las principales metodologías de mantenimiento preventivo y predictivo sobre los activos de las redes de distribución.

Sección 4 – Caso de Estudio. En esta sección se realizará un análisis del comportamiento de los indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI en un caso ejemplo con el fin de evaluar el impacto de las actividades de mantenimiento de este documento.

Sección 5 – Conclusiones. En esta sección se realizarán las conclusiones de la investigación y de los análisis realizados en este documento.

Finalmente, se espera que este documento sirva como una guía de las principales actividades de mantenimiento preventivo y predictivo que pueden ser consideradas en los planes de mantenimiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica por parte de las empresas encargadas de su operación y mantenimiento.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar las principales estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo aplicadas a los sistemas de distribución, con el objetivo de mejorar los indicadores de calidad del servicio: SAIDI y SAIFI.

1.2 Objetivos Específicos

Establecer la metodología general para la ejecución de inspecciones termográficas y visuales sobre los activos de las redes de media y baja tensión (MT/BT).

Definir la metodología general para la medición de corrientes, tensiones y la resistencia del sistema de puesta a tierra en los elementos del sistema de distribución.

Establecer las actividades generales relacionadas con la poda y tala de árboles, enfocadas en el manejo de especímenes vegetales que presenten o puedan presentar interferencias con las redes de energía eléctrica durante las labores de mantenimiento.

Definir la metodología general para el lavado de líneas aéreas de media tensión, con el fin de mantener los aisladores libres de elementos contaminantes y garantizar la calidad del servicio.

Establecer la metodología para la ejecución de actividades de mantenimiento preventivo y predictivo en subestaciones y en líneas o circuitos de la red subterránea de media y baja tensión.

2. Generalidades

2.1 Planteamiento del problema

Los sistemas eléctricos de potencia están constantemente expuestos a fallas que afectan su confiabilidad y provocan la interrupción del suministro de energía eléctrica a los usuarios, generando frecuentes cortes que impactan negativamente la calidad del servicio. Estas interrupciones pueden deberse a fallas internas o externas en el sistema eléctrico, como descargas atmosféricas, caída de árboles sobre las líneas, ruptura de conductores, entre otras. Las distintas fallas que pueden presentarse en el sistema deben ser localizadas y despejadas de manera rápida y eficiente, con el fin de garantizar que tanto los usuarios urbanos como los de zonas apartadas reciban un servicio continuo y de calidad, acorde con los estándares establecidos por la regulación (Grainger, 1996).

Ante esta situación, las empresas de energía deben implementar un adecuado mantenimiento y una coordinación efectiva en todos los procesos de distribución del sistema eléctrico, con el fin de evitar sanciones y garantizar la continuidad del servicio. Esto se logra mediante la detección oportuna de fallas que puedan poner en riesgo la prestación del servicio, así como a través del mantenimiento preventivo de las redes, lo cual permite anticiparse a fallas evitables, como el desgaste de equipos. En este sentido, es fundamental contar con un plan de acción enfocado en la inspección de los equipos que conforman cada uno de los circuitos (Rico Ramirez, 2016).

Los procesos de mantenimiento preventivo y predictivo en los sistemas de distribución tienen como finalidad la mejora continua de los indicadores de confiabilidad, así como la maximización de la vida útil de los equipos y elementos de la red. Para las compañías de distribución, es de vital importancia cumplir con los índices de disponibilidad, calidad y

confiabilidad del servicio prestado a los clientes, dentro de los márgenes regulatorios y legales establecidos. A su vez, se busca maximizar la rentabilidad manteniendo un servicio de calidad para el usuario final.

Con las nuevas exigencias de calidad del servicio planteadas en la Resolución CREG 015 de 2018, los Operadores de Red (O.R.) están obligados a mantener sus índices de duración y frecuencia de interrupciones dentro de los límites establecidos por la regulación. Adicionalmente, los O.R. pueden recibir incentivos si superan las metas definidas. Por ello, se hace necesario adoptar estrategias que permitan prever oportunamente las fallas que puedan presentarse en el sistema (Rico Ramirez, 2016).

Estas actividades están orientadas a prevenir diversas causas de interrupciones en la red. Debido a su naturaleza aleatoria, no es posible prever con certeza cuándo se presentarán, por lo que es necesario implementar acciones mitigantes frente a todas las posibles causas de interrupción.

En este documento se propondrá una guía para la ejecución de las actividades básicas de mantenimiento preventivo y predictivo en los sistemas de distribución.

2.2 Justificación

La confiabilidad de los componentes de un sistema eléctrico está estrechamente ligada a su eficiencia. La evaluación cuantitativa de la confiabilidad es fundamental para la planificación y operación del sistema. Aunque las fallas más graves y menos probables suelen presentarse en los niveles de generación y transmisión, en el sistema de distribución ocurre un mayor número de fallas. Por esta razón, dicho sistema requiere un tratamiento prioritario, ya que constituye el vínculo directo entre el sistema eléctrico y el cliente (Asgarpoor, 1995).

Lo anterior se justifica en la necesidad de evitar el incumplimiento de los tiempos y frecuencias mínimas de indisponibilidad en el Sistema de Distribución Local (SDL), establecidos tanto por los entes reguladores como por las directrices internas de las compañías de distribución. Asimismo, estas acciones buscan mantener una óptima salud de los activos y garantizar un alto nivel de calidad del servicio.

Asegurar condiciones económicas y confiables de operación depende en gran medida del mantenimiento que se realice a los equipos (incluyendo actividades como limpieza, lubricación, inspecciones periódicas, sustituciones, pruebas, entre otras), con el fin de detectar y corregir oportunamente posibles fallas. Estos daños, si no se abordan a tiempo, pueden ocasionar la suspensión del servicio al usuario, cuyo tiempo de interrupción dependerá de la gravedad del caso. Esto conlleva pérdidas económicas relacionadas con la interrupción del servicio, la reposición o reparación de equipos eléctricos dañados e, incluso, accidentes que afecten al personal operativo o terceros (Giler, 1986).

Por esta razón, se vuelve de vital importancia establecer acciones periódicas que permitan minimizar la probabilidad de ocurrencia de eventos que afectan directamente la operación de los sistemas de distribución.

Asimismo, se ha identificado la necesidad de estandarizar los procesos de mantenimiento, de modo que puedan ser aplicados de manera uniforme en la gran mayoría de redes de distribución. Esto permite que, independientemente del sector de la red en el que se intervenga, se sigan los mismos procedimientos y se obtengan resultados consistentes.

2.3 Antecedentes

En la actualidad, la mayoría de las empresas están inmersas en procesos orientados a mejorar su competitividad, condición indispensable para cumplir con las metas regulatorias y de remuneración. Para lograrlo, deben actuar sobre los factores que afectan su desempeño competitivo, con el objetivo de minimizar los tiempos muertos. La importancia de las técnicas de mantenimiento ha aumentado considerablemente en los últimos años, ya que el entorno empresarial reconoce que, para ser competitivos, no solo es necesario introducir mejoras e innovaciones en productos y procesos productivos, sino también garantizar la disponibilidad óptima de los equipos, lo cual solo se logra mediante un mantenimiento adecuado (Vargas León, 2016).

En el documento *Mantenimiento de sistemas de eléctrico de distribución* (Ordoñez Sanclemente, 2010), se revisan diferentes tipos de mantenimientos predictivos y preventivos asociados a los equipos de un sistema de distribución. Asimismo, se abordan aspectos básicos del mantenimiento de sistemas de distribución.

En el documento *Plan de mantenimiento para sistemas eléctricos de distribución centrado en confiabilidad* (Rodríguez, 2019), se menciona los tipos de actividades de mantenimiento según su finalidad y en función de los activos que impactan de manera positiva la confiabilidad de la red de distribución.

En el caso del documento *Manual de procedimientos de operación y mantenimiento del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión* (Romero, 2018), se presenta un caso de aplicación específico de una guía para la operación y el mantenimiento del sistema de distribución eléctrica en una locación determinada.

Ahora bien, en la revisión realizada no se encontró ningún documento que presente una estructura similar a la propuesta en este trabajo, lo cual motiva la realización de una revisión sobre las diferentes estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo en los sistemas de distribución.

La gestión del mantenimiento en una empresa de distribución de energía eléctrica tiene como objetivo prevenir o reducir el riesgo de fallas, recuperar el desempeño de los equipos, prolongar la vida útil de los activos y garantizar el cumplimiento de las normas técnicas, ambientales y de seguridad vigentes. Todo ello contribuye a mejorar los índices de confiabilidad y fortalecer la imagen empresarial a través de la calidad del servicio (Kersting, 2016).

2.4 Marco Teórico

El mantenimiento, según la EFNMS (Federación Europea de Asociaciones Nacionales de Mantenimiento), se define como: *“El conjunto de actividades técnicas y administrativas cuya finalidad es conservar o restituir un sistema, subsistema, instalación, planta, máquina, equipo, estructura, edificio, conjunto, componente o pieza, a la condición que le permita desarrollar su función.”* Por otro lado, también se entiende el mantenimiento como: *“Todas las acciones que tienen como objetivo mantener un artículo o restaurarlo a un estado en el cual pueda llevar a cabo alguna función requerida. Estas acciones incluyen la combinación de actividades técnicas y administrativas correspondientes.”* (Calidad., 2018).

El mantenimiento preventivo consiste en la programación de inspecciones —tanto de funcionamiento como de seguridad—, así como de ajustes, reparaciones, análisis, limpieza, lubricación y calibración, que deben realizarse de forma periódica con base en un plan previamente establecido, y no como respuesta a una solicitud del operario o usuario. Este tipo de mantenimiento surge como una alternativa al mantenimiento correctivo, con el objetivo de anticiparse a las fallas

mediante intervenciones programadas, basadas en criterios estadísticos. De este modo, la sustitución de elementos propensos a fallar puede realizarse de manera planificada o, en su defecto, al momento de producirse una avería. Sin embargo, dado que las fallas suelen presentarse de forma imprevista, el mantenimiento preventivo no siempre permite reemplazar los componentes justo antes de que fallen, lo cual puede derivar en la pérdida de parte de la vida útil remanente del equipo. Por ello, para una aplicación eficaz del mantenimiento preventivo, es fundamental contar con criterios estadísticos adecuados que permitan determinar los tiempos óptimos de intervención, ya que una mala estimación podría ocasionar pérdidas significativas (Fernandez, 1998).

2.4.1 Concepto de Mantenimiento.

Desde el punto de vista técnico, el mantenimiento está orientado a preservar la operatividad de máquinas, equipos e instalaciones, basándose en conocimientos específicos respaldados por la ciencia y la técnica. Planificar y organizar un ciclo de mantenimiento requiere conocer detalladamente la estructura y funcionamiento de los equipos y máquinas sobre los cuales se aplicarán acciones de prevención, predicción o corrección, con el propósito de evitar detenciones imprevistas causadas por fallas o falta de previsión. En general, el concepto hace referencia a las actividades de reparación y conservación de los elementos y equipos que conforman un sistema productivo (CALLONI, 2002).

2.4.1.1 Tipos de Mantenimiento.

Mantenimiento correctivo: Es una actividad de tipo reactivo, ya que se ejecuta únicamente después de que se ha producido una falla. Consiste en la reparación o sustitución del componente averiado. Este tipo de mantenimiento puede tener un alto impacto económico en las empresas,

dado que una falla en un componente puede desencadenar daños adicionales en otros equipos o sistemas.

Mantenimiento preventivo: Consiste en la ejecución periódica de procedimientos rutinarios o conjuntos de acciones que permiten conservar un elemento o equipo, con el fin de mantener un alto nivel de disponibilidad operativa y prolongar su vida útil. Este tipo de mantenimiento se realiza de forma anticipada, antes de que se presente una falla.

Mantenimiento predictivo: En algunas fuentes, se considera una subcategoría del mantenimiento preventivo, ya que su finalidad también es evitar la ocurrencia de fallas. No obstante, se diferencia por emplear técnicas de monitoreo y análisis de datos para detectar el inicio de una falla o prever su aparición. Esta estrategia permite optimizar los recursos, reducir los tiempos de indisponibilidad y alargar la vida útil de los equipos y sistemas, en comparación con el mantenimiento correctivo.

2.5 Aspectos Generales de los Sistemas de Distribución

Un sistema de potencia es una red cableada que, junto con una serie de elementos y equipos, permite conducir la energía eléctrica desde su fuente de generación hasta el usuario final. Estos componentes pueden estar separados por miles de kilómetros. Este sistema se compone, por lo general, de tres etapas principales: **generación, transmisión y distribución**. La etapa de distribución forma parte del sistema de potencia y abarca las subestaciones receptoras de energía, desde donde se derivan las líneas y circuitos de media tensión encargados de llevar la energía eléctrica a los usuarios.

Generación: En la cadena de suministro de energía eléctrica, la generación comprende la etapa de producción de energía. Está conformada por los sistemas encargados de inyectar energía al Sistema de Transmisión Nacional (STN). Las fuentes de energía pueden clasificarse en renovables (hidráulica, eólica, solar, biomasa) y no renovables (petróleo, carbón, gas). Desde esta etapa se controlan parámetros fundamentales de la calidad de la potencia, como la frecuencia, los niveles de tensión y la distorsión armónica total (THD).

Transmisión: La transmisión tiene como función transportar la energía desde los centros de generación hasta los centros de distribución locales. Incluye líneas de alta tensión, transformadores, equipos de protección, maniobra, medición y otros sistemas auxiliares. En Colombia, la transmisión de energía se realiza a través del Sistema de Transmisión Nacional (STN), que opera principalmente en niveles de tensión de 230 kV y 500 kV (Nivel V: > 220 kV). Adicionalmente, el Sistema de Transmisión Regional (STR) opera en el Nivel IV ($> 57,5$ kV y ≤ 220 kV). Ambos sistemas hacen parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Distribución: El Sistema de Distribución Local (SDL) incluye las líneas, transformadores, equipos de protección, maniobra, medición y otros dispositivos destinados a suministrar energía eléctrica al usuario final, ya sea residencial, comercial o industrial. Generalmente, los circuitos primarios y las redes secundarias operan en forma radial; sin embargo, en zonas urbanas de alta densidad también se utilizan configuraciones en anillo para mejorar la confiabilidad del servicio.

Calidad de la Potencia en el SDL: La calidad de la potencia en los sistemas de distribución hace referencia a la forma de la onda eléctrica y a su magnitud.

En Colombia, la Resolución CREG 070 de 1998 establece los estándares de calidad de la potencia, los cuales regulan los siguientes aspectos:

- Regulación de tensión

- Regulación de frecuencia
- Contenido de armónicos (distorsión de la onda sinusoidal)
- Fenómenos de distorsión de onda como *sags* (caídas de tensión), *swells* (aumentos de tensión), *flicker* (parpadeo), entre otros.

Seguridad: La seguridad en los sistemas de potencia comprende diversos enfoques, entre ellos: Seguridad inherente, que consiste en “minimizar las situaciones originadas en el sistema de potencia que impliquen riesgos para las personas, el medio ambiente, el sistema mismo o los equipos del usuario”. Seguridad operativa, entendida como “la habilidad del sistema para responder rápidamente a los disturbios, lo cual está directamente relacionado con la estabilidad electromecánica del sistema”. Para garantizar estos aspectos de seguridad, se implementan sistemas de protección y control especializados (Zapata, 2016).

Confiabilidad: La confiabilidad (o *reliability*, en inglés) se define como la capacidad del sistema para cumplir su misión, y se asocia principalmente con la continuidad del servicio, asegurando el cumplimiento de los requisitos de calidad de la potencia y seguridad. No es posible garantizar una continuidad del servicio del 100 % bajo todas las condiciones de operación, debido a varios factores de incertidumbre, entre los que se incluyen (Zapata, 2016):

- La disponibilidad de los componentes del sistema, afectada por fallas aleatorias internas o externas.
- La disponibilidad de los recursos de generación.
- La variabilidad en la demanda de los usuarios.
- Las limitaciones económicas que dificultan la mejora en calidad o redundancia de los sistemas.

2.5.1 Clasificación de Redes.

Las redes de las empresas de distribución tienen como punto de partida las denominadas subestaciones de distribución primaria, estas tienen el objetivo de reducir el nivel de tensión de transporte a niveles de voltajes de distribución. Las redes alta tensión de distribución de las empresas eléctricas son llamadas comúnmente en esta parte de los sistemas como: red primaria, las que pueden ser tanto aéreas como subterráneas, y que a la vez, pueden alimentar directamente a clientes de gran consumo que cuentan con transformadores propios (llamados clientes de AT o MT), o bien, a subredes por medio de transformadores de baja tensión de distribución, a las que se conectan clientes que poseen niveles de potencia bajos y medianos.

De acuerdo a lo definido en la regulación colombiana existen cuatro niveles de tensión en la resolución CREG 065 del 2012 (COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, 2012):

Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV. – Sistema de Transmisión Regional
- Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV. – Sistema de Distribución Local
- Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV. - Sistema de Distribución Local
- Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV. - Sistema de Distribución Local.

Los sistemas de manera general se dividen en dos: sistemas radiales y sistemas anillados:

Los sistemas radiales consisten en poseer un conjunto de alimentadores que suministran en forma individual, a un grupo de transformadores. Cuando la red radial alimenta a transformadores, se obtienen las redes de baja tensión, normalmente trifásicas y sólidamente aterrizadas. Una desventaja de los sistemas radiales es que al presentarse una falla en su transformador o alimentador principal, todos los clientes en baja tensión asociados a estos quedan sin suministro. Estas son redes que sacrifican confiabilidad por una red más económica.

Por otro lado, los sistemas anillados cuentan con diferentes puntos de alimentación, proporcionando continuidad del servicio en caso de que ocurra falla en alguno de los extremos de alimentación, logrando de esa manera suministrar energía por el punto de alimentación que está operando sin falla. La gran ventaja de esta topología es la continuidad del servicio respecto al sistema radial, sin embargo se hace más compleja su operación en el sistema.

2.5.2 Características de Operación.

Para verificar las características de operación, confiabilidad y seguridad de un sistema de distribución, es necesario realizar una serie de estudios técnicos y analíticos; estos entregan índices de funcionamiento y operación, cuya exactitud dependerá de los modelos empleados en la representación y simulación del sistema. Los estudios típicos que se efectúan sobre un sistema de distribución son los siguientes:

- Flujos de potencia
- Cálculo de corrientes de cortocircuito
- Cálculos de regulación de tensión y compensación de reactivos

- Par y arranque de motores

2.5.3 Elementos de un Sistema de Distribución.

Un sistema típico de distribución está compuesto por los siguientes elementos:

- Sistema de Subtransmisión: Este sistema es el encargado de transferir la energía de los respectivos centros de producción o generación de las líneas de Subtransmisión de nivel de tensión III, estas entregan energía a las subestaciones de distribución.
- Subestación de Distribución: Esta es la encargada de transformar la energía a un nivel de tensión más bajo, adecuado para la distribución local, compuesta por la llegada de líneas de transmisión o subtransmisión, transformador de reducción de tensión, salida de líneas primarias, equipos de protección y medida. Estas instalaciones cuentan con su respectivo centro de control y mantenimiento.
- Sistema de Distribución Primaria: Está compuesto por el conjunto de líneas y seccionamientos que alimentan un área definida, compuesta por troncales de línea que enlazan con ramales a transformadores de distribución.
- Transformadores de Distribución: Estos son los encargados de reducir la energía a nivel I para uso final y generalmente están situados en postes con cámaras subterráneas y cerca a los centros de consumo.
- Redes de Distribución Secundarias: Son el conjunto de líneas que transportan energía enlazando transformadores de distribución y acometidas de uso final.
- Acometidas: Son las encargadas del transporte de energía de las redes de distribución secundaria a los empalmes del medidor de energía en cada punto de conexión.

- Red de Alumbrado Público: Esta incluye las exigencias relativas al alumbrado y su instalación en vías principales, secundarias, calles, locales, cruces, plazas, parques, entre otros, formado por luminarias, lámparas y accesorios de montaje.
- Contadores de energía (Medidores): Estos son los encargados de censar el consumo de energía en kilovatios/hora para su respectiva facturación por parte del comercializador.

2.6 Mantenimiento en los Sistemas de Distribución

Los Operadores de Red (OR) que administran los Sistemas de Distribución Local (SDL) cuentan con diversas áreas responsables del mantenimiento de las líneas, equipos y demás componentes del sistema.

Por lo general, las actividades de mantenimiento se dividen en:

- Mantenimiento en alta tensión, que abarca las subestaciones y líneas energizadas con niveles de tensión superiores a 66 kV.
- Área de mantenimiento en media y baja tensión (MT/BT), encargada de los circuitos y líneas con niveles de tensión entre 1 kV y 66 kV, así como de la red de baja tensión (BT), incluyendo transformadores y demás equipos conectados a esta red.
- En algunos casos, existe un área especializada para el mantenimiento de subestaciones eléctricas, dada la criticidad y complejidad de estas instalaciones.
- También puede existir una unidad específica para el mantenimiento de equipos de control o telecontrolados, fundamentales para la operación remota del sistema.

Todas las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar con un Sistema de Gestión de Activos (SGA), cuyo propósito es garantizar la operación del sistema en condiciones óptimas y al menor costo posible. Este sistema se encuentra regulado por la norma ISO 55000:2014.

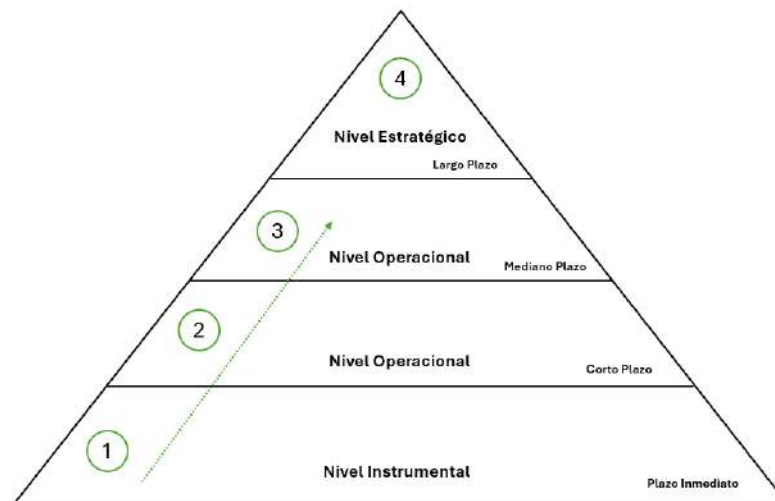
En el contexto específico de un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, el mantenimiento puede entenderse como el conjunto de acciones destinadas a preservar la funcionalidad de los diferentes componentes del sistema, tales como las líneas o circuitos de distribución, subestaciones de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias y servicios (incluyendo acometidas y medidores). Estas actividades deben asegurar el cumplimiento de los estándares de calidad y confiabilidad establecidos por los organismos reguladores.

En este sentido, algunos autores han abordado el mantenimiento desde una perspectiva más profunda. Por ejemplo, en el libro *Mantenimiento: Planeación, ejecución y control* (Mora, 2012) se plantea según sus investigaciones que el mantenimiento reúne las características necesarias para ser considerado una ciencia, lo que ha permitido desarrollar conceptos y conocimientos técnicos a partir de la experiencia práctica.

Este autor propone lo que denomina un enfoque sistémico kantiano del mantenimiento, el cual parte de la idea de que todo sistema está constituido originalmente por tres elementos fundamentales: personas, artefactos y entornos. Si trasladamos esta visión a un sistema eléctrico de distribución, se puede establecer una analogía en la que esos tres elementos están representados por la infraestructura eléctrica, las actividades de mantenimiento y los procesos de operación del sistema (Rodríguez, 2019).

Bajo este enfoque, el autor mencionado plantea cuatro niveles al jerarquizar los diferentes tópicos que maneja el mantenimiento:

Ilustración 1. Niveles y categorías del mantenimiento bajo enfoque sistémico



Nota: La ilustración representa la jerarquización de los cuatro niveles o categorías mencionadas por el autor. Ilustración elaborada en base a lo descrito en *PLAN DE MANTENIMIENTO PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN CENTRADO EN CONFIABILIDAD* (p. 65) por F. Rodríguez, 2019, ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

NIVEL INSTRUMENTAL: El nivel instrumental abarca todos los recursos necesarios para implementar y operar un sistema efectivo de gestión y mantenimiento. Este nivel incluye aspectos fundamentales como la información técnica, los equipos y herramientas, los repuestos y utensilios, así como los insumos y materias primas específicas del mantenimiento. También contempla las técnicas de intervención, los registros históricos de fallas y reparaciones, las inversiones e inventarios, las reparaciones y modificaciones realizadas, y los recursos operativos involucrados. En este último aspecto, se consideran tanto los trabajadores como su entrenamiento y capacitación

continua, elementos clave para asegurar la eficiencia y sostenibilidad del sistema de mantenimiento.

NIVEL OPERACIONAL: El nivel operacional se refiere al conjunto de acciones y/o prácticas que el prestador del servicio de mantenimiento puede llevar a cabo sobre los equipos, en respuesta a las necesidades y expectativas del sistema y del cliente. Estas acciones comprenden intervenciones correctivas, preventivas, predictivas y modificativas, todas orientadas a garantizar la funcionalidad, disponibilidad y confiabilidad de los activos a lo largo de su ciclo de vida.

NIVEL TÁCTICO: El nivel táctico abarca el conjunto de acciones de mantenimiento que se implementan sobre un equipo específico o grupo de equipos, con el propósito de alcanzar objetivos definidos, siguiendo las normas, procedimientos y lineamientos previamente establecidos. En este nivel se aplican metodologías reconocidas como el TPM (Mantenimiento Productivo Total), el RCM (Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad), la combinación TPM & RCM, el PMO (Optimización del Mantenimiento Planeado), así como enfoques de mantenimiento reactivo, proactivo, de clase mundial o modelos como el RCM Scorecard, que vinculan las estrategias de mantenimiento con los objetivos estratégicos de la organización.

NIVEL ESTRATÉGICO: El nivel estratégico está conformado por un conjunto de metodologías orientadas a evaluar la efectividad de las tácticas de mantenimiento implementadas. Su propósito es determinar el grado de éxito alcanzado a través del análisis de indicadores clave de desempeño, índices de eficiencia y métricas comparativas, que permitan contextualizar los resultados obtenidos frente a referentes del sector, tanto a nivel local como nacional e internacional. Este nivel funciona como una guía para alcanzar los objetivos estratégicos deseados, y se apoya en herramientas como el LCC (Costo del Ciclo de Vida), el CMD (Análisis de

Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad), la gestión de costos y enfoques como la ingeniería de mantenimiento, entre otros.

2.6.1 Modelo de gestión de Mantenimiento.

A continuación se presenta un modelo para la gestión del mantenimiento en un ciclo de mejora continua, el cual se ha desarrollado en el documento *Propuesta de un modelo de gestión de mantenimiento y sus principales herramientas de apoyo* (Pablo Viveros, 2013) considerando numerosas propuestas a lo largo de las dos últimas décadas. Este modelo surge con la necesidad de contemplar la gestión del mantenimiento dentro de los contextos estratégicos y operacionales, de la misma manera tiene en cuenta las restricciones reales que podrían limitar el diseño de los planes de mantenimiento preventivo y los recursos necesarios para ello.

Este modelo ha sido concebido considerando dos posibles escenarios de partida. Si el proyecto se encuentra en su fase de diseño, el proceso debe iniciar con el Análisis del Ciclo de Vida (LCCA). En cambio, si el sistema ya está en operación, el punto de partida será la jerarquización de los equipos críticos, lo cual requiere una evaluación detallada para su optimización. El modelo describe cómo gestionar y optimizar de manera continua y realista todos los procesos asociados a la planificación, programación y ejecución del mantenimiento, siempre dentro de un contexto operativo real, reconociendo las restricciones que pueden impactar la eficiencia y eficacia de la gestión del mantenimiento industrial. Cada etapa del modelo representa una acción que precede a la siguiente, estableciendo una secuencia única, estructurada y no reversible, con dos rutas de inicio según la situación inicial del sistema. Se trata de un modelo dinámico, secuencial y en bucle cerrado, diseñado para guiar de forma precisa el curso de las

acciones necesarias en la gestión del mantenimiento, asegurando así su eficiencia, efectividad y una mejora continua. Es importante resaltar que la implementación adecuada del modelo requiere que la organización disponga de información suficiente y actualizada sobre sus activos y procesos. En caso contrario, será necesario incorporar actividades complementarias que permitan desarrollar de manera efectiva cada una de las etapas contempladas.

A continuación se exponen las etapas del modelo suponiendo que la organización ya gestiona, en menor o mayor medida, el mantenimiento (J. De Andres, 2009).

Etapas 1: Análisis de la situación actual. Definición de objetivos, estrategias y responsabilidades de mantenimiento: Esta etapa abarca la evaluación inicial o existente del proceso de gestión de mantenimiento. Esta evaluación o diagnóstico debe considerar los aspectos relacionados con el mantenimiento de los equipos de los cuales se tenga información, por ejemplo, la planificación, programación y ejecución de las tareas de mantenimiento, histórico de fallas, indicadores de tiempo medio entre fallas (MTTF) y tiempo medio de reparación (MTTR), recursos financieros asignados al mantenimiento, impacto económico o en producción (consecuencia de falla del equipo) por parada no programada de la planta (sistema) o subsistema, entre otros (J. De Andres, 2009) (L. Barberá, 2010).

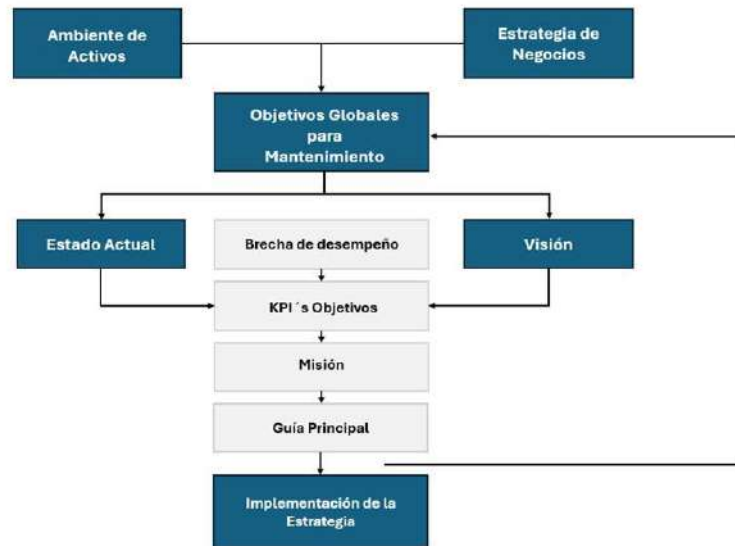
Ahora bien, para lograr una correcta gestión del mantenimiento este debe estar direccionado a unos objetivos (metas) que se alcanzarán estableciendo una estrategia de organización y responsabilidades operativas y gerenciales, tal como se menciona en el documento *Propuesta de un modelo de gestión de mantenimiento y sus principales herramientas de apoyo* (Pablo Viveros, 2013):

A partir de los objetivos corporativos del negocio, es fundamental establecer metas específicas para el área de mantenimiento. Esto implica definir valores estimados y alcanzables para diversos indicadores de gestión, tales como la disponibilidad de los equipos, la confiabilidad operacional, los niveles de seguridad, el nivel de riesgo, entre otros. Asimismo, se debe realizar una evaluación del desempeño actual de las instalaciones productivas, contrastándolo con sus capacidades nominales, con el fin de identificar brechas de rendimiento y oportunidades de mejora.

Finalmente, es esencial identificar y establecer los Indicadores Clave de Desempeño (Key Performance Indicators - KPIs) que permitirán medir y monitorear de forma efectiva el rendimiento de las instalaciones, facilitando así una gestión orientada a resultados y alineada con los objetivos estratégicos de la organización.

La gestión del mantenimiento debe asegurar la alineación de todas sus actividades con la estrategia definida en los niveles estratégico, táctico y operativo de la organización. Una vez que las prioridades del negocio han sido traducidas en prioridades específicas para el mantenimiento, se procede a la formulación de la estrategia de mantenimiento, en coherencia con los objetivos corporativos. Este proceso da lugar a la construcción de un plan de mantenimiento general para la empresa, el cual será posteriormente desarrollado y orientado hacia aquellos activos identificados como críticos, con el fin de garantizar su disponibilidad, confiabilidad y contribución directa al logro de los resultados esperados.

Ilustración 2. Modelo para la definición de la estrategia



NOTA: Elaborado en base a “The maintenance management framework”. Models and methods for complex systems maintenance. A. Crespo Márquez. Springer Verlag. 1st Edition, p. 333. London,

Las acciones en el nivel táctico tienen como objetivo asegurar una asignación eficiente de los recursos disponibles, incluyendo las competencias del personal, los materiales, los equipos de prueba y medición, entre otros. Esta planificación permitirá la elaboración de un programa detallado que contenga todas las tareas de mantenimiento a ejecutar, junto con la definición de los recursos necesarios para su correcta implementación.

Por su parte, las acciones en el nivel operativo deben garantizar que dichas tareas se ejecuten correctamente, por parte de los técnicos designados, en los tiempos establecidos, siguiendo los procedimientos técnicos definidos y utilizando las herramientas e instrumentos adecuados, asegurando así la calidad y efectividad del proceso de mantenimiento.

Etapas 2: Jerarquización de equipos: Es de vital importancia definir la priorización de las actividades de acuerdo a la criticidad de los activos, es decir, el grado de impacto en el sistema y sobre los objetivos del negocio.

El análisis de criticidad es un conjunto de metodología que permite definir la jerarquía o prioridades de un proceso, sistema, equipos y/o, según el parámetro de valor conocido como “Criticidad” que es proporcional al “Riesgo”, generando una estructura que facilita la toma de decisiones acertadas y efectivas, direccionando los esfuerzos y recursos técnico-económicos en áreas y eventos que tienen mayor impacto en el negocio (Pablo Viveros, 2013).

Las técnicas utilizadas para la evaluación de activos se clasifican en tres categorías: cualitativas, cualitativo-cuantitativas y cuantitativas. Estas metodologías permiten clasificar sistemáticamente los activos según su nivel de criticidad, asignándolos a categorías como críticos, moderadamente críticos o no críticos, con base en su índice de riesgo. En situaciones donde no se dispone de datos históricos confiables, es posible aplicar técnicas cualitativas que faciliten una gestión inicial eficaz del mantenimiento, permitiendo avanzar hacia una mayor precisión y efectividad en las decisiones operativas conforme se acumule información operativa relevante.

El método Cualitativo se basa en opiniones de especialistas con criterios técnicos y financieros para clasificar los equipos, se caracterizan por su simplicidad, efectividad y rigor para validar la información. Generalmente, se utilizan como criterios la consecuencia (Alto-Medio-Bajo) y complejidad (Compleja-Mediana-Sencilla), en donde la escala numérica para cada criterio pudiese ser 1-5-10.

Los métodos cualitativo-cuantitativo, involucran datos de entrada como frecuencia de falla, impacto de falla, costos de reparación, tiempo de reparación, impactos de seguridad y ambiental en la parte cuantificada y la parte cualitativa por una escala o criterio para cada variable medible.

La criticidad se define como el producto de la frecuencia por la consecuencia de la falla. La frecuencia es el número de fallas en un tiempo determinado. Para cuantificar la consecuencia de la falla se utilizan varios factores o criterios de importancia en función a las necesidades del activo.

$$\mathbf{Riesgo = F * C} \quad \mathbf{(1)}$$

donde,

F (Frecuencia): Número de Fallas en una ventana de tiempo de estudio.

C (Consecuencia): (Impacto Operacional * Flexibilidad) + Costos de Mantenimiento + Impacto (Seguridad – Ambiente).

Los métodos cuantitativos tienen un enfoque probabilístico y económico para las variables de la criticidad del sistema. Se deben valorizar financieramente variables como: costos directos de mantenimiento (repuestos, H.H., insumos, etc.), impacto económico por indisponibilidad del sistema (pérdida de producción total o parcial según configuración lógica funcional), impactos en seguridad e impacto ambiental.

Existen otros métodos de jerarquización basados en indicadores de confiabilidad y mantenibilidad, tanto para hacer un ranking a nivel de modos de falla como también de equipos y subsistemas.

Etapas 3: Análisis de puntos débiles en equipos de alto impacto: Este paso abarca la inspección técnica visual a detalle de todos los equipos críticos, los medianamente críticos se

inspeccionarán someramente y los no críticos, solo cuando sea estrictamente necesario, por ejemplo, en caso de una falla.

Estas inspecciones permiten conocer el estado actual de operación de los equipos y toda la información necesaria para establecer sus necesidades de mantenimiento. También es de su importancia analizar los equipos con fallas repetitivas y crónicas a partir de los históricos de falla con mayor énfasis para los equipos críticos.

Existen diferentes métodos para realizar análisis de puntos débiles en activos críticos, uno de los más utilizados es el Análisis Causa Raíz (ACR). Se trata de una metodología que permite de forma sistemática identificar las causas raíz primarias de las fallas, para aplicar posteriormente soluciones que las eliminen de forma definitiva. Las causas por las cuales las fallas aparecen pueden clasificarse en físicas, humanas o latentes/organizacionales (Rausand, 1998).

La causa física es la causal de falla y la explicación técnica del motivo por el cual falló el activo. La causa humana incluye los errores humanos que puedan aportar a la falla. Finalmente, las causas latentes comprenden aquellas deficiencias estructurales a nivel organizacional y de gestión que propician la ocurrencia de errores humanos y contribuyen a que ciertas fallas en los sistemas y procedimientos se vuelvan recurrentes o crónicas, debido a la falta de acciones correctivas efectivas a lo largo del tiempo.

Etapa 4. Diseño de planes de mantenimiento y recursos necesarios: El diseño de los planes de mantenimiento se puede dividir en dos partes:

1. Gestión de los datos de los equipos a analizar. Se determinan las diferentes funciones de los equipos bajo su contexto operacional y sus posibles fallas. Por último, se analizan las causas raíz de esas posibles fallas. Con toda esta información, se realiza una

- evaluación de las consecuencias de cada falla en cada uno de los objetos de impacto (Operacional, Seguridad, Medio Ambiente y Costo).
2. Establecer las tareas de mantenimiento (factibles técnicamente y rentables financieramente) de las diferentes fallas. Para cada modo de falla o causa raíz identificada, se establece la tarea de mantenimiento correspondiente, junto con la frecuencia de su ejecución, el responsable asignado para llevarla a cabo, y la evaluación del riesgo residual resultante tras la implementación del plan de mantenimiento.

Etapa 5. Programación del mantenimiento y optimización en la asignación de recursos: En esta etapa se debe realizar una programación detallada de todas las actividades de mantenimiento, considerando para ello las necesidades de producción en la escala temporal y el coste de oportunidad para el negocio durante la ejecución de las tareas. La programación de las actividades de mantenimiento pretende optimizar la asignación de recursos tanto humanos como materiales, así como minimizar el impacto en la producción. La programación del mantenimiento debe efectuarse a corto (< 1 año), medio (1-5 años) y largo plazo (> 5 años) (Pablo Viveros, 2013).

Etapa 6. Evaluación y control de la ejecución del mantenimiento: Las actividades de mantenimiento deben ser ejecutadas, evaluadas y controladas para seguir los objetos de negocio y los valores estipulados para los KPIs de mantenimiento. El control sobre la ejecución permite retroalimentar y mejorar de manera continua la eficacia y eficiencia del diseño de los planes de mantenimiento.

El diseño del sistema de información para mantenimiento debe orientarse a la recolección y procesamiento de datos relevantes, con el propósito de satisfacer las necesidades que permitan

cumplir los objetivos fundamentales de la gestión del mantenimiento: mejorar la eficacia operativa y reducir los costos asociados. Para lograrlo, los datos recopilados deben ser confiables y consistentes. En este sentido, el formato de las órdenes o reportes de trabajo debe estar diseñado de forma estandarizada y sencilla, facilitando su comprensión y uso por parte de los técnicos y responsables del mantenimiento. Solo así se podrá garantizar la calidad de la información recopilada y su utilidad en el análisis posterior. Este aspecto es crítico para el correcto funcionamiento del sistema de información, y aplica de igual manera a todos los documentos e instrumentos de captura de datos que lo integran.

Etapas 7. Análisis del ciclo de vida y de la posible renovación de equipos:

La gran cantidad de variables que se deben manejar a la hora de estimar los costos reales de un activo a lo largo de su vida útil, generan un escenario de alta incertidumbre (Ong., 2002). A menudo el costo total del sistema de producción no es visible, en particular aquellos costos asociados con: la operación, el mantenimiento, las pruebas de instalación, la formación del personal, entre otros. El costo del ciclo de vida se determina identificando las funciones aplicables en cada una de sus fases (diseño, fabricación y producción), calculando el costo de estas funciones y aplicando los costos apropiados durante toda la extensión del ciclo de vida (Ahmed., 1995).

Mediante un análisis de costo de ciclo de vida se determina el costo de un activo durante su vida útil. El análisis de un activo típico podría incluir costos de planificación, investigación y desarrollo, producción, operación, mantenimiento y retirada del equipo (Guangbin, 2007). Los costos de adquisición del equipo (que incluyen investigación, diseño, prueba, producción y construcción) son por lo general obvios, pero el análisis de costos de ciclo de vida depende crucialmente de valores derivados de la fiabilidad, por ejemplo, del análisis de la tasa de fallas, del

costo de las piezas de recambio, de los tiempos de reparación, de los costos de los componentes, etc. Un análisis de costos de ciclo de vida resulta necesario para una óptima adquisición de nuevos equipos (reemplazo o nueva adquisición) (Jardine., 2001), ya que pone de manifiesto todos los costos asociados con un activo (además del precio de adquisición), permitiendo a la gerencia desarrollar predicciones con mayor precisión.

Consideraciones del modelo

Con la aplicación de nuevas tecnologías de mantenimiento, el concepto “e-maintenance” emerge como componente del concepto “e-manufacturing” el cual promueve el beneficio de las nuevas tecnologías de la información y comunicación para crear entornos corporativos y distribuidos multiusuario. “E-Maintenance” puede ser definido como un soporte de mantenimiento que incluye recursos, servicios y/o gestión, factores necesarios para desarrollar la correcta ejecución de un proceso proactivo de toma de decisiones en el área de mantenimiento. Este soporte no sólo incluye tecnologías como Internet, sino también actividades “e-maintenance” (operaciones y procesos) como es el caso del “e-monitoring”, “e-diagnosis”, “e-prognosis, entre otras. (Lee, 2006) (A. Tsang, 1999).

Otro aspecto fundamental dentro del modelo propuesto es el entrenamiento técnico y la implicación del personal en todos los niveles de la organización. La participación y comprometida de los colaboradores involucrados en las actividades de mantenimiento constituye un factor clave para el éxito de la estrategia y para el fortalecimiento de una cultura organizacional orientada a la mejora continua. Del mismo modo, la información recopilada desde las distintas unidades del proceso debe ser completa, precisa, actualizada y coherente con los objetivos del sistema, ya que

constituye la base para una toma de decisiones informada y efectiva en la gestión del mantenimiento (Pablo Viveros, 2013).

Herramientas (software) avanzado de apoyo a la gestión del mantenimiento: A continuación se justifica la necesidad de implantación de una herramienta software que dé soporte a la gestión global del mantenimiento y se exponen las principales ventajas que se pueden obtener (Pablo Viveros, 2013):

- Disponibilidad de información para la toma de decisiones: control de costos, equipos críticos, repuestos, proveedores, personal o sobre cualquier otro parámetro relevante.
- Gestión de recursos, planificación y control de la ejecución del mantenimiento. Un software de gestión del mantenimiento posibilita la captura y utilización de una gran cantidad de datos y parámetros.

Las principales características operativas que debe tener cualquier herramienta software de gestión del mantenimiento son:

- Creación o conexión con base de datos de las instalaciones: datos técnicos, situación operativa, costos asociados y valor del inmovilizado.
- Almacenamiento y análisis del histórico de operaciones: fecha, duración, costo, operarios, equipos, repuestos, etc.
- Establecimiento de niveles de alarma para determinados parámetros.
- Planificación y gestión de tareas, recursos e inventario. • Jerarquización de sistemas y equipos.
- Control del estado de cada orden de trabajo y de la ejecución de los programas de mantenimiento preventivo.

- Generación de informes.
- Análisis de las fallas.

Integración de herramientas de soporte al sistema informático: Es necesario generar una política común de integración a todos los niveles de la organización, de este modo todas las herramientas/software de apoyo a las diferentes unidades y procesos del negocio se deben integrar en un lenguaje común que facilite su utilización multiusuario, la generación de conocimiento, el análisis de gestión de las unidades y evaluaciones económicas globales de impacto sobre el negocio, entre otras. Por ello, la capacidad de integración de estas herramientas software con la base de datos existente en la organización (CMMS y otros sistemas EAM) es clave para el éxito de su implantación (Pablo Viveros, 2013).

Selección de repuestos críticos: Las empresas responden a la necesidad con una demanda de productos que va ligado a criterios de eficiencia y rentabilidad, tales como: mínimos costos y máxima satisfacción del cliente. En el campo del mantenimiento, esto se representa en una minimización del inventario de repuestos, garantizando disponibilidad de los equipos requeridos pero se convierte en una tarea compleja por los diferentes criterios y eventos que se puedan presentar.

En el contexto técnico, resulta necesario buscar un balance que permita asegurar el nivel deseado de disponibilidad de equipos con el mínimo capital posible. Debido a que cuantas más piezas de repuesto se disponga en stock más seguro será para la operación pero representa un alto capital inmovilizado.

Los principales aspectos por considerar en la selección de repuestos críticos incluyen: la criticidad de los equipos, que implica su jerarquización en función del impacto operativo; la tasa de consumo o frecuencia con la que se requiere el repuesto; los plazos de aprovisionamiento, que determinan el nivel de cobertura necesario para evitar paradas no planificadas; y el costo unitario, que debe evaluarse en relación con la disponibilidad, almacenamiento y rotación del inventario.

El concepto de repuestos críticos abarca la integración de tres procesos: diseño de planes, programación y ejecución del mantenimiento, esta información debe ser una entrada para almacén, gestión y políticas de compra de partes y repuestos, según el contexto de operación, puedan afectar de una u otra manera a la gestión óptima de los repuestos en una organización.

2.7 Marco Regulatorio respecto al mantenimiento en los Sistemas de Distribución

Como se ha mencionado previamente, la norma ISO 55000:2014 es el estándar internacional que establece los principios y requisitos generales para la gestión de activos en una organización. Esta norma proporciona una guía estructurada para optimizar el valor de los activos a lo largo de todo su ciclo de vida, y sirve como base para el desarrollo e implementación de las normas complementarias ISO 55001 e ISO 55002. Dentro de este marco, el término "sistema de gestión de activos" hace referencia al conjunto de elementos interrelacionados de una organización utilizado para establecer políticas, objetivos y procesos necesarios para gestionar sus activos de manera eficaz y alineada con la estrategia organizacional (ISO (Organización Internacional de Normalización), 2014). En el contexto de las empresas de distribución de energía eléctrica, uno de los activos más críticos y estratégicos es el transformador, dada su función esencial en la operación continua y confiable del sistema.

El marco regulatorio asociado al mantenimiento de los activos en los sistemas distribución abarca diferentes ámbitos, inicialmente es importante mencionar bajo el marco de la regulación colombiana, rige el Reglamento de Instalaciones Eléctricas (RETIE) da a conocer los requerimientos para la conformidad de las actividades de diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos. En este se definen los requisitos generales del personal competente, instalaciones, operación y mantenimiento.

Adicionalmente, El Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC) ha adoptado y adaptado muchas normas internacionales de mantenimiento eléctrico. Algunas aplicables son:

NTC 2050 (basada en el *NEC – National Electrical Code* de EE. UU.): requisitos técnicos para instalaciones eléctricas. En esta se establecen requisitos mínimos para unas instalaciones eléctricas seguras cubriendo aspectos como canalizaciones, protección contra sobrecorrientes, puesta a tierra, disposición de tableros, entre otros aspectos. Determina practicas apropiadas para la revisión, pruebas y sustitución de elementos de un sistema de distribución.

NTC 5001: Esta norma técnica colombiana establece directrices claras para la planificación y ejecución del mantenimiento preventivo en instalaciones eléctricas, proporcionando lineamientos específicos para la inspección, limpieza, pruebas eléctricas, ajustes, lubricación y registros técnicos con el fin de estandarizar los programadas de mantenimiento preventivo según el tipo de equipo, carga y entorno.

NTC ISO 14224: Esta norma brinda directrices para la recopilación, organización y análisis de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos industriales, con esta se busca estandarizar la forma en que se recopilan los datos sobre fallas, reparaciones y tiempos de mantenimiento. Esto es importante debido a que representa un apoyo en la toma de decisiones basado en históricos,

evaluaciones de riesgo, mantenimientos y priorización de inversiones. Define taxonomías y códigos para fallas, modos de falla, causas y acciones de mantenimiento que permiten calcular métricas como: MTBF (*Mean Time Between Failures*), MTTR (*Mean Time To Repair*) y Disponibilidad operativa de activos

El punto de vista desde el marco regulatorio de la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) existen algunas resoluciones que apuntan al desarrollo de los procesos de mantenimiento, tales como:

Resolución CREG 015 de 2018: Define la metodología de remuneración del operador de red e introduce incentivos y penalizaciones por indicadores de calidad (SAIDI, SAIFI) a su vez el mantenimiento influye directamente en los indicadores de calidad del servicio (SAIDI y SAIFI) y mejores indicadores generan incentivos económicos, mientras que bajos desempeños generan penalizaciones, adicional estimula a los OR a ejecutar planes de mantenimiento predictivo y preventivo para mantener o mejorar sus indicadores.

CREG 070 de 1998: Establece los estándares mínimos de calidad del servicio en la distribución de energía eléctrica en Colombia, regula aspectos como continuidad, frecuencia de interrupciones, tiempos de reconexión, voltajes permitidos, etc. Define niveles de servicio aceptables para usuarios regulados y exige la implementación de acciones correctivas y preventivas y obliga a los OR a ejecutar planes de mantenimiento que garanticen continuidad y calidad del suministro. Adicional, sirve como base para auditorías de calidad y cumplimiento técnico.

CREG 097 de 2008: Esta resolución define el marco normativo para el cálculo, reporte y seguimiento de los indicadores de calidad del servicio técnico y comercial en el Sistema de Distribución Local (SDL), y aplica a todos los operadores de red. Estos indicadores clave

relacionados con mantenimiento son: SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*), SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), Tiempo de restablecimiento del servicio y Tiempo de atención a daños y fallas. El desempeño del operador respecto a estos indicadores está directamente influenciado por la calidad de sus planes de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo y el incumplimiento de las metas exigidas conlleva a sanciones o ajustes en la remuneración del OR, lo que incentiva la gestión eficiente de los activos y su mantenimiento.

Desde el ámbito internacional existen diferentes normas adoptadas por muchos países y que se alinean a las necesidades de las actividades de mantenimiento.

1. IEC – Comisión Electrotécnica Internacional

IEC 60364: Esta norma establece los requisitos para la verificación y mantenimiento periódico de instalaciones eléctricas de baja tensión, esto incluye inspecciones, pruebas de continuidad, resistencia de aislamiento y funcionamiento de protecciones.

IEC 60050-191: Esta norma define términos estandarizados de mantenimiento, confiabilidad, fallas, etc., útiles en la planificación de mantenimiento técnico.

IEC 60076-7:2018: Esta norma ofrece guías para la vida útil y mantenimiento de transformadores, pieza clave en redes de distribución.

IEC 60300-3-11:2009: Esta norma ofrece orientación para implementar mantenimiento centrado en confiabilidad en sistemas eléctricos.

2. IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IEEE 3006.2-2016: Esta norma ofrece una guía para evaluar la confiabilidad de sistemas eléctricos existentes, incluyendo métodos para calcular SAIDI, SAIFI, MTBF, MTTR y ayuda a

evaluar la efectividad de las prácticas de mantenimiento y si están brindando la confiabilidad esperada.

IEEE Std 902 (*Yellow Book*): Esta norma tiene como alcance establecer las buenas prácticas para la operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas industriales y comerciales, esto incluye la seguridad eléctrica, cronogramas de mantenimiento, inspecciones visuales, pruebas periódicas y documentación técnica.

IEEE 493 (*Gold Book*): Esta norma menciona las recomendaciones para el diseño confiable de sistemas eléctricos, con un enfoque en el mantenimiento como parte estratégica de la confiabilidad.

3. NFPA 70B (EE. UU.) – Mantenimiento de instalaciones eléctricas

NFPA 70 – *National Electrical Code* (NEC): Esta norma norteamericana es una referencia para instalaciones eléctricas seguras y esta es adoptada parcialmente en Colombia a través de la NTC 2050, en esta se definen distancias mínimas de seguridad, protecciones, condiciones de inspección y recomendaciones para mantenimiento seguro.

NFPA 70B – *Standard for Electrical Equipment Maintenance*: Esta norma es una guía completa para la planificación y ejecución del mantenimiento preventivo y predictivo de equipos eléctricos, incluyendo cronogramas recomendados, pruebas, inspecciones termográficas y registros de mantenimiento.

NFPA 70E – *Standard for Electrical Safety in the Workplace*: Esta norma establece las practicas seguras de trabajo eléctrico, incluyendo las relacionadas con el mantenimiento, adicional establece el requerimiento de análisis de riesgo antes de actividades de mantenimiento en equipos energizados y define niveles de equipos de protección personal (EPP).

3. Metodologías de Mantenimiento en los Sistemas de Distribución

Las herramientas y metodologías utilizadas en el mantenimiento preventivo y predictivo de las redes de distribución abarcan diversas actividades, como mediciones termográficas en los elementos de la red, mediciones de tensiones y corrientes en componentes específicos del sistema, inspecciones visuales, poda y tala de árboles cercanos a la infraestructura eléctrica, lavado de aisladores y trabajos de mantenimiento locativo. Estas acciones contribuyen a mejorar la calidad del servicio prestado a los usuarios.

3.1 Termografía

La termografía se posiciona como una herramienta eficaz para la inspección de sistemas eléctricos, ya que permite identificar posibles fallas antes de que se produzcan, reduciendo así la probabilidad de interrupciones en el servicio.

Todos los objetos emiten radiación térmica como resultado del movimiento de sus partículas subatómicas; a mayor movimiento, mayor radiación emitida y, por tanto, mayor temperatura.

La termografía es una técnica que permite medir dicha radiación térmica, con base en la ley de Wien, la cual establece que *la longitud de onda en la que un cuerpo negro alcanza su máximo de radiación es inversamente proporcional a su temperatura*. Las cámaras termográficas detectan la radiación infrarroja emitida por los objetos y la transforman en una imagen denominada termograma. Según la norma ISO 18434-1, un termograma es un *mapa térmico o imagen en la que los tonos de gris o colores representan la distribución de energía térmica radiante sobre la superficie del objeto inspeccionado* (Alejandro, 2017), básicamente donde una gama de colores representa los niveles de temperatura.

La termografía es una técnica de mantenimiento predictivo que emplea cámaras termográficas para detectar puntos calientes en los cuales podrían presentarse fallas, permitiendo así intervenir y corregirlas antes de que ocurran. Esta técnica es ampliamente utilizada en la inspección de transformadores, interruptores, equipos de maniobra, empalmes y puntos de conexión, entre otros componentes del sistema eléctrico. Mediante el análisis termográfico, es posible identificar puntos débiles ocultos y puentes térmicos, contribuyendo a la mejora de la confiabilidad del sistema y a la prevención de interrupciones no programadas.

Todos los componentes eléctricos, electrónicos o mecánicos experimentan variaciones de temperatura como consecuencia de malos funcionamientos, falsos contactos, fricciones excesivas o rozamientos, entre otros factores. Estas pérdidas de calor no son perceptibles a simple vista, ya que la radiación térmica se encuentra en el espectro infrarrojo, fuera del alcance del ojo humano. No obstante, los equipos termográficos permiten detectar y visualizar estas emisiones térmicas, transformando la radiación infrarroja en una escala térmica interpretable y cuantificable mediante análisis matemáticos. Es importante considerar si el incremento de temperatura observado es de origen natural (por condiciones operativas normales) o inducido (por una falla o deterioro), para evitar interpretaciones erróneas en el diagnóstico (Saqui Moyolema, 2016).

3.1.1 Tipos de Termografía.

- **Comparativa Cualitativa:** Es una técnica rápida y fácil, no requiere programar temperatura como referencia, se basa en comparar el perfil térmico de un componente con la de otro componente idéntico o similar, en las mismas condiciones de operación. Aunque este tipo de medición puede deficiencia, no proporciona nivel de gravedad (Aldana Rodríguez, 2017).

Un ejemplo claro de este tipo de termografía es la inspección de empalmes de línea aérea con las mismas condiciones de carga. Uno presenta un punto caliente en la imagen termográfica comparado con el otro, lo cual indica una posible resistencia de contacto anormal. Aunque no se cuantifica la gravedad, se detecta la anomalía gracias a la comparación visual.

- **Comparativa Cuantitativa:** Requiere de un valor de temperatura determinado, con esto se realizan las comparaciones con las muestras tomadas en las imágenes, es un método eficaz para evaluar el estado térmico de un elemento o componente (Aldana Rodríguez, 2017).

Un ejemplo de este tipo de termografía es la medición en un interruptor de potencia cuya temperatura debe estar por debajo de 60 °C bajo carga nominal. La imagen termográfica revela una temperatura de 85 °C en una de las fases. Esta diferencia cuantificada indica un sobrecalentamiento severo, posiblemente por fatiga de contacto o mala conexión.

- **Activa:** En aquella donde el elemento se encuentra en reposo por lo que no produce calor, en este caso es necesario la estimulación de algunas fuentes que producen calor como lámparas, resistencias, corriente eléctrica que eleven la temperatura de la superficie del material (Aldana Rodríguez, 2017). Una aplicación de este tipo de termografía se evidencia en la inspección a una caja de conexiones de reserva, actualmente fuera de operación. Como no genera calor por sí sola, se aplica corriente con una fuente externa para activar el sistema. La cámara termográfica detecta una zona con mayor retención de calor, lo que puede indicar aislamiento dañado o mala conexión interna.

- **Pasiva:** La radiación censada no necesita ningún estímulo externo en el elemento. La radiación captada es producto de un proceso de transferencia de calor, puede ser por medio de conducción, convección o radiación (Aldana Rodríguez, 2017). Un caso real de aplicación de este tipo de termografía se evidencia en una inspección a un transformador en servicio, utilizando

únicamente el calor generado por su operación normal. La imagen muestra un aumento inusual de temperatura en una de las terminales, lo cual puede deberse a una conexión floja o corrosión. No se necesitó aplicar calor adicional.

- **Térmica:** Compara resultados obtenidos en función del tiempo en el mismo componente, teniendo en cuenta la velocidad del viento, lluvias son perjudiciales para una buena obtención de resultados (Aldana Rodríguez, 2017). Este tipo de termografía se evidencia durante un plan de mantenimiento, se monitorea el mismo tablero de distribución cada seis meses. En la tercera revisión, se observa un incremento gradual de temperatura en una barra colectora. Esta tendencia sugiere degradación progresiva del contacto, lo que permite programar mantenimiento correctivo antes de una falla.

3.1.2 Cámara Termográfica.

La termografía infrarroja requiere del uso de cámaras termográficas para su correcta aplicación, ya que estos dispositivos permiten detectar zonas críticas o puntos de alerta térmica en los componentes inspeccionados. En este sentido, puede afirmarse que la tecnología infrarroja ha desarrollado dispositivos ópticos capaces de detectar y medir la radiación infrarroja emitida por los cuerpos (Prada, 2025).

Ilustración 3. Cámara termográfica FLIR E60.



NOTA: La cámara FLIR E60 es una cámara termográfica compacta con alta calidad visual y conectividad Wi-Fi. Tomado de: *Procedimiento para inspección de tableros eléctricos con termografía infrarroja*. SILVA-JUÁREZ Alejandro. *Revista de Tecnología e Innovación*, Junio 2017 Vol.4 No.11, 24-35.

Una cámara termográfica o cámara térmica es un dispositivo que permite visualizar, en una pantalla, una imagen basada en la radiación calorífica (infrarroja) emitida por un cuerpo. Esta tecnología convierte la energía térmica en señales electrónicas, que luego se procesan para generar un termograma, es decir, una representación visual del perfil térmico del objeto observado. En los últimos años, las cámaras termográficas han dejado de ser exclusivas de contextos militares o cinematográficos para convertirse en herramientas accesibles y de uso extendido, gracias al desarrollo de nuevos métodos de producción que han reducido significativamente su costo. Hoy en día, su aplicación se ha expandido a sectores como la ingeniería eléctrica, la industria, la construcción, la medicina y la seguridad (Fabara Viera, 2023).

3.1.3 Ventajas y Desventajas de la Termografía.

De acuerdo a lo descrito en (SICMA21, 2022), la termografía cuenta con las siguientes ventajas y desventajas.

Ventajas:

- Es una técnica de tipo sin contacto.
- Consigue resultados rápidos, fiables y precisos.
- Se puede escanear una gran superficie en muy poco tiempo.
- Se presenta en forma visual y digital.
- Los datos pueden almacenarse para su posterior procesamiento y análisis de imágenes.

- Requiere muy poca habilidad para la supervisión (pero no para la evaluación)
- Debido a la movilidad de las cámaras IR modernas, pueden estar disponibles en cualquier momento y en cualquier lugar.
- Permite priorizar fácilmente las emergencias.

Adicional es importante mencionar que el uso de cámaras termográficas en entornos de sistemas eléctricos ofrece cuatro beneficios clave:

1. Optimización del mantenimiento y la prevención de fallas
2. Mejor aprovechamiento de la energía
3. Medición de temperatura sin contacto físico
4. Contribución a la seguridad industrial

Las desventajas de la cámara termográfica son las siguientes:

- El coste del instrumento es relativamente alto (aunque hay que tener en cuenta el tiempo, los costes de mano de obra y el ahorro en la alerta temprana).
- No es capaz de detectar la temperatura interior si el objeto de la prueba está separado por un medio no transparente para la radiación IR, como el vidrio u otras cubiertas.
- Es un método de superficie que necesita experiencia y conocimientos para evaluar los resultados.

3.1.4 Aplicación de la Termografía.

En la actualidad, la termografía infrarroja se ha consolidado como una herramienta esencial en el mantenimiento preventivo, ya que permite realizar mediciones de temperatura sin contacto físico, lo cual aumenta la seguridad del personal y evita la necesidad de suspender el servicio durante la inspección. Sin embargo, sus aplicaciones no se limitan únicamente al ámbito del mantenimiento eléctrico. La termografía cuenta con una amplia variedad de usos en diferentes sectores industriales y técnicos, por lo que enumerar todas sus aplicaciones resultaría extenso. A continuación, se presentan algunas de las más relevantes:

- Inspección de sistemas mecánicos y eléctricos
- Mantenimiento predictivo – preventivo
- Localización de fugas de gas
- Detección de incendios forestales
- Fugas de agua en edificios
- Control de calidad de procesos industriales
- Visión nocturna, etc.

Aunque la termografía no es una tecnología reciente, su adopción ha crecido de manera significativa en los últimos años. Este aumento se ha visto impulsado por el desarrollo de la miniaturización electrónica, lo cual ha permitido la creación de dispositivos más compactos, precisos y accesibles económicamente. Gracias a estos avances, el uso de imágenes termográficas en la inspección de sistemas de distribución eléctrica ha ganado protagonismo, convirtiéndose en una herramienta de diagnóstico ampliamente utilizada. La utilización de cámaras termográficas

permite visualizar patrones térmicos en los componentes eléctricos, identificando puntos anómalos de temperatura. Es importante destacar que muchas de las fallas en los sistemas eléctricos tienen su origen en elevaciones térmicas inusuales, lo cual refuerza la importancia de esta técnica en la detección temprana de problemas y en la mejora de la confiabilidad operativa.

Con lo mencionado, una situación anormal provoca un crecimiento de temperatura. Conocido como "puntos calientes" que pueden ser identificados por las cámaras de imágenes térmicas. Estos fenómenos de oxidación o corrosión son debido al aumento de la resistencia de contacto y provocando así: Presión defectuosa en los contactos móviles y tornillos flojos (Betancourt Acosta, 2023).

Ahora bien, para realizar una correcta medición es importante tener la cuenta el impacto de la temperatura ambiente y el viento. Es fundamental considerar la velocidad del viento en los estudios realizados al aire libre, dado que este factor potencia la propagación de calor por convección entre los elementos que generan calor en el ambiente. Este efecto resulta en una disminución de la temperatura del punto crítico.

Respecto a la resolución espacial y óptica en las cámaras termográficas, estas generalmente poseen un sistema de lentes diseñado para enfocar la radiación adecuadamente sobre el sensor de la cámara. La calidad de la grabación de las imágenes termográficas se ve directamente afectada por dos parámetros definidos por el servicio de la resolución del sensor y la distancia focal. Adicionalmente, se conceptualiza el campo de visión instantáneo (IFOV) como el ángulo de visión abarcado por cada píxel del sensor. Prácticamente, este punto de vista es determinante para establecer el tamaño mínimo del objeto que la cámara es capaz de detectar bajo ciertas condiciones de distancia (Betancourt Acosta, 2023).

3.1.4.1 Termografía en Líneas de Distribución

Las líneas de distribución interconectan los diferentes puntos de generación, transformación y distribución de energía con los clientes finales, utilizando centros de transformación y subestaciones.

Un aspecto crucial en la termografía de líneas de distribución es su disponibilidad operativa. Por consiguiente, se consideran tres tipos de pruebas:

La supervisión aérea es un procedimiento que permite la detección a larga distancia en líneas de distribución. Se lleva a cabo utilizando medios de transporte como helicópteros y drones equipados con cámaras termográficas y sistemas de giroscopios. Aunque este método ofrece claras ventajas en velocidad y disponibilidad, su alto costo lo hace más adecuado para inspecciones rápidas de grandes redes de distribución o en situaciones donde la disponibilidad operativa sea un factor crítico.

Las inspecciones en todo terreno es el método es adecuado para rastrear las líneas de distribución con un vehículo y con la ayuda de una cámara termográfica poder capturar imágenes termográficas convencionales (Kirubakaran, 2018).

A diferencia de las inspecciones aéreas, que ofrecen una visión panorámica a larga distancia, las inspecciones a pie permiten efectuar no solo intervenciones preventivas en las instalaciones más accesibles, sino también realizar modificaciones y reparaciones inmediatas en el sistema durante el transcurso de estas. Una ventaja significativa de este tipo de inspección es el alto contraste de la imagen térmica. Esto se debe a que las tomas suelen realizarse con el cielo como fondo, el cual, al ser considerablemente más frío, genera un contraste marcado con los componentes eléctricos bajo evaluación. En contraste, esta ventaja no se presenta en las vistas

aéreas, donde el fondo (como vegetación, superficies pavimentadas o terrenos) posee un contraste limitado con el sistema eléctrico a temperatura ambiente (P. R. Yela Jaramillo, 2019).

3.1.4.2 Termografía en Transformadores de Distribución

Un centro de transformación es una instalación encargada de convertir la media tensión en baja tensión. La inspección con imágenes térmicas en centros de transformación, se deben verificar los puntos de conexión de la puesta en marcha, como aisladores de bushing, aisladores, fusibles terminales y contactos en interruptores, es por esto tener en observación a los puntos calientes causados por una insuficiente presión en los contactos móviles, así también se deben revisar los conectores del transformador, incluyendo la terminal alta y la terminal baja del enchufe (Betancourt Acosta, 2023).

El sobrecalentamiento de uno de los terminales indicará un mal contacto, por lo que debemos verificar estas conexiones de enchufe o el ajuste de tuerca a tuerca.

3.1.5 Metodología de la Termografía.

La metodología de ejecución de la termografía consta de varias etapas y procesos transversales que son vitales para una correcta y eficiente ejecución de esta actividad predictiva. Estas están compuestas por la planificación de la termografía, preparación del personal, ejecución de la actividad, análisis e informe y ejecución de correcciones derivadas del análisis. La planificación de la termografía se estructura en dos componentes principales: uno para líneas de distribución y otro para centros de transformación.

Con el objetivo de optimizar los recursos, la ejecución de estas termografías se busca alinear con las revisiones de mantenimiento programadas. En este sentido, el calendario de las inspecciones termográficas se define a partir de la planificación de dicha actividad.

Para una planificación efectiva, es crucial considerar el horario de cargabilidad típica y apropiada para la termografía, según el segmento de mercado:

Segmento Residencial: De 17:00 a 21:00 horas.

Segmento Industrial y Comercial: De 09:00 a 17:00 horas.

Para esta planificación es importante establecer una priorización de instalaciones, en este documento se propone la siguiente:

Tabla 1. Ponderación de priorización de termografía de circuitos

Actividad	Criterio	Ponderación	Comentarios/Observaciones
Termografía de circuitos	Interrupciones en la red	40%	Causa: Falla en puentes o Fallas por Cortacircuitos
	% Cargabilidad circuitos (Amperios)	50%	% peso a los circuitos más cargados.
	Criticidad del Activo	10%	Prioridad de la instalación

NOTA: Esta ponderación aplica para programas periódicos (mensuales, semestrales, anuales, bianuales, entre otros) para puntos críticos específicos prevalecerá el criterio operativo de experto y las necesidades del sistema de distribución.

Una vez definido el plan inicial, se pueden realizar ajustes necesarios según las siguientes consideraciones:

- **Inclusión de Circuitos:** Se pueden añadir circuitos que figuran con ponderación alta y que no fueron seleccionados inicialmente entre los candidatos de los sectores.

- **Exclusión de Circuitos:** Es posible disminuir el número de circuitos si se prevé su intervención en el año siguiente por razones programadas o de fuerza mayor.

Preparación del Personal: De acuerdo con el plan establecido y las actividades no programadas asociadas, se llevan a cabo los recorridos de circuitos con el fin de realizar las inspecciones termográficas.

Antes de ejecutar estas inspecciones, es crucial validar los siguientes aspectos:

- **Certificación de la Cámara:** Asegurar que el certificado de calibración de la cámara termográfica se encuentre vigente.
- **Horario de Inspección:** Establecer el horario de inspección durante el período de mayor demanda del circuito o de la instalación.
- **Disponibilidad de Planos:** Contar con el plano del circuito a inspeccionar.

Para instalaciones de respaldo cuya carga estacionaria difiere de la de explotación, se debe programar la descarga para simular la condición de explotación normal.

Para el inicio de la actividad, es importante tener establecido el número de orden de trabajo o una identificación clara de la actividad para su posterior seguimiento y análisis.

Para capturar la imagen termográfica de los elementos o activos de la red, se debe ajustar la cámara enfocando el elemento a inspeccionar, el rango de temperatura a medir y la distancia de la toma.

Es fundamental que la resolución de captura de los objetos permita identificar fallas. El termógrafo debe asegurar que no existan barreras u obstáculos entre el campo visual de la cámara termográfica y el elemento de la red, efectuando la captura de la imagen desde la fuente hasta la carga.

Durante la inspección termográfica de los circuitos, se debe registrar la información obtenida. Si se detectan anomalías en los elementos o activos de la red, el termógrafo realizará varias capturas desde diferentes ángulos para validar el diagnóstico. En estos casos, también es imprescindible dejar un registro detallado de la información.

Aprender a operar las cámaras térmicas actuales es relativamente sencillo; una formación básica y la práctica suelen ser suficientes para dominar su uso. Sin embargo, la interpretación correcta de las imágenes térmicas es considerablemente más difícil. Esto no solo requiere capacitación en la aplicación de la termografía, sino también una formación complementaria más extensa y de mayor duración, así como experiencia práctica en el manejo de cámaras termográficas.

Es crucial cualificar y certificar a los termógrafos para maximizar la rentabilidad de la inversión en termografía. Independientemente del uso específico de la tecnología, la cualificación de un termógrafo se fundamenta en su formación, experiencia y en la superación de pruebas dentro de una de las tres categorías de certificación.

Aunque la certificación del termógrafo representa una inversión, esta suele tener una gran rentabilidad. El personal certificado no solo realiza inspecciones de mayor calidad, sino que además sus hallazgos presentan una mayor coherencia técnica. Los termógrafos no certificados, por otro lado, son más propensos a cometer errores costosos y peligrosos. Estos errores pueden acarrear graves consecuencias, como recomendaciones imprecisas sobre la importancia de los problemas detectados o, lo que es peor, la omisión total de algún problema (Artecnics, 2009).

Tabla 2. Niveles de Certificación Termógrafo

NIVEL I	Cualificado para recabar datos de alta calidad y clasificarlos por escrito con criterios de pasa/no pasa.
NIVEL II	Cualificado para configurar y calibrar el equipo, interpretar datos, crear informes supervisar al personal del nivel I.
NIVEL III	Cualificado para desarrollar procedimientos de inspección, interpretar códigos relacionados con este ámbito y gestionar un programa que incluya supervisión o formación y realización de comprobaciones.

NOTA: Estos niveles son los establecidos a nivel nacional e internacional para la ejecución de actividades de termografía de manera oficial. Elaborado en base a *Introducción a los principios de termografía. Artecnic. Fuente: <<http://www.artecnic.com/httpdocs/Principios%20de%la%termografia>*.

Análisis e Informe: El proceso comienza con una inspección termográfica de transformadores, interruptores, equipos de maniobra, empalmes y puntos de conexión. La información registrada durante esta inspección se utiliza para generar un informe detallado. Este informe, según (Alejandro, 2017):

- La descripción de los equipos o elementos que operan bajo condiciones anómalas de temperatura.
- Una imagen digital y una térmica de su ubicación, incluyendo el cuadro de temperaturas de referencia.
- La clasificación del tipo de falla, si aplica.
- Las recomendaciones para su eliminación.
- Adicionalmente, si se dispone de historial, se incluirán las curvas de tendencia.

Una vez que el informe está disponible, se proceden con los siguientes pasos:

- **Elaboración del Cronograma:** Se crea un cronograma de trabajos específico para la resolución de las anomalías detectadas, comúnmente conocidas como "puntos calientes".
- **Programación de Trabajos:** Las empresas de distribución de energía eléctrica suelen disponer de un módulo de consignaciones o un software dedicado para programar y documentar las interrupciones o descargos en una instalación. La programación de estas consignaciones debe estar alineada con el cronograma de trabajo previamente establecido.
- **Ejecución, Registro y Control:** Se llevan a cabo las actividades planificadas, se registran y controlan las acciones orientadas a mitigar el punto caliente detectado.
- **Verificación Posterior:** Es fundamental realizar una verificación del trabajo ejecutado. Estas verificaciones pueden llevarse a cabo con la instalación en tensión o en frío, dependiendo de la disponibilidad operativa. La verificación consiste en tomar un nuevo registro con la cámara termográfica para confirmar la corrección del punto caliente.

Después de haber consolidado todos los puntos asociados a la inspección termográfica realizada es importante realizar el análisis del estado de los activos y la detección de puntos calientes.

El plan anual se basa en el monitoreo por condición, el cual facilita la detección temprana de costosas fallas y permite identificar prioridades de mantenimiento, basándose en el método de termografía comparativa cualitativa.

La norma ISO 18434-1 recomienda que se establezcan criterios de evaluación de la gravedad de anomalías en la temperatura, dicha norma establece los criterios de aceptación y

rechazo en sistemas eléctrico, es usada para establecer la escala de prioridad de la situación de riesgo basada en el delta de temperatura (ΔT) encontrado en un sistema.

Ilustración 4. Condiciones de puntos medidos según ISO 18434-1

Para efectos de clasificación de fallas se manejan los siguientes criterios, teniendo en cuenta los criterios de la ISO 18434-1, * TS: Diferencia Temperatura/Similar – TA: Diferencia Temperatura/Ambiente			
DIFERENCIAL DE TEMPERATURA	CLASIFICACIÓN	CONDICIÓN	Plazo de programación
1°C - 10°C TA o < 3°C TS	En buen estado	Normal	Sin programación
11°C - 20°C TA y 3°C a 15°C TS	Probable deficiencia	Aceptable	revisión - 60 días
21°C - 40°C TA y > 15°C TS	Deficiencia	Crítico	Corrección - 10 días
> 40°C TA y > 15°C TS	Deficiencia Mayor	Muy Crítico	Corrección - 3 días

NOTA: Esta tabla es de construcción propia de acuerdo a lo establecido en la ISO 18434-1.

Se lleva a cabo un análisis exhaustivo de cada captura termográfica. Con el soporte de las herramientas de medición y marcadores que ofrecen los softwares del fabricante de la cámara, se compara el punto con la temperatura más alta registrada con otro punto de un elemento similar, operando bajo condiciones normales. Posteriormente, se analiza la diferencia de temperatura entre dos elementos similares (TS) y la diferencia de temperatura entre el punto medido y la temperatura ambiente (TA). El resultado de este análisis permite clasificar el punto medido conforme a la *Tabla 1*. A continuación, se establece la condición del punto eléctrico (Normal, Aceptable, Crítico, Muy Crítico) y se determina el plazo máximo de actuación, en función del nivel de riesgo que presenta el componente eléctrico.

La norma NETA establece el siguiente contenido para los reportes termográficos:

- Descripción del equipo: Detalle del equipo inspeccionado.
- Discrepancias: Hallazgos relevantes.
- Diferencia de temperatura: Comparativa entre el área de interés y el área de referencia.
- Causa probable: Hipótesis sobre el origen de la diferencia de temperatura.
- Áreas inspeccionadas: Identificación de las zonas y equipos examinados, señalando aquellos que fueron inaccesibles o no observables.
- Condiciones de carga: Registro de las condiciones de carga durante la inspección.
- Evidencia visual: Fotografías y/o termogramas de las áreas con deficiencias.
- Acción recomendada: Propuestas para corregir las anomalías.

Toda esta información se consolida en un informe ejecutivo, el cual facilita el seguimiento de la gestión de los activos.

Normativas y estándares de referencia

- NFPA 70B – Norma para el Mantenimiento de Equipos Eléctricos.
- IEEE 902 – mantenimiento, operación y seguridad operativa de sistemas de distribución de energía eléctrica en instalaciones industriales y comerciales.
- ISO 18434 / ISO 18436 – establece procedimientos generales para la monitorización del estado y diagnóstico de máquinas mediante termografía infrarroja.

Software de análisis de termografía: Existen múltiples programas para el análisis de imágenes térmicas, estos dependen de las especificaciones de la cámara y de su fabricante, lo que también puede marcar diferencia entre sus ventajas y desventajas.

El software tiene como función ayudar al termógrafo a realizar el análisis e interpretación de la información obtenida en los termogramas y a generar los informes sobre la inspección termográfica realizada (FLIR, 2011). Un software de análisis de termogramas debe tener la posibilidad de medir temperaturas en puntos, áreas, en línea recta, determinar isoterma, cambiar paletas de colores, realizar histogramas para mirar tendencias, y generar informes con toda la información relevante encontrada en la imagen térmica (Alejandro, 2017).

Ejecución de actividades correctivas: Para la corrección de los puntos calientes detectados es importante contar con un stock mínimo de materiales de acuerdo a las características de la infraestructura eléctrica del sistema. Además, para las correcciones que requieran apertura de la red es importante gestionarlas con aperturas asociadas con el fin de minimizar el impacto en la calidad de servicio de cara al cliente y cumplimiento regulatorio a nivel de compañía.

3.2 Poda

Durante las labores de mantenimiento de las líneas eléctricas, es fundamental realizar actividades de poda para lograr una gestión adecuada de la vegetación en torno a las líneas de distribución y transmisión de energía. Esto asegura el funcionamiento óptimo de la red a largo plazo, garantizando su seguridad y calidad. Los árboles que interfieran con la infraestructura deben ser intervenidos utilizando técnicas apropiadas que eviten repercusiones negativas tanto en las especies vegetales afectadas como en la calidad y continuidad del servicio.

En cuanto a los cortes, estos deben hacerse a una distancia de entre dos y cuatro centímetros del tronco principal. Es crucial que el corte sea limpio y ligeramente inclinado respecto al tronco, evitando dañar la corteza del árbol y respetando el cuello de la rama para facilitar su correcta cicatrización.

La poda de árboles hace referencia al corte o eliminación de una parte del árbol con el fin de controlar su tamaño o darle una forma adecuada. En el desarrollo de las labores de mantenimiento es necesario efectuar actividades de poda orientadas a lograr el buen manejo de la vegetación alrededor de las líneas de distribución y transmisión de energía, de tal forma que permita simultáneamente y a largo plazo el adecuado funcionamiento de estas con seguridad y calidad. El árbol con incidencia sobre la red debe ser intervenido teniendo en cuenta técnicas apropiadas para evitar repercusiones negativas de las especies vegetales afectadas y en la calidad y continuidad del servicio.

Estas podas se realizan con los siguientes fines:

a) Por seguridad de la vida humana, animal y vegetal: Las ramas pueden actuar como conductores de energía, lo que representa un riesgo de accidentes por electrocución o choque eléctrico para las personas y/o animales que entren en contacto con ellas.

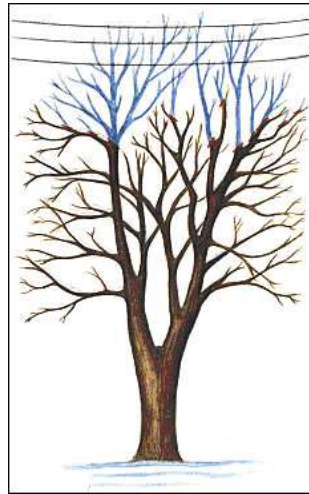
b) Por calidad y continuidad del servicio de energía: El follaje de las especies arbóreas puede interferir con los conductores o estructuras eléctricas, ocasionando descargas a tierra y cortocircuitos, lo que conlleva a interrupciones momentáneas o prolongadas del suministro de energía.

3.2.1 Tipos de Poda

Antes mencionar los tipos de podas es importante mencionar los criterios para realizar una poda alrededor de las líneas de distribución:

- La parte superior del conductor eléctrico debe estar libre de ramas.
 - Debe existir una distancia horizontal de 3 m (10') a ambos extremos del conductor eléctrico y la rama más próxima.
 - Debe existir una distancia vertical de 3 m (10') entre la parte inferior del conductor secundario más próximo al suelo y la rama más próxima.
-
- Reducción de copa (descope): La reducción de la copa permite alejar al árbol de las fachadas, redes de energía, zona de circulación, manteniendo su estructura natural y un aspecto agradable (Londoño Bastidas, 2011)

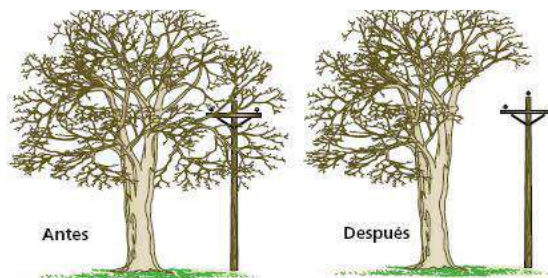
Ilustración 5. Poda Reducción de Copa (Descope)



NOTA: Tomado de *Lineamientos para la implementación, seguimiento y evaluación del sistema de gestión ambiental en el mantenimiento forestal de las redes de distribución eléctrica*. Londoño Bastidas, Alejandro. 2011. Tesis. Universidad de Medellín. <http://hdl.handle.net/11407/1105>

- Reducción lateral: Las ramas que crecen en dirección de los cables son recortadas, así como las ramas que pudieran crecer sobre esos cables. Los recortes futuros reforzarán esta forma de que el árbol dirija sus ramas (Londoño Bastidas, 2011).

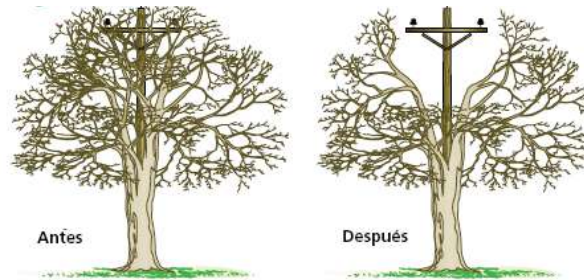
Ilustración 6. Poda Reducción Lateral



NOTA: Tomado de *Lineamientos para la implementación, seguimiento y evaluación del sistema de gestión ambiental en el mantenimiento forestal de las redes de distribución eléctrica*. Londoño Bastidas, Alejandro. 2011. Tesis. Universidad de Medellín. <http://hdl.handle.net/11407/1105>

- Reducción en V: Las ramas que crecen en dirección de esos cables son recortadas hasta que se despejan todos los lados. El futuro crecimiento es dirigido hacia abajo y lejos de los cables (Londoño Bastidas, 2011).

Ilustración 7. Poda Reducción en V



NOTA: Tomado de *Lineamientos para la implementación, seguimiento y evaluación del sistema de gestión ambiental en el mantenimiento forestal de las redes de distribución eléctrica*. Londoño Bastidas, Alejandro. 2011. Tesis. Universidad de Medellín. <http://hdl.handle.net/11407/1105>

- Poda de aclareo en “túnel”: Es la poda que se realiza en especies de talla alta bajo redes compactas con cables cubiertos, la intención es direccionar el crecimiento de las ramas a una distancia segura de la línea y conformar una especie de túnel sobre la misma con el fin de liberar la copa del árbol (Londoño Bastidas, 2011).

Ilustración 8. Poda de Aclareo en "Tunel"



NOTA: Tomado de *Lineamientos para la implementación, seguimiento y evaluación del sistema de gestión ambiental en el mantenimiento forestal de las redes de distribución eléctrica*. Londoño Bastidas, Alejandro. 2011. Tesis. Universidad de Medellín. <http://hdl.handle.net/11407/1105>

- **Realce de Copa:** El realce de copa consiste en la eliminación de las ramas bajas con el fin de liberar las redes secundarias y de telecomunicaciones de la presión mecánica a las que las someten, además de convertirse en un factor estético para la apariencia del árbol. Debe cuidarse de no podar más del 33% de la copa en el proceso (Londoño Bastidas, 2011). De acuerdo con los medios utilizados para llevar a cabo la poda se pueden clasificar en:
- **Poda por ascenso normal (trepa):** Esta se realiza cuando el fuste o tronco del árbol presenta alguna ramificación que no supera los 1,90 metros a partir del suelo y que el operario puede utilizar como apoyo para lograr trepar hasta las ramas que se deben cortar. Una vez el operario llega al punto de apoyo o ramificación más cercano para iniciar el ascenso hasta el punto inicial de poda debe implementar las técnicas de seguridades consistentes en:

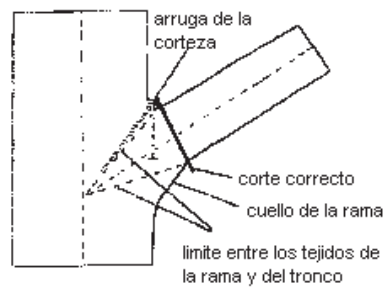
- Utilización de sistema contra caídas y verificación de buen anclaje al árbol antes de continuar con el ascenso (como mínimo dos puntos de anclaje).
 - Utilizar una cuerda de “servicio” para subir y bajar herramientas.
 - Se utiliza mínimo uno de los dos puntos de apoyo referenciados, al trasladarse de un punto al otro.
 - Se debe acotar una zona de seguridad debajo del punto de trabajo impidiendo la presencia de cualquier trabajador en dicha zona de seguridad.
- **Poda manual con ascenso por escalera:** Esta se realiza cuando hay dificultad para el ascenso por trepa normal, y el fuste es demasiado alto, esta herramienta es utilizada para corte manual, con manipulación de herramientas sencillas por parte del Operario (machete, motosierras, tijeras, serruchos), con incidencia sobre la red de media y baja tensión a alturas entre 3 y 5 metros, el ascenso se realiza con escaleras.
Se deben tener las mismas consideraciones del método anterior (Poda por ascenso normal).
 - **Poda con ascenso canasta:** Se utiliza el vehículo canasta en la poda y/o tala de árboles con incidencia en la red de alta y media tensión, con árboles cuya altura sea mayor de 10 m o aquellos en que el grado de dificultad para realizar la actividad lo amerite.

3.2.2 Métodos de Corte

El corte de las ramas debe realizarse a una distancia de entre dos y cuatro centímetros del tronco principal. Es fundamental que el corte sea limpio y esté ligeramente inclinado con respecto al tronco, con el fin de evitar daños en la corteza del árbol y de respetar el cuello de la rama. Esto permite que el árbol cierre la herida de los cortes realizados de manera efectiva.

Un corte adecuado favorece la formación del callo cicatrizante. Esto se logra cuando el plano de corte se encuentra ligeramente inclinado con respecto al tronco y justo sobre el cuello de la rama a cortar. De esta forma, el callo comenzará a formarse en todo el perímetro de la herida, promoviendo una curación óptima del árbol (Londoño Bastidas, 2011).

Ilustración 9. Corte Adecuado de Ramas



NOTA: Tomado de *Lineamientos para la implementación, seguimiento y evaluación del sistema de gestión ambiental en el mantenimiento forestal de las redes de distribución eléctrica*. Londoño Bastidas, Alejandro. 2011. Tesis. Universidad de Medellín. <http://hdl.handle.net/11407/1105>

Cuando se eliminan ramas de gran tamaño, existe el riesgo de que el peso de la rama provoque su ruptura antes de que el corte se haya completado. Si este corte se realiza de una sola vez, puede ocasionar el desgarramiento de los tejidos del tronco o de la rama principal, comprometiendo la salud del árbol.

Ilustración 10. Comparativa Corte de Ramas

CORTE DE UNA RAMA DE GRAN DIÁMETRO**Corte mal hecho**

La rama llevada por su peso rompe antes de estar totalmente seccionada



Arranque de tejidos a nivel del tronco, posible giro de la rama alrededor de su punto de atadura.

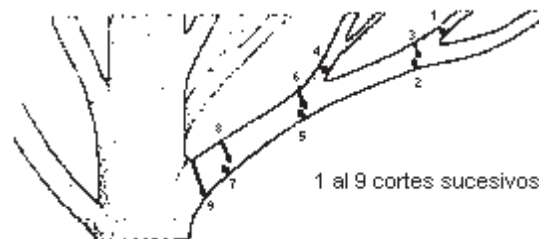
**Corte correcto**

1. Corte o hendidura debajo de la rama.
2. Corte por encima, situado hacia el exterior con respecto al corte 1. La rama rompe en el filo de la madera cuando el corte 2 llega al nivel 1. No hay arranque, la rama cae derecha, sin pivotar.
3. Eliminación del resto de la rama, sin riesgo de arranque.

NOTA: Tomado de *Lineamientos para la implementación, seguimiento y evaluación del sistema de gestión ambiental en el mantenimiento forestal de las redes de distribución eléctrica*. Londoño Bastidas, Alejandro. 2011. Tesis. Universidad de Medellín. <http://hdl.handle.net/11407/1105>

El corte debe hacerse en varios tiempos: Primero un corte o hendidura debajo de la rama, luego un corte por encima situado unos centímetros hacia el exterior con respecto al primer corte; la rama rompe en el filo de la madera cuando el corte superior llega al nivel del primer corte (Londoño Bastidas, 2011).

Ilustración 11. Corte de Rama por Tramos Sucesivos

CORTE DE UNA RAMA POR TROZOS SUCESIVOS

1 al 9 cortes sucesivos

NOTA: Tomado de *Lineamientos para la implementación, seguimiento y evaluación del sistema de gestión ambiental en el mantenimiento forestal de las redes de distribución eléctrica*. Londoño Bastidas, Alejandro. 2011. Tesis. Universidad de Medellín. <http://hdl.handle.net/11407/1105>

A menudo es necesario eliminar una rama por trozos. Este proceso sólo puede ser realizado por trepadores calificados por que necesitan moverse sobre la rama para cortarla en los diferentes sitios sucesivos, o con la ayuda de una canasta elevadora (Londoño Bastidas, 2011).

3.2.3 Tala de Árboles

Se talarán árboles que estando en el área de influencia de las redes muestren síntomas de enfermedad progresiva, muerte, grado de inclinación alto, que puedan presentar riesgo de caída sobre las redes. Además, se talarán dentro del corredor de las redes especies inadecuadas de rápido crecimiento que por sus características morfológicas no se les puede dar una forma equilibrada con la poda (Londoño Bastidas, 2011). Para poder realizar una actividad de tala debe tenerse una justificación valedera para que sean autorizados los permisos por parte de la corporación ambiental regional a parte de los permisos de poda, esta actividad conlleva a unas compensaciones que debe ejecutar el OR de acuerdo con los lineamientos de la autoridad ambiental.

3.2.4 Distancias de Seguridad para Poda

Según lo establecido en el RETIE en su libro 3 define las siguientes distancias para los casos de poda:

- 3 m debajo de la cruceta, si el árbol se encuentra por debajo de la red o línea.
- 3 m de la cruceta en el sentido en que se encuentre el árbol (izq. – der.), (arriba – abajo).
- 3 m de distancia de la residencia para evitar posible afectación (volcamiento y/o colisión).

- 2.5 m en zonas de espacio público (zona peatonal, zona de estacionamientos o parqueo, etc.).

3.2.5 Manejo de Residuos

El manejo de residuos consiste en la recolección, transporte y disposición final del material vegetal, en áreas urbanas se debe retirar del sitio en menos de 24 horas, este material será triturado por los equipos trituradores de ramas para ser aprovechado para compostaje en los sitios autorizados. En las áreas rurales se deberá triturar manualmente y organizar alrededor de los árboles o concertar con los propietarios de los predios para su disposición final (Londoño Bastidas, 2011).

3.2.6 Desarrollo del Plan de Poda

Para la ejecución del plan de podas en un SDL (Sistema de Distribución Local), se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Levantamiento de la capa forestal: Se debe realizar un levantamiento de la vegetación presente en los circuitos y líneas de media tensión donde se ejecutará el plan de podas.
- Cronograma de trabajos: Es necesario establecer un cronograma detallado que incluya el alcance diario por brigada de poda, así como el alcance semanal y mensual expresado en kilómetros a intervenir.
- Documentación para registro y control: Se debe contar con la documentación necesaria para el registro y control de las actividades a desarrollar. Esta documentación debe incluir, además, los requisitos de seguridad, tales como permisos para trabajos en altura y el Análisis de Trabajo Seguro (ATS).

- Programación y ejecución de trabajos: Generalmente, las empresas distribuidoras de energía eléctrica disponen de un módulo de consignaciones o de un software especializado para programar y documentar las consignaciones (descargos) sobre una instalación. La programación de estas consignaciones debe estar alineada con el cronograma de trabajo establecido.
- Verificación posterior: Es fundamental realizar una verificación del trabajo ejecutado. Las labores pueden desarrollarse en tensión, a distancia o con proximidad (manteniendo como mínimo 1 metro entre los árboles y las redes), o bien en frío. En caso de que los trabajos realizados en un circuito bajo consignación en tensión no hayan podido ejecutarse completamente por cercanía a la red, se deben identificar dichos puntos para programar posteriormente un descargo en frío (es decir, con la instalación desenergizada).
- Para la planificación es importante definir la ponderación del orden de las actividades programadas, para esto se sugiere realizarlo de la siguiente forma:

Tabla 3. Ponderación de priorización de poda de circuitos

Actividad	Criterio	Ponderación	Comentarios/Observaciones
Poda de circuitos	Cantidad de interrupciones en la red	40%	Causa: Alta Vegetación
	Duración promedio de las interrupciones	40%	Causa: Alta Vegetación
	Criticidad del Activo	20%	Prioridad de la instalación

NOTA: Esta ponderación aplica para programas periódicos (mensuales, semestrales, anuales, bianuales, entre otros) para puntos críticos específicos prevalecerá el criterio operativo de experto y las necesidades del sistema de distribución.

Siempre que se trabaje en líneas desenergizadas o líneas sin tensión, se debe cumplir con lo establecido en el RETIE respecto a las reglas de oro de seguridad eléctrica.

1. Efectuar el corte visible de todas las fuentes de tensión, mediante interruptores y seccionadores, de forma que se asegure la imposibilidad de su cierre intempestivo. En aquellos aparatos en que el corte no pueda ser visible, debe existir un dispositivo que garantice que el corte sea efectivo.

2. Condenación o bloqueo, si es posible, de todos los aparatos de corte. Señalización en el mando de los aparatos indicando “No energizar” o “prohibido maniobrar” y retirar los portafusibles de los cortacircuitos. Se llama “condenación o bloqueo” de un aparato de maniobra al conjunto de operaciones destinadas a impedir la maniobra de dicho aparato, manteniéndolo en una posición determinada.

3. Verificar ausencia de tensión en cada una de las fases, con el detector de tensión, el cual debe probarse antes y después de cada utilización.

4. Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión que incidan en la zona de trabajo. Es la operación de unir entre sí todas las fases de una instalación, mediante un puente equipotencial de sección adecuada, que previamente ha sido conectado a tierra.

5. Señalizar y delimitar la zona de trabajo. Es la operación de indicar mediante carteles con frases o símbolos el mensaje que debe cumplirse para prevenir el riesgo de accidente.

3.3 Inspección Visual

La inspección visual es una actividad que se realiza a lo largo de toda la línea o circuito, tramo por tramo. Generalmente, se georreferencian los apoyos y se capturan evidencias fotográficas que permiten realizar análisis posteriores. Durante los recorridos de inspección visual,

es posible identificar acciones preventivas que deban ejecutarse en el tramo o apoyo correspondiente. Los hallazgos se clasifican según su nivel de criticidad en tres categorías:

- Estructuras en buen estado
- Estructuras con acciones programables
- Estructuras con criticidad alta.

Un plan de inspección o recorrido de circuitos no solo es útil para identificar posibles puntos de falla, sino que también desempeña un papel fundamental en la planificación de inversiones en un circuito o línea. La información recopilada durante estos recorridos permite elaborar fichas técnicas que facilitan la priorización de zonas para inversión, con el objetivo de mejorar la confiabilidad de la red.

Una ficha técnica es un documento que sirve como soporte o guía para la ejecución de actividades de mantenimiento, reposición o construcción en la red eléctrica. Generalmente, se presenta como un archivo en Excel e incluye los siguientes elementos:

- Descripción general del alcance y de la propuesta: Se detalla claramente qué se va a intervenir y en qué consiste la propuesta técnica.
- Hoja gráfica: Contiene el desarrollo visual de la propuesta, que puede incluir diagramas unifilares de circuitos y/o mapas cartográficos.
- Hoja de presupuesto: Describe las unidades constructivas (UUCC) involucradas y desglosa las actividades tramo a tramo (poste a poste).
- Análisis costo-beneficio: En algunos casos, se anexa una hoja adicional con el análisis económico del proyecto para demostrar la viabilidad de la inversión.

El plan de recorrido de circuitos también puede ser útil para la actualización de la red en los sistemas de gestión y bases de datos. A través de este recorrido, es posible identificar puntos con pérdidas no técnicas, como conexiones irregulares a la red eléctrica sin medición, así como inconsistencias en la cartografía o en la existencia de ramales/derivaciones no actualizadas adecuadamente.

La inspección visual permite realizar análisis de fallas dividiendo el circuito en ramales, o con base en los elementos de protección instalados aguas abajo de la subestación. Por lo tanto, también constituye una herramienta valiosa para la detección de fallas y la implementación de acciones correctivas.

Entre los aspectos importantes para hacer una correcta inspección visual son:

- Realizar un recorrido de la totalidad de la línea de distribución verificando las condiciones de la línea. Tales como:

Estado del conductor: Se debe verificar que no existan conductores con signos de recalentamiento, hilos rotos, descolgados o que presenten una altura inferior a la establecida por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). También es necesario revisar la cercanía de la vegetación, como árboles, arbustos y plantas, así como el estado del cable de guarda y la posible presencia de objetos extraños en la red.

Estado de los apoyos: Se debe verificar que los apoyos no presenten grietas, deflexiones ni estén desplomados. Asimismo, es necesario revisar el estado de las retenidas o vientos, teniendo en cuenta la posible presencia de plantas trepadoras, ya que estas pueden alcanzar las líneas y generar fallas a tierra. Todo elemento metálico debe estar debidamente aterrizado. En el

caso de los apoyos de concreto y de fibra de vidrio, por lo general se instala un conductor de puesta a tierra (SPT). Es fundamental verificar si esta condición se cumple o no.

Estado de los herrajes y del aislamiento: Se debe verificar que no exista contaminación en la superficie ni daño físico, como segmentos agrietados o fracturados.

Estado de otros elementos y condiciones: Se debe verificar el estado de los elementos de corte, tales como cortacircuitos, cuchillas, switches y reconectador. También es necesario revisar los descargadores de sobretensión, asegurándose de que no existan elementos extraños o componentes pendientes de retiro o desmontaje. Finalmente, debe realizarse una revisión de condiciones de peligro, como acercamientos a edificaciones o incumplimientos de la normativa técnica de construcción, entre otros aspectos relevantes.

- Se recomienda tomar aproximadamente tres fotografías desde distintos ángulos y niveles de acercamiento, con el fin de facilitar un análisis más detallado y/o posterior del estado de la estructura, equipo o tramo de red.
- Se debe utilizar una aplicación o equipo de geoposicionamiento que permita anexar comentarios pertinentes. La georreferenciación facilita la localización exacta del punto a intervenir, lo que contribuye a optimizar los tiempos de ejecución y planificación.
- Se deben desarrollar fichas técnicas con base en la información recopilada, con el objetivo de presupuestar la financiación de trabajos de gran envergadura, tales como el reemplazo completo de una extensión de red o la reubicación (retranqueo) de esta, debido a condiciones técnicas, ambientales o de riesgo eléctrico.

Se sugiera la priorización de la inspección a circuitos de distribución se muestra a continuación:

Tabla 4. Priorización de inspección visual de circuitos

Actividad	Criterio	Ponderación	Comentarios/Observaciones
Inspección de circuitos	Cantidad de interrupciones en la red	30%	Causa: Todas las causas, excepto Alta Vegetación
	Cantidad de Transformadores de Distribución con más de 360 horas sin servicio	20%	Causa: Todas las causas, excepto Alta Vegetación
	Duración promedio de las interrupciones	30%	Causa: Todas las causas, excepto Alta Vegetación
	Criticidad del Activo	20%	Prioridad de la instalación

NOTA: Esta ponderación aplica para programas periódicos (mensuales, semestrales, anuales, bianuales, entre otros) para puntos críticos específicos prevalecerá el criterio operativo de experto y las necesidades del sistema de distribución.

Es importante mencionar los avances tecnológicos para la inspección de circuitos de distribución donde destaca el uso de drones.

El uso de drones constituye una herramienta valiosa para la inspección visual de líneas y circuitos, ya que permite obtener una perspectiva diferente de la red. Estos dispositivos proporcionan información adicional, facilitan la identificación de peligros, permiten detectar hallazgos que desde el suelo no son fácilmente visibles, y hacen posible la elaboración de diagramas o bosquejos de la red, así como un análisis más completo del entorno.

Finalmente, una vez recopilada la información del recorrido, se deben seguir los siguientes pasos:

- Elaboración de un cronograma de trabajos: Planificar las actividades necesarias para la atención de los hallazgos críticos identificados.

- Programación de trabajos: Establecer fechas, recursos y equipos responsables para la ejecución de las tareas.
- Ejecución, registro y control de actividades: Realizar las labores programadas, documentar su desarrollo y llevar un control del avance en la resolución de los hallazgos.

3.4 Medición de Variables Eléctricas

3.4.1 Calidad de la Potencia y Calidad del Servicio

La calidad de la potencia es un aspecto importante en la prestación del servicio de energía eléctrica. En la Tabla 5 vemos las perturbaciones en calidad de la potencia según la NTC 5001.

Tabla 5. Tipos de Perturbaciones

Perturbaciones	Tipo
Larga duración o permanentes	7.1 VARIACIONES DE TENSIÓN DE ESTADO ESTABLE
	7.5 DESBALANCE DE TENSIÓN
	7.6 FLICKER
	7.8 INTERRUPCIONES DE LARGA DURACIÓN (DURACIÓN \geq 1 min)
	7.9 ARMÓNICOS DE TENSIÓN
	7.10 ARMÓNICOS DE CORRIENTE
	7.11 MUESCAS DE TENSIÓN
	7.4 VARIACIONES DE TENSIÓN DE LARGA DURACIÓN (SUBTENSIONES Y SOBRETENSIONES)
Lentas	7.7 INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN (DURACIÓN $<$ 1 min)
	7.2 HUNDIMIENTOS (<i>Sags</i>)
	7.3 ELEVACIONES (<i>Swells</i>)
	7.12 VARIACIONES DE FRECUENCIA
Rápidas	7.13 SOBRETENSIONES TRANSITORIAS

NOTA: Esta tabla de elaboración propia abarca los tipos de perturbaciones definidas por el ICONTEC. Basado de NTC 5001:2008. Calidad de la potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en punto de conexión común.

Por su parte, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establece las normas que regulan las variables a tener en cuenta en la medición de la calidad del servicio. Además, define incentivos para el cumplimiento de los estándares de calidad, así como sanciones o compensaciones en caso de incumplimiento. Según lo establecido en la Resolución CREG 070 de 1998, modificada por la Resolución CREG 024 de 2005, la calidad de la potencia se mide a través de los siguientes parámetros:

Desviaciones de la Frecuencia y magnitud de la Tensión estacionaria, “donde Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta, durante un periodo superior a un minuto”.

Distorsión Armónica de la Onda de Tensión

“Es la distorsión periódica de las ondas de voltaje, modelable como el contenido adicional de ondas senoidales cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia de suministro, acompañando la componente fundamental”.

Tabla 6. Niveles de Distorsión Armónica de la Onda de Tensión

Niveles de tensión 1,2 y 3	5.0 %
Nivel de Tensión 4	2.5 %
STN	1.5 %

NOTA: Esta tabla abarca los niveles de distorsión armónica de tensión definidos por el ICONTEC. Tomado de NTC 5001:2008. Calidad de la potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en punto de conexión común.

Mientras que la calidad del servicio prestado lo clasifican de la siguiente manera.

De acuerdo con la duración:

Instantáneas: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es inferior o igual a un (1) minuto.

Transitorias: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es superior a un (1) minuto y menor o igual a cinco (5) minutos.

Temporales: Son aquellas suspensiones del servicio de energía cuya duración es mayor a cinco (5) minutos”.

De los fenómenos anteriormente descritos la norma exige un equipo que monitoree la calidad de la potencia y específicamente se exige que mida:

- THDV (Distorsión Armónica Total del Voltaje),
- Hundimientos y picos
- Continuidad del servicio (Frecuencia y duración de interrupciones superiores a un minuto)
- El indicador PST (la perceptibilidad de un equipo o sistema, ante fluctuaciones de tensión)
- La desviación estacionaria de la tensión r.m.s (duración superior a 1 minuto)
- La relación entre el voltaje de secuencia negativa y el voltaje de secuencia positiva

El OR tiene un plazo máximo de treinta (30) días hábiles a partir de la detección de la existencia de una deficiencia en la Calidad de la Potencia Suministrada de acuerdo a lo definido por la regulación actual.

3.4.2 Medición de Corrientes: Balanceo de Cargas

Uno de los activos más importantes en los sistemas de distribución de energía eléctrica son los transformadores, ya que permiten adecuar la energía para su transmisión o consumo. En un sistema trifásico (fases R, S y T), es fundamental mantener el balance de corrientes entre las fases para evitar desviaciones en los ángulos de fase, las cuales pueden generar diversos problemas operativos, entre ellos:

- Sobrecalentamiento del transformador, conexiones y empalmes
- Deterioro del conductor
- Caídas de tensión en el sistema
- Pérdidas de energía por radiación térmica

El desbalance en un circuito de media tensión (13,2 kV) o en una línea de 34,5 kV puede originarse por la conexión asimétrica de cargas monofásicas en el sistema. Cuando se conectan más cargas a una fase que a las otras, se produce un desequilibrio cuya magnitud puede ser suficiente para provocar el disparo de las protecciones eléctricas en la subestación. Además, este desbalance tiene un impacto directo en los indicadores de calidad del servicio, razón por la cual es fundamental implementar un plan de balanceo de cargas que permita mantener la red en condiciones estables y eficientes.

En los transformadores de distribución, generalmente se utiliza una relación de transformación de 13,2 kV / 240 V. Un desbalance en las cargas puede generar múltiples consecuencias negativas, tales como:

- Recalentamiento de los bornes secundarios
- Disparo del fusible principal por sobrecarga

- Dilatación del conductor
- Caída de tensión en la red secundaria
- Reducción de la vida útil del equipo

Además, el desbalance también puede afectar directamente a la carga conectada, provocando el mal funcionamiento de motores y equipos trifásicos alimentados por la red.

El balanceo de centros de transformación comprende actuaciones correctivas en las que se verifican las condiciones de carga de cada una de las fases. Si se detecta un desbalance superior al máximo permitido, se procede a trasladar cargas monofásicas (acometidas de una o dos fases) entre las fases de la red de baja tensión asociada al centro de transformación. El objetivo es lograr una distribución uniforme de carga por fase, mejorando así la eficiencia y confiabilidad del sistema.

Para el caso de mediciones en edificaciones es importante tener claro las siguientes consideraciones.

- Para el caso de una vivienda, se solicita el permiso de ingreso y el acceso al tablero principal para realizar las lecturas, validando el uso de todos los implementos de seguridad, para evitar arcos eléctricos o descargas y proceder con las mediciones.
- Para el caso de los tableros industriales se coordina y tramita todas las autorizaciones de ingreso; el alcance está determinado por la propiedad, el estado general de las instalaciones y el tipo de solicitud.
- Para el caso de informes técnicos donde involucre quema de electrodomésticos y/o accidentes eléctricos, se debe asegurar que las mediciones se hagan bajo todos los

parámetros de seguridad y dejar constancia de los valores medidos, así como, la valoración del estado general de las instalaciones.

Para el cálculo del desbalance de cargas con base en la *norma la IEEE 1159* (IEEE, 2024) se utiliza la siguiente fórmula:

$$\%D = 100 * \frac{\text{Desviación Máxima respecto al promedio}}{I_{prom}} \quad (2)$$

$$\text{Desviación Máxima} = \max (|I_r - I_{prom}|, |I_s - I_{prom}|, |I_t - I_{prom}|) \quad (3)$$

Simplificando la formula tenemos que

$$\%D = 100 * \frac{I_{max} - I_{prom}}{I_{prom}} \quad (4)$$

Donde,

$\%D$: Porcentaje de Desviación

I_{prom} : Corriente promedio en amperios

I_{max} : Corriente máxima en amperios

I_r, I_s, I_t : Corrientes por fase en amperios

Al tomar las mediciones de carga en la salida del equipo y aplicar la fórmula correspondiente, es posible calcular el porcentaje de desbalance de cargas. Mediante la implementación de un plan de mantenimiento para balanceo, se pueden ejecutar trabajos que permitan reorganizar las cargas monofásicas en el circuito, con el objetivo de reducir el desbalance a un valor tolerable, idealmente inferior al 5 %.

En los sistemas que manejan cargas monofásicas, es común que se presenten desbalances más significativos debido al comportamiento variable de estas cargas en distintas franjas horarias.

Estas actividades deben ir encaminadas al cumplimiento de un plan de mantenimiento, para la programación y ejecución de las mediciones y sus correcciones se sugiere la siguiente ponderación.

Tabla 7. Ponderación de balanceo de circuitos

Actividad	Criterio	Ponderación	Comentarios/Observaciones
Inspección de circuitos	Desbalance del circuito	80%	En un periodo móvil
	Sobrecarga del circuito	20%	En un periodo móvil

NOTA: Esta ponderación aplica para programas periódicos (mensuales, semestrales, anuales, bianuales, entre otros) para puntos críticos específicos prevalecerá el criterio operativo de experto y las necesidades del sistema de distribución.

3.4.3 Sobrecargas de Corriente

La lectura de corrientes permite verificar la cargabilidad de una línea de distribución, un circuito de media tensión o un transformador de potencia. Sin embargo, no solo estos activos — que son los más relevantes— deben ser considerados, ya que todos los elementos del Sistema de Distribución Local (SDL) se dimensionan en función de la carga que manejan aguas abajo, incluyendo los componentes del centro de transformación en baja tensión.

En un SDL, la sobrecarga de un circuito impacta negativamente en la vida útil del transformador, las líneas y otros componentes, generando fallas como:

- Ruptura de líneas primarias
- Daño en puentes

- Disparo de protecciones en transformadores de potencia
- Disminución de la vida útil de los equipos
- Caídas de tensión, lo cual afecta directamente la calidad de la potencia suministrada

En el nivel de baja tensión (BT), se pueden presentar efectos similares, con un agravante: la mayoría de los transformadores de distribución son de tipo convencional, y suelen contar únicamente con una protección por fusible, la cual muchas veces no está correctamente dimensionada según la capacidad real del equipo. Con el tiempo, esta condición puede llevar a fugas de aceite en los transformadores de distribución, lo cual constituye un síntoma evidente de sobrecarga y, por tanto, un daño ya materializado en el equipo.

3.4.4 Medición de Sistema de Puesta a Tierra

La resistencia de la puesta a tierra es la oposición que ofrece el sistema al paso de corriente eléctrica hacia el terreno. Esta resistencia depende principalmente de dos factores: la resistividad del terreno y las dimensiones del electrodo de puesta a tierra.

Por su parte, la resistividad del terreno es una propiedad que refleja su capacidad para conducir corriente eléctrica. Esta variable está influenciada por diversos factores, entre los cuales se destacan:

- Composición del suelo
- Humedad
- Temperatura
- Nivel de compactación
- Composición química del terreno, entre otras características físicas y químicas

Comprender y controlar estos factores es fundamental para garantizar un sistema de puesta a tierra eficiente y seguro.

La puesta a tierra consiste en realizar una conexión eléctrica entre un punto dado de la red, de una instalación o de un material y una toma de tierra. Esta toma de tierra es una parte conductora, que se puede incorporar en el suelo o dentro de un medio conductor, en contacto eléctrico con la Tierra (Chauvin Arnoux Ibérica, S.A., 2015).

El sistema de puesta a tierra permite conectar las masas metálicas de los equipos e instalaciones a la tierra física. En caso de una pérdida de aislamiento en un conductor, o ante otro tipo de descarga eléctrica, la corriente es drenada de forma segura hacia tierra, evitando riesgos. Por lo tanto, los sistemas de puesta a tierra protegen a las personas, equipos e instalaciones frente a fenómenos naturales como descargas atmosféricas (rayos), y en los sistemas de potencia eléctrica cumplen una función crítica: asegurar una rápida operación de las protecciones eléctricas, ofreciendo un camino de baja resistencia para el flujo de corriente de falla. Existen diversas formas de aterrizar un sistema eléctrico, entre ellas:

- Uso de un electrodo único
- Combinación de varios electrodos
- Enterramiento de placas y conductores
- Diseños complejos adaptados a las condiciones del terreno y los requerimientos del sistema

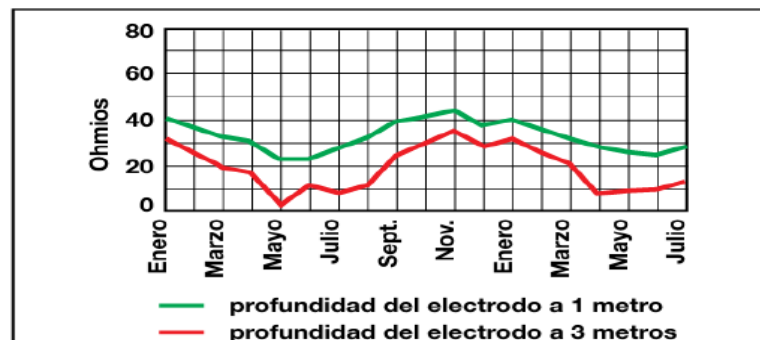
Cada método se selecciona con base en las condiciones del suelo, las características de la instalación y las normativas aplicables.

3.4.4.1 Resistividad de Terrenos

La resistividad de un terreno se expresa en ohm-metro ($\Omega.m$). Esto corresponde a la resistencia teórica, expresada en ohmios (Ω), de un cilindro de tierra con una sección transversal de 1 m^2 y una longitud de 1 metro. Su medida permite conocer la capacidad del terreno para conducir la corriente eléctrica. Esto significa que cuanto menor sea la resistividad, más débil será la resistencia de la toma de tierra construida en este lugar.

La resistividad varía según las regiones, naturaleza y características del terreno. Los factores más importantes son la humedad y temperatura (las heladas o sequías la aumentan). Teniendo en cuenta esto una resistencia de tierra puede variar de acuerdo a las estaciones y las condiciones de la medida (Chauvin Arnoux Ibérica, S.A., 2015).

Ilustración 12. Variaciones estacionales de la resistencia de la tierra



NOTA: Esta estimación es basada en la puesta a tierra de un electrodo en un terreno arcilloso. Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux.* https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

Tabla 8. Resistividad en función de la naturaleza del terreno

Naturaleza del terreno	Resistividad ($\Omega.m$)
Terrenos pantanosos	De unas unidades a 30
Lodo	de 20 a 100
Humus	de 10 a 150
Margas del jurásico	de 30 a 40
Arena arcillosa	de 50 a 500
Arena silíceas	de 200 a 3.000
Terreno pedregoso desnudo	de 1.500 a 3.000
Terreno pedregoso recubierto de césped	de 300 a 500
Calizas tiernas	de 100 a 300
Calizas agrietadas	de 500 a 1000
Micacita	800
Granitos y areniscas en alteración	de 1.500 a 10.000
Granitos y areniscas muy alterados	de 100 a 600

NOTA: Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux*. https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

La medida de resistividad permitirá elegir la ubicación y forma del sistema de puesta a tierra antes de construirlo, se puede prever las características eléctricas del sistema de puesta a tierra y con esto reducir costos (ahorro de tiempo y materiales) a la hora de construir el sistema.

El método que más se usa para la medición de resistividad de terrenos es el de los “cuatro electrodos” que se utiliza en dos métodos.

- Método de WENNER, apropiado en el caso de querer realizar una medida en una única profundidad.
- Método de SCHLUMBERGER, apropiado para realizar medidas con distintas profundidades.

Método de Wenner: Este método consiste en insertar cuatro electrodos en línea recta y a la misma distancia entre ellos. Luego, se inyecta una corriente de medida entre los electrodos

E y H mediante un generador y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos S y ES tal como se muestra en la Ilustración 16.

Para esta medición se requiere un ohmímetro de tierra con inyección de corriente y medida de potencial.

El valor de la resistencia medida (R) permite calcular la resistividad mediante la siguiente formula.

$$\rho_w = 2\pi aR \quad (5)$$

Donde:

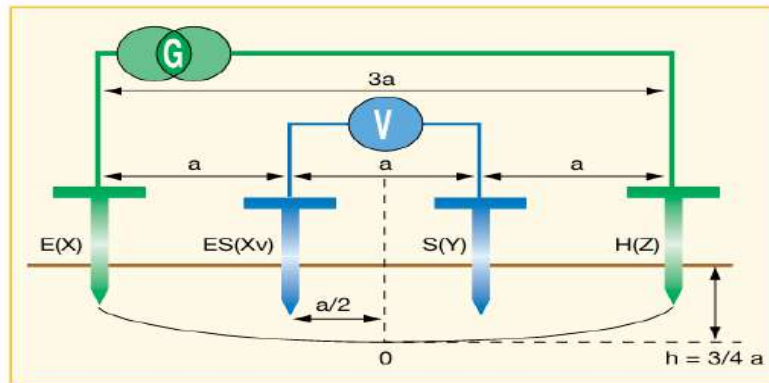
ρ : Resistividad del terreno, expresada en ohmios-metro ($\Omega \cdot m$), correspondiente al punto ubicado directamente debajo del punto O, a una profundidad $h = \frac{3}{4}a$

a: Base de medida (distancia entre electrodos), expresada en metros (m)

R: Valor de la resistencia (en ohmios, Ω) obtenido mediante la lectura del ohmímetro de tierra

Se recomienda utilizar una base de medida mínima de $a = 4$ metros para obtener resultados representativos en la medición.

Ilustración 13. Conexión Método de Wenner



NOTA: Los términos X, Xv, Y, Z corresponden a la antigua denominación utilizada respectivamente para los electrodos E, Es, S y H. Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux*. https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

Método de Schlumberger: Este método está basado en el mismo principio de medida de Wenner.

La única diferencia se sitúa a nivel del posicionamiento de los electrodos:

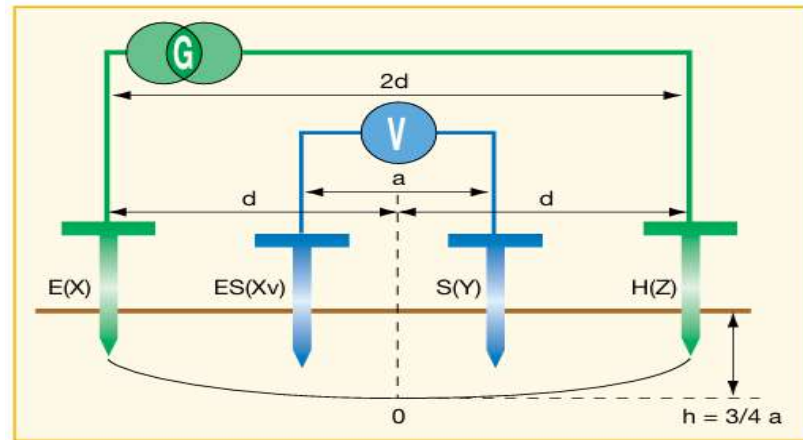
- La distancia entre las 2 picas exteriores es $2d$
- La distancia entre las 2 picas interiores es A

El valor de la resistencia (R) visualizado en el ohmímetro permite calcular la resistividad mediante la siguiente fórmula.

$$\rho_w = (\pi(d^2 - A^2/4)R_{S-ES})/4 \quad (6)$$

Este método permite ahorrar bastante tiempo en sitio, especialmente si se requiere realizar varias medidas pues solo requiere mover dos electrodos (electrodos exteriores) a diferencia del método Wenner que necesita desplazar los 4 electrodos a la vez.

Ilustración 14. Conexión Método de Schlumberger



NOTA: Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux*. https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

Las mediciones anteriores solo aplican para construcción de tierras nuevas, debido a que permiten determinar el valor de resistencia a tierra y ajustar la construcción para el valor deseado.

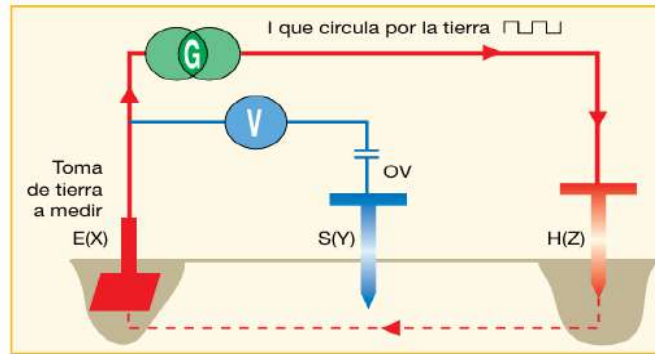
En el caso de sistemas de puesta a tierra existentes, la corroboración consiste en que las medidas cumplan con las medidas de seguridad en terminos de construcción y valor de resistencia. No obstante, numerosas medidas pueden aplicarse según las características de la instalación tales como la posibilidad de dejar sin tensión la instalación, desconectar la toma de tierra, tener una única toma de tierra a medir o conectada a otras, la precisión de la medida deseada, el lugar de la instalación (medio urbano o no), etc. (Chauvin Arnoux Ibérica, S.A., 2015).

Medidas de tierra en instalaciones que disponen de una unica toma a tierra

El principio de medida consiste en circular corriente a traves de una toma auxiliar “H” utilizando un generador “G”, retornando por la toma a tierra. Se mide la tensión entre las tomas E

y el punto donde el potencial es nulo creado con una pica auxiliar “S”. La resistencia buscada resulta del cociente entre la tensión medida y la corriente inyectada.

Ilustración 15. Principio de medición para una única toma de tierra

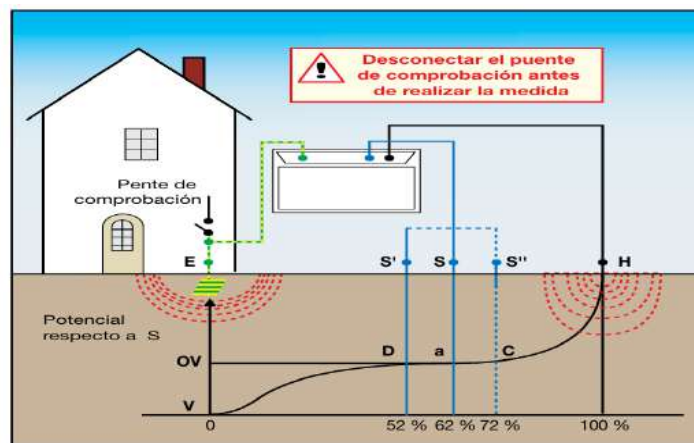


NOTA: Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux*. https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

Existen diferentes métodos que permiten realizar las mediciones en estas condiciones, de los cuales vamos a realizar mención de los principales métodos.

- Medida de tierra de 3 polos: Método del 62%

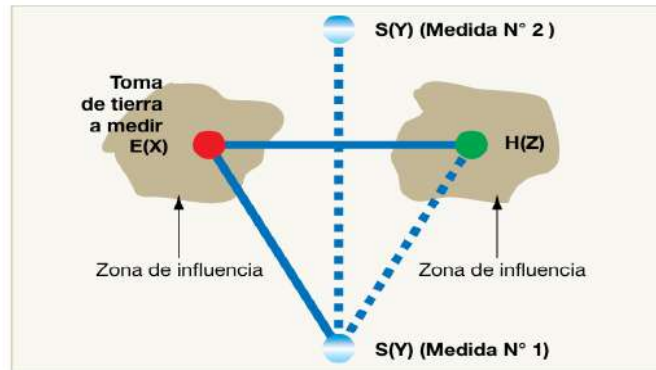
Ilustración 16. Conexión medida de 3 polos - método del 62%



NOTA: Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux*. https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

- Método de medida en triángulo (Dos picas)

Ilustración 17. Conexión método de medida en triángulo

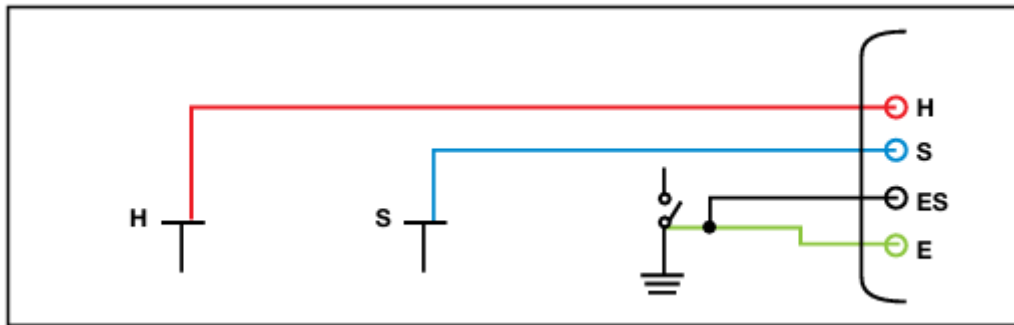


NOTA: Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux*. https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

- Medida de tierra por método de 4 polos

Esta medida se basa en el mismo principio que la de 3 polos, pero con una conexión adicional entre la tierra a medir y el instrumento de medida. Con esto se mejora la resolución hasta 10 veces y se elimina la resistencia de los cables de medida. Es ideal para resistencias muy débiles.

Ilustración 18. Conexión método de tierra por método de 4 polos

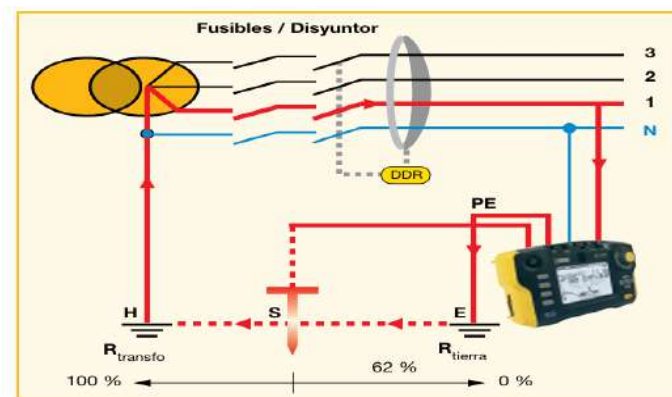


NOTA: Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux*. https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

- Método variante del 62% (Una pica)

Este método funcional igual al método del 62%, el electrodo “S” será posicionado de tal manera que la distancia entre “S” y “E” sea igual al 62% de la distancia total.

Ilustración 19. Conexión método variante del 62%

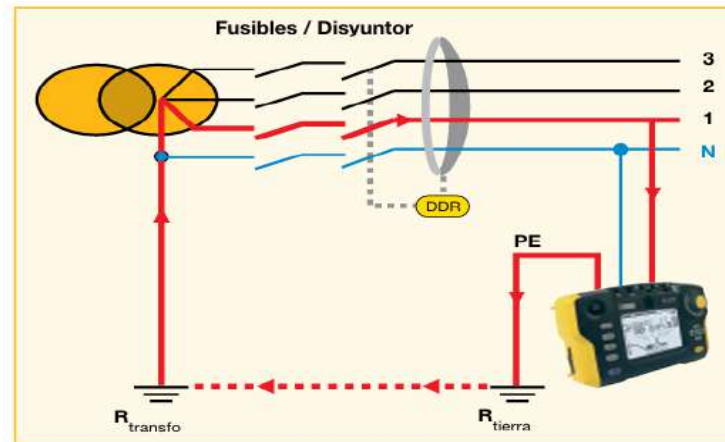


NOTA: Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux*. https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

- Medida de Bucle Fase-PE

La medida de bucle permite una medida de tierra en medio urbano sin clavar picas simplemente conectándose a la red. La resistencia de bucle medida incluye la resistencia de tierra y la resistencia del transformador así como la resistencia de los cables. Al ser estas resistencias muy menores, el valor medido corresponde al valor de la resistencia de tierra.

Ilustración 20. Conexión medida del bucle Fase-PE



NOTA: Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux*. https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

Medida de tierra en redes con varias puestas a tierra en paralelo

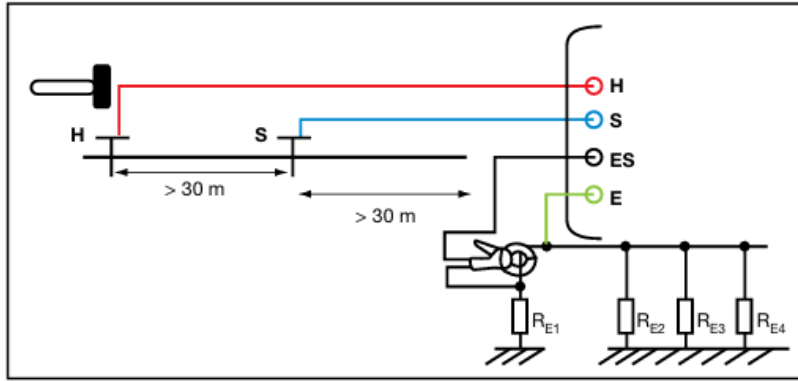
Para realizar mediciones frente a este tipo de instalaciones, se utilizan medidas de tierras con pinzas amperimétricas llamadas “medidas de tierra selectiva”. Estas pueden ser medidas de tierra selectivas con o sin picas.

Estas medidas aportan un ahorro de tiempo debido a que no se requiere desconexión de la resistencia de puesta a tierra y adicional, es una garantía de seguridad para los bienes y personas en contacto con la instalación eléctrica ya que la tierra no está desconectada.

Existen diferentes métodos que permiten realizar las mediciones en estas condiciones, de los cuales vamos a realizar mención de los principales métodos.

- Medida de tierra de 4 polos selectiva

Ilustración 21. Conexión medida de tierra de 4 polos selectiva



NOTA: Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux*. https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

- Medida de bucle de tierra con 2 pinzas y medida con pinza de tierra

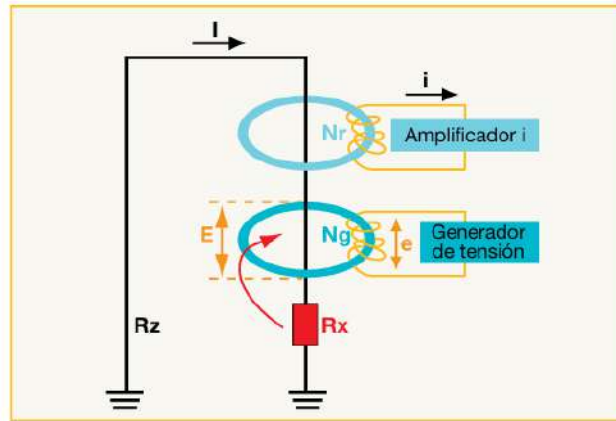
Estas medidas realmente han revolucionado las mediciones de tierra tradicionales como la medida de 4 polos selectiva. Estos 2 métodos de ejecución muy sencillos no requieren la desconexión de las tomas de tierra paralelas, pero aportan también un ahorro de tiempo adicional ya que no se tiene que buscar los lugares más indicados para posicionar las picas auxiliares. Efectivamente este proceso puede resultar largo y pesado en terrenos resistentes. (Chauvin Arnoux Ibérica, S.A., 2015).

- Medida con pinza de tierra

Esta medida tiene la ventaja de ser sencilla y rápida debido a que consiste en solo abrazar el cable conectado a la tierra para conocer el valor de resistencia y corrientes que circulan por él.

La pinza está compuesta de un devanado generador y uno receptor, lo cual induce una tensión alterna entorno al conductor generando una corriente a través del bucle resistivo y permitiendo calcular el valor de la resistencia.

Ilustración 22. Conexión medida con pinza de tierra

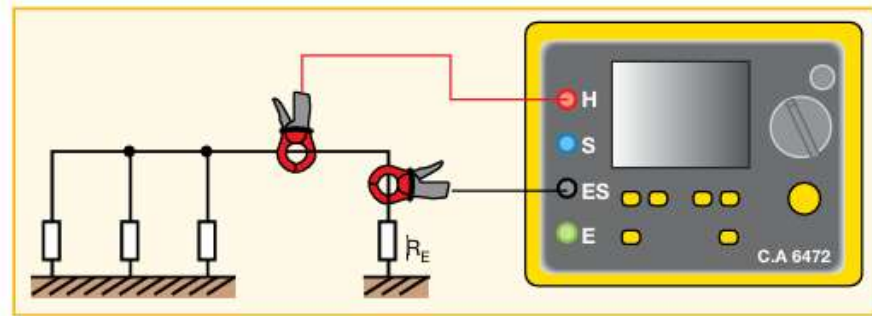


NOTA: Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux*. https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

- Medida de bucle de tierra con 2 pinzas

Este método se basa en el mismo principio de la pinza de tierra y consiste en colocar 2 pinzas alrededor del conductor de tierra a evaluar y conectar ambas al instrumento. Una pinza inyecta una señal conocida (32 V / 1.367 Hz) mientras que la otra pinza mide la corriente que circula en el bucle. (Chauvin Arnoux Ibérica, S.A., 2015).

Ilustración 23. Conexión medida de bucle de tierra con 2 pinzas



NOTA: Tomado de *Guía de la medición de tierra. Chauvin Arnoux*. https://www.chauvin-arnoux.com/sites/default/files/documents/cat_guia_de_medicion_de_tierra_ed2.pdf.

Requisitos de medición

El interés de disponer de una pinza por función radica en realizar medidas en conductores donde la pinza de tierra no es a veces apropiada a causa de su diámetro para abrazar o de su espesor. Utilizando cualquiera de los métodos mencionados anteriormente, se debe ejecutar un plan de mediciones de resistencia a tierra (SPT) para garantizar el correcto funcionamiento del sistema de distribución local (SDL) y de los equipos conectados a este.

Según el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), las puestas a tierra deben cumplir con los siguientes valores máximos de resistencia: 20 Ω en los apoyos de las líneas y 10 Ω en las subestaciones de media tensión.

Los valores de referencia completos se pueden consultar en la Tabla 3.12.3.a del RETIE.

En los circuitos y líneas de distribución, la puesta a tierra consiste generalmente en una conexión sólida mediante un conductor de cobre, Copper Clad Steel u otro material conductor aprobado. Esta conexión se realiza desde un único electrodo, instalado junto al apoyo de media/baja tensión (MT/BT), hasta el elemento metálico que se va a aterrizar. Entre estos

elementos se incluyen comúnmente: Crucetas, transformadores, herrajes, equipos de medida, equipos de protección y maniobra, entre otros.

En contraste, dentro de las subestaciones se emplea una malla a tierra, la cual puede incorporar varios electrodos, de acuerdo con el diseño específico, para asegurar una distribución eficaz del potencial eléctrico y el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos por la normativa.

Tabla 9. Valores máximos permitidos para resistencia de puesta a tierra

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda.	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

NOTA: Elaborado en base a *Reglamento de Instalaciones Eléctricas (RETIE)*. Ministerio de Minas y Energía. 2024. <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/reglamentos-tecnicos/reglamento-t%C3%A9cnico-de-instalaciones-el%C3%A9ctricas-retie/>

Para la implementación de un programa de mediciones de resistencia a tierra (SPT), se debe seguir una planificación similar a la utilizada en los programas de inspección visual. Las actividades principales incluyen:

- Selección de muestra: Identificar y seleccionar una muestra representativa de estructuras a lo largo del circuito donde se realizarán las pruebas de resistencia de la puesta a tierra.

- Registro fotográfico: Tomar evidencia fotográfica de cada medición realizada, asegurando que se documente correctamente el entorno, el equipo utilizado y la lectura obtenida.
- Georreferenciación: Utilizar una aplicación o equipo de geoposicionamiento (GPS) que permita anexar comentarios, observaciones y registrar la ubicación exacta del punto intervenido. Esto facilita la trazabilidad y futuras intervenciones en el mismo sitio.
- Elaboración del cronograma: Definir un cronograma detallado de actividades para la resolución de los hallazgos encontrados durante las mediciones.
- Programación de trabajos correctivos: Según los resultados obtenidos, se pueden implementar diversas soluciones, tales como: Instalación de un anillo de cobre alrededor del poste, combinación de anillo con electrodos auxiliares, mejora de las condiciones del terreno mediante tratamientos químicos (por ejemplo, bentonita o sales conductoras) o reemplazo o reparación de conexiones defectuosas.
- Ejecución, registro y control: Realizar las actividades correctivas programadas, documentando cada intervención y asegurando el control de calidad mediante registros fotográficos, fichas técnicas y mediciones posteriores que validen la efectividad de las acciones ejecutadas.

Por último se sugiere las siguientes ponderaciones para definir la priorización de actividades de medición de resistencia de tierras y resistividad del terreno en circuitos de distribución.

Tabla 10. Ponderación de medición de variables en circuitos

Actividad	Criterio	Ponderación	Comentarios/Observaciones
Medición de variables eléctricas	Cantidad de interrupciones	20%	Causa: Desbalance en barras de la subestación de origen
	Duración promedio de interrupciones	40%	Asociadas a fallas de Transformadores de Distribución, Bajantes y Red BT
	Cantidad de interrupciones	40%	Asociadas a fallas de Transformadores de Distribución, Bajantes y Red BT

NOTA: Esta ponderación aplica para programas periódicos (mensuales, semestrales, anuales, bianuales, entre otros) para puntos críticos específicos prevalecerá el criterio operativo de experto y las necesidades del sistema de distribución.

3.5 Lavado de Aisladores

Los aisladores expuestos están sujetos a depósitos de suciedad en su superficie en mayor o menor medida, dependiendo de la zona de operación. Los contaminantes más comúnmente presentes suelen tener un efecto limitado sobre el desempeño eléctrico del aislador mientras la superficie permanezca seca. Sin embargo, la presencia de niebla, llovizna o lluvia ligera puede generar condiciones que favorezcan la formación de una película conductora sobre la superficie sucia del aislador, sin que esto implique necesariamente una remoción efectiva de los contaminantes. Además, algunas capas de contaminación son auto humectantes, lo que significa que pueden absorber humedad del ambiente cuando la humedad relativa supera el 70 %, aumentando así el riesgo de fallas por corriente de fuga o arcos eléctricos superficiales.

Entre los agentes contaminantes más frecuentes que afectan el rendimiento de los aisladores se encuentran la sal (común en zonas costeras), el cemento y la cal (presentes cerca de construcciones o plantas de producción), así como los polvos y la tierra suspendidos en el ambiente, particularmente en regiones secas o agrícolas. También son relevantes los fertilizantes,

polvos metálicos, carbón y cenizas provenientes de zonas mineras o térmicas, y la ceniza volcánica en áreas geológicamente activas. Otros contaminantes incluyen el excremento de aves, sustancias químicas y compuestos orgánicos del ambiente, niebla vehicular, vapores industriales, humo, hielo, nieve y residuos asociados a incendios o materiales con retardantes de llama.

El lavado de aisladores abarca las actividades preventivas que buscan mantener las características eléctricas de los aisladores de las líneas de media tensión aéreas, eliminando la contaminación depositada en ellos y así, reducir el número de desconexiones por fallas en el aislamiento. Para el desarrollo de las actividades se sugiere seguir las recomendaciones de la IEEE Std. 957-2024 (*IEEE Guide for Monitoring, Managing, and Cleaning of Contaminated Insulators*):

Para los aisladores de líneas de transmisión y distribución están hechos de vidrio, porcelana o materiales poliméricos. El aislador debe lavarse de manera que las superficies recién limpiadas mantengan una adecuada capacidad de aislamiento. (Por ejemplo, en los aisladores verticales, el lavado debe iniciarse desde la parte inferior y avanzar hacia arriba). Una de las principales preocupaciones durante el lavado es el posible problema del rocío excesivo. Cuando el rocío excesivo representa un problema, lavar desde diferentes posiciones puede ser útil, pero tomará más tiempo y reducirá la productividad.

Los aisladores utilizados en aplicaciones de servicios eléctricos se clasifican en dos categorías principales: Cerámicos y No cerámicos

Existen situaciones en las que se aplican recubrimientos adicionales a los aisladores cerámicos para mejorar su desempeño en ambientes particularmente agresivos. Algunos de los recubrimientos más comúnmente utilizados incluyen: Esmalte semiconductor, Grasas y Silicona vulcanizada a temperatura ambiente (RTV)

3.5.1 Gestión del desempeño del lavado

La recopilación y gestión adecuada de datos sobre el desempeño de los aisladores es fundamental para establecer correctamente el programa de limpieza de aisladores más rentable para una línea específica o para una zona geográfica determinada. Es importante comprender que un programa, método de limpieza y frecuencia que funciona para una línea puede no ser efectivo para otra.

Para optimizar un programa de limpieza de aisladores, es necesario recopilar datos precisos para cada línea específica que se desee evaluar. Estos datos deben ser analizados adecuadamente con el fin de establecer un programa de limpieza óptimo. Es necesario revisar periódicamente la efectividad de cada programa, ya que factores como el medio ambiente, la topografía, el desarrollo urbano circundante, entre otros, pueden cambiar con el tiempo en las proximidades de esa línea.

La frecuencia de limpieza varía según el grado de contaminación, las condiciones climáticas y el diseño particular del aislador. En lugares donde se requiere lavado frecuente con agua, a veces resulta más económico instalar sistemas de tuberías en las torres o sistemas fijos de boquillas rociadoras permanentes para facilitar la limpieza.

Los aisladores deben limpiarse antes de alcanzar un nivel crítico de contaminación. Este punto puede estimarse a partir de lo siguiente:

- Experiencia previa sobre los períodos entre cortocircuitos por arco (*flashovers*) o incendios en postes
- Experiencia relativa (comparada con datos históricos) sobre la acumulación de contaminación y/o descargas en diferentes niveles de voltaje de línea o tipos de instalación

- Densidad de sal depositada equivalente (ESDD) admisible, obtenida a partir de pruebas en aisladores desenergizados o en aisladores energizados
- Grado de centelleo (*scintillation*) durante condiciones de humedad o clima húmedo
- Quejas por interferencia en radio o televisión
- Proximidad y exposición a la fuente de contaminación
- Tipo de contaminante y su tasa de acumulación sobre el aislador y estructura asociada
- Condiciones climáticas

Por sus características técnicas y condiciones hidrofóbicas, los aisladores poliméricos no requieren limpieza con la misma frecuencia que los aisladores de porcelana o vidrio. Si es necesario, los aisladores poliméricos pueden limpiarse. Se recomienda consultar al fabricante del aislador para determinar el método y la modalidad de limpieza a utilizar. Los aisladores de porcelana y vidrio son los más comúnmente sometidos a limpieza. Cualquier técnica de limpieza o disolvente utilizado no debe dañar ni deteriorar las unidades a limpiar. Los aisladores cerámicos pueden limpiarse de diversas maneras, y los circuitos eléctricos pueden permanecer energizados o desenergizados, dependiendo del riesgo potencial. El uso de agua desionizada (en lugar de filtrada) o de disolventes especializados puede ser una solución más eficaz o de menor riesgo.

Trabajo energizado: Es una práctica muy común limpiar aisladores cerámicos con las líneas en modo energizado y los dispositivos de reconexión desactivados. Sin embargo, existen ciertas condiciones que pueden hacer que la limpieza de aisladores energizados sea prohibitiva.

Trabajo desenergizado: Cuando el sistema está desenergizado (y aterrizado), los requisitos de resistividad del agua son los mismos que para un sistema energizado. Sin embargo, no existe el problema de distancias mínimas de seguridad, lo que permite condiciones de lavado diferentes.

La limpieza de aisladores puede realizarse desde diferentes ubicaciones, dependiendo del tipo de equipo utilizado. Esta ubicación puede ser desde tierra, sobre un vehículo, directamente en la estructura o incluso desde un helicóptero, según las condiciones del sitio y el nivel de tensión de la línea. Una de las formas más comunes de realizar esta tarea es con camiones equipados con bombas de agua y brazos hidráulicos, que pueden tener entre 4 y 10 llantas. Estos camiones a menudo recogen agua desde cisternas o remolques, y cuentan con sistemas de control remoto para dirigir el chorro de agua con precisión. Como el lavado requiere muchas más maniobras que otras tareas como la construcción o el mantenimiento de líneas, es necesario que las plumas sean especialmente resistentes y capaces de soportar un uso constante. En la punta del brazo se instala una manguera no conductora y una pistola manual que el operador usa para aplicar el agua.

En el caso específico de las subestaciones, donde el terreno suele estar cubierto con grava, se recomienda utilizar vehículos bajos con llantas de flotación para evitar daños. También pueden emplearse remolques más compactos, manejados por dos personas, o brazos extensibles de 9 a 12 metros que permiten llegar a los aisladores más altos. Según el tipo de equipo o componente, puede optarse por un lavado tipo “inundación” para mayor cuidado en elementos delicados.

3.5.2 Métodos de lavado

La elección del método de limpieza para aisladores eléctricos depende principalmente del tipo de contaminante presente en la superficie. Es crucial identificar la naturaleza de estos

contaminantes, ya que algunos, como los excrementos de aves, se vuelven altamente conductores al mojarse. En estos casos, métodos como el lavado a alta presión o por inundación no deben usarse en líneas energizadas para evitar riesgos.

Los métodos de lavado con agua (a alta presión o por inundación) son más efectivos para eliminar contaminantes solubles. Sin embargo, su eficacia se ve limitada con depósitos insolubles y adhesivos, que requieren técnicas más rigurosas. Para estos contaminantes persistentes, las opciones se reducen a la limpieza manual con agentes químicos y fregado, o la limpieza en seco con aire comprimido. La limpieza manual, si bien efectiva, es un procedimiento costoso. Además del tipo de contaminante, el método de limpieza también está influenciado por el material y la construcción del aislador, si la línea está energizada o no, y el nivel de tensión. Aunque las líneas de distribución tienen menores distancias de separación que las de alta tensión, la metodología general de limpieza es la misma para cualquier nivel de voltaje. En última instancia, la experiencia con un contaminante específico es lo que permite determinar el proceso de limpieza más eficaz y económico.

Los métodos utilizados para lavar aisladores variarán en función de la tensión, la aplicación y las propiedades físicas de los aisladores. Hay circunstancias en las que el lavado con la línea energizada es prohibitivo. Las siguientes son situaciones en las que se debe completar una evaluación para tomar la decisión de lavar bajo condición energizada: Aisladores dañados y/o crecimiento de cemento.

Cuando se laven con agua los aisladores utilizando el método de trabajo en línea viva, deben lavarse de manera que las cuencas que se acaban de limpiar mantengan un aislamiento adecuado. (Por ejemplo, en aisladores verticales el lavado se iniciaría en la parte inferior y se

trabajaría hacia arriba). Una de las principales preocupaciones del lavado es el problema potencial del exceso de rociado. Cuando el exceso de pulverización representa un problema, el lavado desde diferentes posiciones puede ayudar, pero llevará más tiempo y reducirá la producción.

Un nivel de 1 mA es el corriente umbral de percepción aproximada que una persona detecta como una ligera sensación de hormigueo. Cuando la trenza de puesta a tierra de la boquilla está correctamente conectada a tierra, no debería fluir ninguna corriente de fuga durante la operación de lavado. Sin embargo, la trenza de conexión a tierra de la boquilla pueda abrirse o desconectarse accidentalmente. Por esta razón, la corriente de fuga en el chorro de lavado debe limitarse a 2 mA.

El equipo de lavado, la varilla, la estructura y el operador del equipo de lavado deben estar al mismo potencial en todo momento durante la limpieza del aislador.

Los operarios que utilicen boquillas manuales deben llevar botas de goma, ropa de lluvia y guantes de goma para evitar mojarse. Además, la manguera mojada está en contacto directo con el suelo. El operador tiene ambas manos en la boquilla mientras el chorro está en contacto con equipos energizados. En estas circunstancias, no debería ser difícil limitar la corriente de fuga ajustando la distancia de lavado, la presión, el orificio y la resistividad del agua.

Los parámetros que influyen en la corriente de fuga en el chorro de agua de lavado son los siguientes:

- Tensión de la línea
- Distancia de la punta de la boquilla a las piezas energizadas
- Resistividad o conductividad del agua
- Presión del agua
- Diámetro del orificio de la boquilla
- Diseño de la boquilla (chorro continuo o pulsos intermitentes)

Las corrientes superiores a 1 mA o 2 mA deben evitarse de la siguiente manera:

- Utilizando agua que esté dentro del rango aceptable de conductividad o resistividad
- Sustituyendo las boquillas desgastadas
- Manteniendo cuidadosamente la distancia de trabajo segura.

En la Tabla 1 de la IEEE Std 957-2024, se define las distancias mínimas entre las partes energizadas y la punta de la boquilla del lavador

Tabla 11. Distancias mínimas entre las partes energizadas y la boquilla del lavador

Line voltage (kV)	Minimum nozzle-to-conductor distance m (ft)	Minimum water resistivity $\Omega \times \text{cm}$ ($\Omega \times \text{in}$)	Minimum nozzle pressure kPa (psi)	Maximum orifice diameter mm (in)
13 and below	1.82 (6)	1300 (512)	2758 (400)	4.76 (3/16)
13 and below	1.82 (6)	1300 (512)	2758 (400)	6.35 (1/4)
16	2.13 (7)	1300 (512)	2758 (400)	4.76 (3/16)
34.5	2.44 (8)	1300 (512)	2758 (400)	6.35 (1/4)
34.5	2.44 (8)	1300 (512)	2758 (400)	4.76 (3/16)
69	2.74 (9)	1300 (512)	2758 (400)	4.76 (3/16)
69	3.66 (12)	1300 (512)	2758 (400)	6.35 (1/4)
115	3.05 (10)	1300 (512)	2758 (400)	4.76 (3/16)
115	3.96 (13)	1300 (512)	2758 (400)	6.35 (1/4)
230	3.66 (12)	1300 (512)	2758 (400)	4.76 (3/16)
230	4.57 (15)	1300 (512)	2758 (400)	6.35 (1/4)
345	3.92 (13)	1300 (512)	2758 (400)	4.76 (3/16)
345	5.22 (17)	1300 (512)	2758 (400)	6.35 (1/4)
500	4.27 (14)*	50 000 (19 685)	5516 (800)	6.35 (1/4)
500	6.10 (20)	3000 (1181)	3792 (550)	7.94 (5/16)
500 dc	6.10 (20)*	50 000 (19 685)	5516 (800)	6.35 (1/4)

NOTA: Las distancias de 34,5 kV se interpolaron utilizando 230 kV y 500 kV, y se determinó que cumplen con las prácticas de la industria. La distancia está limitada por las dimensiones y la configuración de la torre. Debido a la distancia limitada entre la boquilla y el conductor, se puede utilizar agua desmineralizada con una resistividad de 50 000 x cm (19 685 °C) x pulg. o superior. Utilizado con permisos de IEEE, 957-2024 - *IEEE Guide for Monitoring, Managing, and Cleaning of Contaminated Insulators*, 2024. <https://ieeexplore-ieee-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/servlet/opac?punumber=10800460>

Ahora bien, es importante definir la distancia máxima para obtener un correcto lavado.

Esto va a depender de los siguientes factores:

a) Tipo de aislante a limpiar

1) Capuchón y pasador

- 2) Poste
- 3) Rótula
- b) Configuración del aislador
 - 1) Vertical
 - 2) Horizontal
 - 3) En V
- c) Impacto de la corriente en la superficie del aislador
- d) Nivel de contaminación en la superficie del aislador
- e) Configuración del chorro de lavado a una distancia determinada

Para garantizar la seguridad del operario durante las labores de lavado, es fundamental que este se encuentre en una zona equipotencial, es decir, que todas las partes de su cuerpo estén al mismo potencial eléctrico. Esto se logra mediante una adecuada conexión a tierra del equipo y del lugar de trabajo. Si el operario trabaja desde el suelo, debe hacerlo sobre una alfombrilla de puesta a tierra, la cual debe estar conectada a una estructura metálica aterrizada o a un electrodo de baja resistencia. Esto asegura que tanto sus manos como sus pies se mantengan al mismo potencial, reduciendo el riesgo de descarga. Generalmente, no es necesario el uso de guantes aislantes u otros EPI específicos, ya que no existe una diferencia de potencial significativa entre la boquilla/manguera y el operario si todo el sistema está correctamente aterrizado. No obstante, si se emplean elementos de protección personal, deben estar certificados para soportar la tensión máxima esperada ante una posible falla.

El cuerpo del camión o plataforma elevada, al estar aislado del suelo por los neumáticos, puede comportarse como un condensador y acumular tensión eléctrica. Por esta razón, es esencial

conectar a tierra el camión durante el lavado. Además, nadie debe subir o bajar del camión ni tocar su carrocería mientras se realiza la operación, para evitar establecer un camino a tierra a través del cuerpo humano. También es importante mantener distancia de objetos cercanos como árboles, postes o estructuras metálicas, ya que podrían representar una vía no intencionada para el paso de corriente en caso de una descarga.

El tratamiento del agua es un punto importante en el desarrollo del plan, Para limpiar aislantes energizados se debe utilizar agua de alta resistividad o baja conductividad. Un valor bajo de resistividad del agua podría provocar descargas eléctricas en los aislantes o lesiones durante el lavado. Esto ocurre porque la tensión soportada disminuye a medida que se reduce la resistividad del agua y, por lo general, muestra una disminución notable cuando la resistividad específica del agua cae por debajo de $1500 \Omega \times \text{cm}$ ($591 \Omega \times \text{pulgada}$).

Se sugieren las siguientes resistividades mínimas del agua:

- a) $1500 \Omega \times \text{cm}$ ($591 \Omega \times \text{pulgada}$) para un voltaje del sistema de 230 kV o inferior
- b) $2600 \Omega \times \text{cm}$ ($1024 \Omega \times \text{pulgada}$) para un voltaje del sistema superior a 230 kV

El agua con una resistividad deficiente, en el rango de $750 \Omega \times \text{cm}$ a $1000 \Omega \times \text{cm}$ ($295 \Omega \times \text{pulgadas}$ a $394 \Omega \times \text{pulgadas}$), puede purificarse mediante sistemas de desionización o filtrado. Las características mínimas del agua deben determinarse en función de las prácticas operativas previstas y los voltajes esperados. Es deseable una resistividad superior a $1500 \Omega \times \text{cm}$ ($591 \Omega \times \text{pulgada}$).

A diferencia del agua caliente, en condiciones de congelación, la resistividad del agua debe superar los $50\,000 \Omega \times \text{cm}$ ($19\,685 \Omega \times \text{pulgada}$).

Otra práctica habitual para garantizar una resistividad del agua aceptable es vaciar los depósitos de agua después de su uso y rellenarlos con agua nueva comprobada al día siguiente. Tanto si se conocen como si se desconocen las características del agua, se debe comprobar la conductividad de cada depósito lleno o rellenado. Se deben mantener unos estándares mínimos por motivos de seguridad.

La resistividad del agua es un factor crítico en los procesos de lavado, y su valor puede variar significativamente con la temperatura, especialmente en climas cálidos. Por lo tanto, es esencial medirla de forma periódica o continua para garantizar la seguridad y eficacia del lavado.

Para este fin, existen medidores portátiles de resistividad/conductividad. Estos dispositivos se utilizan para verificar la calidad del agua en cada tanque antes y después del llenado, y antes de iniciar el lavado en caliente. Es fundamental comprobar la resistividad del agua de las fuentes antes de llenar el tanque de la lavadora. Esta verificación después del llenado puede omitirse solo si la lavadora cuenta con un sistema de monitoreo constante. Un medidor portátil típico es autónomo, resistente, funciona con batería e incluye circuitos para prueba y calibración. Muestra la resistividad en ohmios por pulgada cúbica u ohmios por centímetro cúbico, con límites mínimos resaltados, y tiene una precisión de $\pm 2\%$.

Adicionalmente, se dispone de sistemas de monitoreo continuo que proporcionan mediciones constantes de la resistividad del agua mientras la lavadora está en operación. Si el nivel de resistividad cae por debajo de un límite mínimo preestablecido, estos sistemas activan una advertencia para el operador y pueden incluso detener el proceso de lavado. Los sistemas de monitoreo continuo suelen consistir en un dispositivo de estado sólido, montado rígidamente en una carcasa impermeable y con escalas de medición conectadas a una sonda dentro del tanque. Estos sistemas pueden integrar alarmas visuales o audibles y control del acelerador de la bomba.

Se prefieren los sistemas alimentados por corriente continua de 12 voltios, y es importante utilizar probadores sin compensación de temperatura.

El agua de lluvia, el deshielo, los arroyos limpios, algunos suministros municipales de agua y el destilado de las centrales térmicas son conocidos en general por tener buenas características de resistividad y pueden ser fuentes potenciales de suministro de agua.

El agua con una resistividad superior a $1500 \Omega \times \text{cm}$ ($591 \Omega \times \text{pulgada}$) se utiliza ampliamente y suele obtenerse de algunas bocas de incendio de las ciudades. También se utiliza agua desmineralizada con una resistividad de $50\,000 \Omega \times \text{cm}$ ($19\,685 \Omega \times \text{pulg}$) o superior, que suele obtenerse de centrales térmicas de vapor o de equipos móviles de desmineralización.

Es muy importante tener en cuenta la dirección del viento al realizar el lavado. Se debe tener en cuenta el exceso de pulverización al dirigir el chorro de lavado para proteger la propiedad pública o privada adyacente al derecho de paso del exceso de pulverización, que puede causar depósitos nocivos. Además, la dirección inicial de la pulverización dirigida sobre la cadena de aislantes sucios es importante para que el exceso de pulverización no se desvíe hacia las unidades sin lavar, lo que podría provocar una descarga eléctrica en la cadena seca o parcialmente húmeda. Si existe la posibilidad de que se produzca un exceso de pulverización, es muy importante lavar y enjuagar primero las unidades situadas a favor del viento. Esto permitirá lavar otras unidades situadas contra el viento, de modo que el exceso de pulverización se deposite sobre los aislantes limpios.

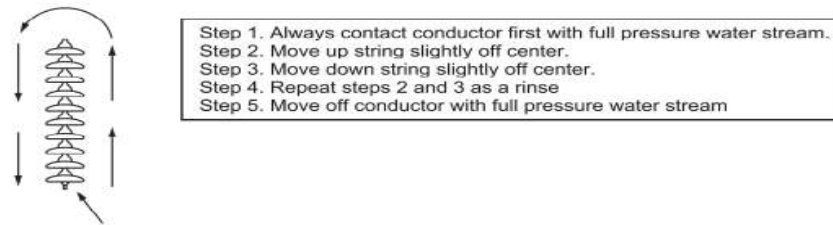
3.5.3 Procedimiento de lavado

El siguiente es un ejemplo de un procedimiento utilizado para lavar aisladores de la estructura mediante métodos de trabajo con líneas eléctricas:

a) El método de trabajo comienza con un electricista cualificado subiendo a la estructura con una línea de mano.

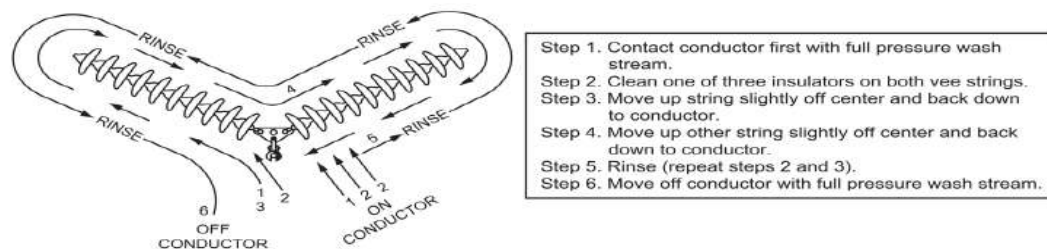
El conductor del camión sube la manguera, la pistola y la boquilla. El electricista cualificado conecta la boquilla al acero o poste de la torre, manteniendo al electricista cualificado, la boquilla y la torre al mismo potencial.

Ilustración 24. Metodología de lavado para aisladores



NOTA: Utilizado con permisos de IEEE, 957-2024 - *IEEE Guide for Monitoring, Managing, and Cleaning of Contaminated Insulators*, 2024. <https://ieeexplore-ieee.org/bibliotecavirtual.uis.edu.co/servlet/opac?punumber=10800460>

Ilustración 25. Metodología de lavado para aisladores tipo V



NOTA: Utilizado con permisos de IEEE, 957-2024 - *IEEE Guide for Monitoring, Managing, and Cleaning of Contaminated Insulators*, 2024. <https://ieeexplore-ieee.org/bibliotecavirtual.uis.edu.co/servlet/opac?punumber=10800460>

b) El electricista cualificado indica al conductor del camión que aumente la presión del agua. Si la unidad está equipada con un regulador de presión, la presión aumentará automáticamente al abrir la pistola.

El agua se aleja de la cadena de aisladores hasta alcanzar la presión máxima. El operario de la línea en la estructura dirige entonces el chorro de agua hacia el aislador. La distancia entre la boquilla y el conductor no debe ser inferior a la distancia mínima de lavado establecida.

c) Las cadenas de aisladores suspendidos se lavan dirigiendo primero el chorro de agua hacia el aislador más cercano al conductor energizado, de manera que se aproveche tanto el impacto como la acción de remolino del agua para eliminar los depósitos. Después de lavar los aisladores inferiores de la cadena, el chorro de agua se desplaza unas unidades hacia arriba. Estas unidades se lavan y el chorro se dirige a las unidades limpias inferiores para volver a enjuagarlas. Este proceso se repite, desplazando algunos aisladores a la vez hasta que toda la cadena esté limpia. No volver a enjuagar los aisladores inferiores antes de avanzar más arriba en la cadena puede provocar una descarga disruptiva. El chorro debe alejarse de cualquier parte energizada de los aisladores antes de reducir la presión del agua. Se debe tener cuidado para evitar que el rociado humedezca excesivamente los aisladores sucios cercanos, especialmente en la estación.

d) Los aisladores de extremo muerto deben lavarse cuidadosamente para evitar que el rociado excesivo provoque una descarga disruptiva. Comience el lavado en el extremo a sotavento de la cadena de aisladores y luego trabaje a contraviento. Es importante que los procedimientos anteriores y los parámetros de lavado establecidos se cumplan estrictamente al realizar el lavado de la línea caliente.

Finalmente, para la planificación y priorización de los circuitos a lavar se sugiere la siguiente ponderación.

Tabla 12. Ponderación de lavado de circuitos

Actividad	Criterio	Ponderación	Comentarios/Observaciones
Lavado de Aisladores	Cantidad de interrupciones	40%	Por problemas de contaminación
	Duración promedio de interrupciones	40%	Por problemas de contaminación
	Criticidad del activo	20%	Asociado a gestión de los activos

NOTA: Esta ponderación aplica para programas periódicos (mensuales, semestrales, anuales, bianuales, entre otros) para puntos críticos específicos prevalecerá el criterio operativo de experto y las necesidades del sistema de distribución.

3.6 Mantenimiento en redes subterráneas

Los conductores subterráneos deben estar necesariamente aislados tanto eléctrica como mecánicamente, y su diseño debe contemplar la minimización de las pérdidas eléctricas asociadas a la transferencia de energía. Las actividades de mantenimiento preventivo sobre redes subterráneas corresponden a intervenciones de carácter preventivo, en las que se verifica el cumplimiento de las condiciones reglamentarias, técnicas, de observación y conservación de los elementos que componen las líneas y circuitos de media tensión subterráneos.

De acuerdo con lo establecido en la norma IEEE 525-2025, el mantenimiento debe ser programado de forma anual, aunque su frecuencia puede variar dependiendo de las condiciones operativas y eléctricas de los conductores. Con base en esto, se proponen las siguientes actividades de mantenimiento. Uno de los aspectos más importantes en el mantenimiento de redes subterráneas es la ejecución de inspecciones básicas, las cuales pueden ser de tipo visual, destinadas a la verificación rápida de los principales factores que afectan la vida útil de la instalación y que pueden ser origen de fallas. Además, se contempla la realización de inspecciones exhaustivas, orientadas

a un análisis más detallado y profundo de las condiciones de los componentes que conforman la línea o el circuito.

El objetivo de las revisiones, según lo establecido en el RETIE, es verificar y asegurarse de que la línea no represente un alto riesgo ni peligro inminente para la salud o la vida de las personas, los animales o el medio ambiente.

La revisión debe contemplar, como mínimo, los siguientes aspectos:

- Estado de las defensas protectoras de las partes bajo tensión.
- Estado visual de los conductores.
- Estado de los elementos delimitadores, rejillas, puertas y/o escaleras de acceso y seguridad (candados, cerraduras).
- Estado del aislamiento.
- Estado del Sistema de Puesta a Tierra (SPT).
- Presencia de elementos extraños.
- Presencia de corrosión, humedad o filtraciones.
- Señalización del recorrido de la línea y avisos/señales de seguridad.

La planificación de las revisiones de mantenimiento debe ser de carácter anual, incluyendo todas las líneas y circuitos de media tensión que conforman el bloque de revisión correspondiente al año en curso. Tras las revisiones realizadas sobre las líneas y circuitos de media tensión subterráneos, y dependiendo de la gravedad de los defectos encontrados, pueden derivarse distintas acciones correctivas, tales como intervenciones normativas, adecuaciones de mejora o trabajos de mantenimiento que deben ser incluidos en el plan anual. Asimismo, pueden surgir intervenciones no planificadas si el nivel de urgencia así lo requiere.

Dependiendo de los plazos y la criticidad de la actuación, esta puede ejecutarse dentro del plan de mantenimiento del año en curso o programarse para el siguiente ciclo. La priorización de las actividades dependerá del nivel de gravedad de los defectos detectados, siguiendo los plazos y criterios previamente establecidos.

Tabla 13. Priorización de resolución de defectos detectados

ORIGEN		PLAZOS DE RESOLUCION DE DEFECTOS			
		MUY GRAVE (P1)	GRAVE (P2)	LEVE (P3)	
REVISIONES DE MANTENIMIENTO	Población	ALTA DENSIDAD	En los treinta (30) días siguientes a la revisión	En los noventa (90) días después de la revisión	El año siguiente a la revisión
		BAJA DENSIDAD	En los sesenta (60) días siguientes a la revisión		

NOTA: Construcción propia. Esta ponderación aplica para la corrección de puntos críticos detectados en las redes subterráneas.

En la priorización de las actuaciones, se tiene en cuenta la coincidencia con otras actividades programadas en la línea, con el fin de ejecutarlas de forma conjunta siempre que el plazo de resolución lo permita. Por otro lado, una de las actividades clave en las redes subterráneas es la revisión de los equipos de corte y maniobra en líneas y circuitos. Estas intervenciones, de carácter preventivo, consisten en la verificación de las condiciones reglamentarias y de funcionamiento de los equipos de corte, maniobra (interruptores y seccionadores) y regulaciones presentes en las líneas y circuitos de media tensión.

La revisión debe tener en cuenta como mínimo los siguientes puntos:

- Comprobar el accionamiento de apertura y cierre de equipos de corte y maniobra.
- Comprobar el estado de las conexiones.
- Comprobar el estado de las protecciones mecánicas de alojamiento del elemento de corte y maniobra.
- Verificar la ausencia de elementos extraños.
- Verificar la existencia de calor en algún punto de los polos con una inspección termográfica.
- Visualizar los niveles dieléctricos en los equipos de maniobra (Aceite, SF6).

En caso de que los interruptores revisados sean automáticos, también se debe verificar que los relés actúen correctamente, produciendo el disparo del interruptor, y que el rango de actuación de los relés sea coherente con las características del elemento que protegen.

Esta actividad incluye todos los equipos de corte y maniobra de las líneas de media tensión subterráneas, sin importar su segmentación, el tipo de red o el mercado al que abastecen. Para la programación de las revisiones, se debe optimizar al máximo el tiempo del personal técnico y minimizar los desplazamientos, de modo que se logre una gestión eficiente de los recursos disponibles.

La planificación de las revisiones de mantenimiento es de carácter anual y contempla la totalidad de las líneas de media tensión que conforman el bloque correspondiente al período evaluado. Como resultado de las revisiones, pueden derivarse actuaciones reglamentarias, adecuaciones de mejora o actividades de mantenimiento correctivo, las cuales se incluirán en el

plan de mantenimiento anual vigente o del siguiente año, en función de la prioridad y criticidad de las acciones requeridas.

Asimismo, se debe identificar la posible coincidencia con otras intervenciones programadas en la misma línea, con el fin de ejecutar múltiples actividades de manera conjunta, siempre que el plazo de resolución lo permita.

Otro aspecto importante en el mantenimiento de subestaciones es la revisión de manholes, cárcamos y bancos de ductos en las líneas de media tensión subterráneas. Estas actividades, de carácter preventivo, consisten en verificar las condiciones físicas y operativas de dichos elementos, con el fin de detectar la presencia de elementos peligrosos o posibles averías en las zonas donde se alojan los cables de tensión subterráneos. En caso de encontrarse elementos extraños, se procede a su limpieza y saneamiento.

Esta actuación aplica a todos los manholes, cárcamos y bancos de ductos de las líneas de media tensión subterráneas, sin importar su segmentación, ubicación o mercado atendido.

La revisión de estos elementos se realiza con una periodicidad bienal (cada dos años) y, cuando sea posible, se coordina de manera conjunta con la revisión general de las líneas subterráneas de media tensión. Como resultado de estas inspecciones, pueden derivarse actuaciones de mantenimiento correctivo o adecuaciones de mejora, las cuales se incluyen en el plan de mantenimiento anual, ya sea del año en curso o del siguiente, en función de la criticidad de la actuación. Siempre que el plazo de resolución lo permita, se debe aprovechar la coincidencia con otras tareas programadas sobre la misma línea, de modo que puedan ejecutarse de forma conjunta, optimizando así los recursos y el tiempo de intervención.

Asimismo, la revisión de los centros de transformación de redes subterráneas puede realizarse de dos formas:

- De forma ocular básica, para la detección rápida de factores que puedan afectar la vida útil del centro o generar incidentes.
- De forma exhaustiva, con el fin de obtener un análisis más profundo y detallado del estado de los componentes del centro de transformación.

El objetivo de las revisiones, según lo establecido en el RETIE, es verificar y asegurarse de que la línea no represente un alto riesgo ni peligro inminente para la salud o la vida de las personas, los animales o el medio ambiente.

Esta actividad aplica a todos los centros de transformación, independientemente de su segmentación o del mercado que abastecen. La planificación de las revisiones de mantenimiento de los centros de transformación se realiza con carácter anual, e incluye tanto aquellos que hacen parte del bloque de revisión correspondiente al año en curso como los centros priorizados por condiciones operativas o técnicas.

Se efectúa una revisión exhaustiva, de acuerdo con la clasificación y frecuencias previamente establecidas. En todo caso, al programar las revisiones, se debe optimizar al máximo el tiempo del personal y minimizar los desplazamientos, con el fin de mejorar la eficiencia operativa.

Como resultado de la revisión de los centros de transformación, pueden derivarse actuaciones de tipo normativo, adecuaciones de mejora o actividades de mantenimiento correctivo, según el nivel de criticidad del defecto encontrado. La ejecución de dichas actuaciones dependerá de los plazos establecidos y de la importancia de cada intervención. Su resolución se podrá contemplar dentro del plan de mantenimiento del año en curso, o bien programarse para el siguiente ciclo

anual, en función de la gravedad de los defectos detectados, siguiendo los plazos previamente definidos.

Tabla 14. Plazos sugeridos para resolución de defectos detectados

ORIGEN			PLAZOS DE RESOLUCION DE DEFECTOS		
			MUY GRAVE (P1)	GRAVE (P2)	LEVE (P3)
REVISIONES DE MANTENIMIENTO	Población	ALTA DENSIDAD	En los quince (15) días siguientes a la revisión	En los noventa (90) días después de la revisión	El año siguiente a la revisión
		BAJA DENSIDAD	En los treinta (30) días siguientes a la revisión		

NOTA: Construcción propia. Esto es sugerido para las redes subterráneas.

En la priorización de las actuaciones, se tiene en cuenta la coincidencia con otras actividades programadas en la misma línea, con el fin de ejecutarlas de forma conjunta, siempre que el plazo de resolución lo permita. Esta actuación aplica a todos los centros de transformación identificados en revisiones previas de Toma de Carga, en los que se evidenció un desbalance entre las fases de la red de baja tensión. También se incluyen aquellos centros donde, a partir de actividades de mantenimiento correctivo, se haya detectado un desbalance en la carga.

La limpieza de los centros de transformación es una actividad de carácter preventivo, que consiste en la remoción de suciedad, restos de animales y la limpieza de desagües, así como en la revisión del estado general del centro con el objetivo de prevenir posibles anomalías. Estas acciones también aplican a los centros de seccionamiento y centros de reflexión.

La planificación de los centros involucrados en esta actividad se realiza con base en su estado general, determinado por revisiones anteriores, problemas de altas temperaturas de funcionamiento o filtraciones de agua en el recinto. Se deben identificar los centros propensos a ensuciarse y, a partir de esta información, se programa la campaña de limpieza.

La frecuencia recomendada para la limpieza de las partes constitutivas de los centros de transformación es de cada dos (2) años, considerando aquellos previamente identificados conforme a los criterios mencionados.

Con el fin de optimizar los recursos y lograr una cobertura más amplia, esta actividad puede coordinarse con las revisiones generales de los centros, en caso de que no sea posible incluirlos dentro de la campaña específica de limpieza. Como resultado de estas limpiezas, pueden derivarse actuaciones de adecuación, las cuales se integran al plan anual de mantenimiento. La priorización de estas acciones se realiza en función de la criticidad del defecto identificado y la importancia del mercado que abastece el centro de transformación.

3.6.1 Métodos para prevención y detección de fallas en cables subterráneos

Con el fin de prevenir y detectar fallos de manera eficaz y anticipada, se han establecido diversas técnicas para diagnosticar el estado de los conductores subterráneos. Además, estas permiten llevar un control y analizar su nivel de degradación a lo largo del tiempo. Cabe indicar que para aplicar estas técnicas no es necesario desenterrar el cable.

Algunas de estas técnicas son las siguientes:

Descargas parciales: En el proceso de fabricación de los cables de media tensión y cuando se realizan los empalmes en la etapa de construcción de la línea eléctrica, cantidades diminutas de aire (gas) de baja rigidez dieléctrica quedan aprisionados en el interior constituyendo cavidades,

las mismas que al energizar el material y como resultado de la diferencia de potencial a través de estas cavidades, pueden alcanzar el valor disruptivo del aire encerrado, provocando descargas que se conoce como descargas parciales (INDUCOR, 2016).

Esta técnica de medición de las descargas parciales es un indicador importante para determinar el nivel de degradación que está sufriendo un cable subterráneo. Y se constituye en una herramienta importante para las tareas de mantenimiento.

Microscopía digital 3D: La microscopía digital en tres dimensiones, combinada con la iluminación ultravioleta y la utilización de tintas penetrantes, se convierten en una herramienta indispensable para el análisis y confirmación de los resultados obtenidos en las pruebas eléctricas. Esta técnica permite visualizar lo que las técnicas eléctricas solo pueden detectar o mensurar.

Esta técnica permite visualizar lo que las técnicas eléctricas solo pueden detectar o mensurar (Tayupanta Albán, 2017).

Rayos X: Un aliado actual e indiscutible para el análisis de fallos en cables de media tensión lo constituye el análisis por rayos X. Para identificar la degradación ascendente de cables en servicio, la aplicación de rayos X se incluye dentro de los tradicionales ensayos no destructivos.

Su aplicación permite detectar la presencia, tamaño y posición de defectos en los materiales aislantes de los cables, tales como; Grietas y fisuras, trazas de carbón, oclusiones gaseosas o impurezas (Tayupanta Albán, 2017).

Very Low Frequency (VLF): La IEEE 400.2 establece que los equipos de ensayo con tecnología VLF son todos aquellos que pueden generar una alta tensión de corriente alterna con

una frecuencia del orden de 0,01 Hz a 1 Hz. Este equipo es un probador de aislamiento en corriente alterna, que trabaja a muy baja frecuencia. Su mayor aplicación es para probar el dieléctrico de cables eléctricos y pruebas en grandes maquinas rotatorias. Esta metodología no es una prueba de diagnóstico, es una prueba de tensión AC en la que se determina si el cable soporta la tensión de ensayo o falla. La aplicación conjunta de todas estas técnicas ofrece un panorama completo de análisis a los profesionales del mantenimiento con el que pueden determinar el real estado de degradación de los cables subterráneos y tomar las medidas preventivas o correctivas necesarias (Tayupanta Albán, 2017).

Ninguna de las cuatro técnicas mencionadas se considera destructiva.

3.6.2 Técnicas para detección de fallas en cables subterráneos

Las actividades correctivas sobre cables subterráneos requieren una acción inmediata, debido a la complejidad de su intervención y con el fin de minimizar los impactos en la calidad del servicio, así como las pérdidas económicas asociadas a las fallas.

La localización de la falla debe ser tan exacta como sea posible, en la actualidad existen técnicas y equipos capaces de determinar el punto exacto donde se encuentra la falla en un cable subterráneo, todo depende del análisis del tipo de falla y la experticia del profesional que opera los equipos (Alejandro, 2017).

Entre las técnicas más reconocidas y utilizadas a nivel mundial se destacan las siguientes:

- Reflectometría en el dominio de tiempo (TDR)
- Reflexión de arco
- Reflexión de impulsos de corriente

Reflectometría en el dominio de tiempo (TDR): Este método utiliza un analizador con un generador de pulsos, el cual transmite un pulso de bajo voltaje en el cable bajo prueba, un osciloscopio muestra las distintas reflexiones de estos pulsos, esta técnica es útil para fallos con resistencia menor a 200 Ohmios (INDUCOR, 2016)

El tiempo que toman las reflexiones para volver es proporcional a la distancia. Si se conoce la velocidad de propagación del pulso en el cable y se lo multiplica por el tiempo que la reflexión tomó en volver, se determina la distancia exacta hasta el punto de fallo. Este cálculo lo realiza el TDR internamente y entrega el valor de la distancia en pies o metros. Cuando un TDR utiliza dos canales, permite presentar en su pantalla la diferencia algebraica de las dos trazas obtenidas, esto es útil cuando se está evaluando cables trifásicos y se puede comparar la fase que falló con las fases que están en buen estado. El equipo que presenta esta característica se denomina TDR diferencial.

Reflexión de arco: El método de la reflexión de arco y su complemento, la reflexión de arco diferencial, se han convertido en los últimos años en los métodos preferidos para la localización de fallas en cables subterráneos. Este método es aplicable cuando la resistencia de la falla es superior a 200 ohmios. Por medio de un generador de pulsos se genera una corriente elevada en el lugar de la falla, creando un cortocircuito momentáneo, que el reflectometro puede capturar y mostrar en forma gráfica (Tayupanta Albán, 2017).

Reflexión de impulsos de corriente: En este método se inyectan pulsos de alta tensión que viajan de ida y vuelta por el cable. El analizador captura y muestrea las reflexiones originadas desde la falla y producidas por los pulsos de alta tensión.

Cuando el arco es activado, un nuevo grupo de pulsos van y vienen por el cable con su propio tiempo base que es diferente del tiempo de duración del pulso original que viaja por todo

el cable. El nuevo tiempo base es utilizado para calcular la distancia de la falla. Este método también se lo conoce como quemado o surge.

En casos en los que la falla es de alta resistencia (>200 ohmios) y no se ha podido detectar con los métodos de reflectometría en el dominio de tiempo ni con el método de reflexión de arco (arc reflection), se utiliza el método de impulsos de corriente, siempre considerando el no exceder los límites permisibles para los cuales está diseñado el cable. Se debe considerar que este método podría ocasionar daños irreversibles en el cable subterráneo si se lo usa descontroladamente (Tayupanta Albán, 2017).

4. Caso de Estudio

Como caso de estudio para la evaluación de las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo en la red, se toma como referencia la evolución del plan de gestión a largo plazo implementado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en conjunto con la empresa de prestación del servicio de energía eléctrica que denominaremos OR (Operador de Red).

En este análisis, se dará especial atención a los indicadores "Mejora SAIDI" y "Mejora SAIFI" por circuito, dentro del objetivo de continuidad del servicio en el Sistema de Distribución Local (SDL). Para este caso específico, se abordará el informe correspondiente a las actividades realizadas durante el 2023 y el comportamiento de los indicadores durante el primer trimestre del año 2024.

El OR estructuró sus actividades de mantenimiento en el SDL sobre 40 circuitos priorizados, a partir de cuatro macro actividades de mantenimiento preventivo y predictivo, entre las cuales se incluyen: a) poda; b) termografía; c) recorridos (proceso mediante el cual se evalúa el estado y los requerimientos de los circuitos); y d) lavado en circuitos de 13,2 kV y 34,5 kV.

Para esta evaluación se analizará el comportamiento de los circuitos que hacen parte del top de seguimiento durante los dos años (2023-2024) y que se hayan ejecutado todos los planes de mantenimiento.

A continuación se presentan los indicadores SAIDI y SAIFI para los 40 circuitos correspondientes al plan de gestión durante el segundo trimestre del año 2022.

Tabla 15. Evolución del SAIDI año 2022 incluyendo las metas

NOMBRE 1	SAIDI (horas) META AÑO 2022	SAIDI (horas) AÑO REAL 2022	RESULTADO (%) SAIDI	USUARIOS BENEFICIADOS
CIRCUITO 1	452,33	249,17	45%	3489
CIRCUITO 2	166	72,85	56%	11043
CIRCUITO 3	185,45	112,94	39%	8024
CIRCUITO 4	164,83	74	55%	5372
CIRCUITO 5	95,23	27,59	71%	15292
CIRCUITO 6	275,61	213,01	23%	3684
CIRCUITO 7	252,11	142,55	43%	5278
CIRCUITO 8	278,86	229,35	18%	4700
CIRCUITO 9	322,29	91,38	72%	6351
CIRCUITO 10	283,99	411,07	-45%	
CIRCUITO 11	147,96	220,46	-49%	
CIRCUITO 12	141,02	53,78	62%	6036
CIRCUITO 13	134,88	165,57	-23%	
CIRCUITO 14	313,08	231,14	26%	2881
CIRCUITO 15	201,41	151,85	25%	
CIRCUITO 16	116,74	36,45	69%	10138
CIRCUITO 17	608,69	122,33	80%	2731
CIRCUITO 18	176,79	109,59	38%	6201
CIRCUITO 19	502,5	117,31	77%	4193
CIRCUITO 20	345,98	196,75	43%	5758
CIRCUITO 21	353,08	240,76	32%	4166
CIRCUITO 22	539,51	353,3	35%	1849
CIRCUITO 23	139,95	92,72	34%	7486
CIRCUITO 24	341	239,57	30%	6750
CIRCUITO 25	214,93	221,13	-3%	
CIRCUITO 26	155,82	117,4	25%	10782
CIRCUITO 27	189,57	125,06	34%	6611
CIRCUITO 28	235,02	209,73	11%	5100
CIRCUITO 29	239,81	226,95	5%	4006
CIRCUITO 30	437,31	354,58	19%	3119
CIRCUITO 31	99,47	69,11	31%	11493
CIRCUITO 32	200,23	100,87	50%	5921
CIRCUITO 33	342,5	282,95	17%	3448
CIRCUITO 34	202,52	165,05	19%	5980
CIRCUITO 35	246,14	216,91	12%	7300
CIRCUITO 36	135,65	45,18	67%	11251
CIRCUITO 37	135,54	37,19	73%	3540
CIRCUITO 38	164,6	182,94	-11%	
CIRCUITO 39	290,09	157,3	46%	2800
CIRCUITO 40	83,04	28,59	66%	5462

Esta información es tomada de *INFORME DE SEGUIMIENTO CUARTO TRIMESTRE 2022. ANEXO 1 SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES TERCER TRIMESTRE SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS*. Se reservan los nombres propios de los circuitos y del OR

Tabla 16. Evolución del SAIFI corte segundo trimestre 2022 incluyendo las metas

CIRCUITO	SAIFI (veces)		SAIFI	RESULTADO (%)	USUARIOS BENEFICIADOS
	AÑO	META AÑO 2022	REAL		
CIRCUITO 1	313,24	265,13	169,37	36%	3489
CIRCUITO 2	187,45	158,65	76,34	52%	11043
CIRCUITO 3	245,1	207,45	65,7	68%	8024
CIRCUITO 4	113,04	95,68	99,53	-4%	
CIRCUITO 5	121,45	102,80	17,73	83%	15292
CIRCUITO 6	284,66	240,94	141,72	41%	3684
CIRCUITO 7	236,7	200,34	92,93	54%	5278
CIRCUITO 8	258,15	218,50	164,34	25%	4700
CIRCUITO 9	368,65	312,02	84,69	73%	6351
CIRCUITO 10	292,35	247,44	290,3	-17%	
CIRCUITO 11	199,97	169,25	239,14	-41%	
CIRCUITO 12	118,28	100,11	29,58	70%	6036
CIRCUITO 13	169,94	143,84	89,83	38%	8133
CIRCUITO 14	260,51	220,49	139,27	37%	2881
CIRCUITO 15	203,54	172,28	74,45	57%	7005
CIRCUITO 16	95,46	80,79	30,09	63%	10138
CIRCUITO 17	634,04	536,65	107,79	80%	2731
CIRCUITO 18	189,98	160,80	99,81	38%	6201
CIRCUITO 19	328,2	277,79	89,34	68%	4193
CIRCUITO 20	375,13	317,51	138,77	56%	5758
CIRCUITO 21	307,85	260,56	184,03	29%	4166
CIRCUITO 22	386,9	327,48	210,8	36%	1849
CIRCUITO 23	141,76	119,99	43,1	64%	7486
CIRCUITO 24	299,42	253,43	182,89	28%	6750
CIRCUITO 25	215,41	182,32	175,17	4%	4607
CIRCUITO 26	155,65	131,75	56,91	57%	10782
CIRCUITO 27	179,69	152,09	80,73	47%	6611
CIRCUITO 28	227,9	192,89	160,32	17%	5100
CIRCUITO 29	166,72	141,11	93,78	34%	4006
CIRCUITO 30	400,54	339,02	236,43	30%	3119
CIRCUITO 31	170,94	144,68	66,58	54%	11493
CIRCUITO 32	234,23	198,26	63,89	68%	5921
CIRCUITO 33	299,38	253,4	194,42	23%	3448
CIRCUITO 34	173,76	147,07	75,4	49%	5980
CIRCUITO 35	159,83	135,28	88,26	35%	7300
CIRCUITO 36	129,95	109,99	35,3	68%	11251
CIRCUITO 37	129,31	109,45	34,06	69%	3540
CIRCUITO 38	185,26	156,8	71,65	54%	5425
CIRCUITO 39	180,28	152,59	77,11	49%	2800
CIRCUITO 40	95,14	80,53	18,49	77%	5462

Esta información es tomada de *INFORME DE SEGUIMIENTO CUARTO TRIMESTRE 2022. ANEXO 1 SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES TERCER TRIMESTRE SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS*. Se reservan los nombres propios de los circuitos y del OR

Luego, se presenta la evolución de la ejecución de los planes de mantenimiento sobre estos circuitos durante los tres primeros trimestres del año 2023.

Tabla 17. Actividades de podas ejecutadas en el tercer trimestre 2023

NOMBRE CIRCUITO	TRIMESTRE 1			% EJECUCIÓN T1		TRIMESTRE 2		% EJECUCIÓN T2		TRIMESTRE 3		% EJECUCIÓN T3		USUARIOS A BENEFICIAR (Trimestre 3)
	TOTAL, PROG 2023 (km)	PROG (km)	EJEC (km)	Meta T1 (%)	Meta Año (%)	PRO G (km)	EJEC (km)	Meta T2 (%)	Meta Año (%)	PRO G (km)	EJEC (km)	Meta T3 (%)	Meta Año (%)	
CIRCUITO 12	121,956		12,41		10%		1,05		1%	122,0	108,5	89%	89%	6.191
CIRCUITO 13	206,421	206,4	97,90	47%	47%		108,521		53%					
CIRCUITO 15	137,628		6,88		5%	137,6	130,748	95%	95%					
CIRCUITO 16	65,315		28,50		44%	65,3	36,815	56%	56%					
CIRCUITO 18	97,565					97,6	97,565	100%	100%					
CIRCUITO 19	168,048	168	168,05	100%	100%									
CIRCUITO 2	126,967	127,0	126,97	100%	100%									
CIRCUITO 20	144,509	144,5	144,51	100%	100%									
CIRCUITO 22	74,258		5,5		7%					74,3	68,8	93%	93%	1866
CIRCUITO 34	218,233	218,2	25,70	12%	12%		192,533		88%					
CIRCUITO 1	143,075					143,1	96,31	67%	67%	46,8			33%	3.348
CIRCUITO 24	192,522	192,5	192,52	100%	100%									
CIRCUITO 28	243,529	243,5	243,63	100%	100%									
CIRCUITO 29	285,777	20,8	191,90	923%	67%	265,0	93,88	35%	33%					
CIRCUITO 3	146,405	146,4	146,40	100%	100%									
CIRCUITO 36	117,252		117,67		100%	117,3		0%	0%					
CIRCUITO 37	31,785		7,00		22%	31,8	24,785	78%	78%					
CIRCUITO 7	129,973					130,0	130	100%	100%					
CIRCUITO 9	98,955	99	98,96	100%	100%									
CIRCUITO 38	248,156	248,2	248,7	100%	100%									

NOTA: Esta información es tomada de *INFORME DE SEGUIMIENTO No. 11 TERCER TRIMESTRE 2023. ANEXO 1 SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES TERCER TRIMESTRE SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS*. Se reservan los nombres propios de los circuitos y del OR

Tabla 18. Actividades de termografía ejecutadas en el tercer trimestre del 2023

CIRCUIT	TOTAL, PROG 2023 (actividad)	TRIMESTR E I			% EJECU CIÓN			TRIMES TRE			% EJECU CIÓN		
		PROG (actividad)	EJEC (actividad)	Meta T1 (%)	Meta Año (%)	PRO G (actividad)	EJEC (actividad)	Meta T2 (%)	Meta Año (%)	PRO G (actividad)	EJEC (actividad)	Meta T3 (%)	Meta Año (%)
O 20	1				100%	1	1	100%	100%				
O 15	1				100%	1	1	100%	100%				
O 12	1				100%					1	1	100%	100%
O 3	1	1	1	100%	100%								
O 2	1				100%	1	1	100%	100%				
O 16	1	1	1	100%	100%								
O 36	1	1	1	100%	100%								
O 37	1				100%								
O 24	1				100%								
O 34	1				100%	1	1	100%	100%				
O 23	1	1	1	100%	100%								
O 1	1				100%								
O 13	1	1	1	100%	100%								
O 28	1	1	1	100%	100%								
O 7	1				100%								
O 9	1				100%					1	1	100%	100%
O 19	1				100%	1	1	100%	100%				
O 18	1	1	1	100%	100%								
O 22	1				100%					1	1	100%	100%
O 38	1				100%	1	1	0%	0%				

NOTA: Esta información es tomada de *INFORME DE SEGUIMIENTO No. 11 TERCER TRIMESTRE 2023. ANEXO 1 SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES TERCER TRIMESTRE SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS*. Se reservan los nombres propios de los circuitos y del OR

Tabla 19. Actividades de recorridos ejecutados en el tercer trimestre del 2023

CIRCUITOS	TRIMESTRE I		% EJECUCIÓN		TRIMESTRE II		% EJECUCIÓN		TRIMESTRE III		% EJECUCIÓN		
	TOTAL, PROG 2023 (actividad)	PROG. (actividad)	EJE C. (actividad)	Meta T1 (%)	Meta Año (%)	PROG. (actividad)	EJEC. (actividad)	Meta T2 (%)	Meta Año (%)	PROG. (actividad)	EJEC. (actividad)	Meta T3 (%)	Meta Año (%)
CIRCUIT TO 20	1	1	1	100%	100%								
CIRCUIT TO 15	1	1	1	100%	100%								
CIRCUIT TO 12	1									1	1	100%	100%
CIRCUIT TO 3	1					1,00	1,00	100%	100%				
CIRCUIT TO 2	1	1	1	100%	100%								
CIRCUIT TO 16	1					1,00	1,00	100%	100%				
CIRCUIT TO 36	1					1,00	1,00	100%	100%				
CIRCUIT TO 37	1									1	1	100%	100%
CIRCUIT TO 24		1					1	1	100%				
CIRCUIT TO 34		1	1	1	100%								
CIRCUIT TO 23		1											
CIRCUIT TO 1		1											
CIRCUIT TO 13		1	1	1	100%								
CIRCUIT TO 28		1	1	1	100%								
CIRCUIT TO 29		1	1	1	100%								
CIRCUIT TO 7		1								1	1	100%	100%
CIRCUIT TO 9		1											
CIRCUIT TO 19		1											
CIRCUIT TO 18		1								1	1	100%	100%
CIRCUIT TO 22		1								1	1	100%	100%

NOTA: Esta información es tomada de *INFORME DE SEGUIMIENTO No. 11 TERCER TRIMESTRE 2023. ANEXO 1 SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES TERCER TRIMESTRE SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. Se reservan los nombres propios de los circuitos y del OR*

Tabla 20. Actividades de lavado programadas en circuitos año 2023

NOMBRE CIRCUITO.	TRIMESTRE I	TRIMESTRE II	TRIMESTRE III	TRIMESTRE IV	TOTAL, PROG 2023	USUARIOS A BENEFICIAR
CIRCUITO 15						
CIRCUITO 3		1			1	5.835
CIRCUITO 2						
CIRCUITO 16						
CIRCUITO 36						
CIRCUITO ADICIONAL 1	1,00				1	12.989
ADICIONAL 2		1			1	4.059
CIRCUITO 37						
CIRCUITO ADICIONAL 3	1,00				1	6.485
CIRCUITO ADICIONAL 4	1,00				1	5.816
CIRCUITO ADICIONAL 5	1,00				1	12.172
CIRCUITO 24						
CIRCUITO 13						

NOTA: Esta información es tomada de *INFORME DE SEGUIMIENTO No. 11 TERCER TRIMESTRE 2023. ANEXO 1 SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES TERCER TRIMESTRE SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS*. Se reservan los nombres propios de los circuitos y del OR

Inversiones Ejecutadas en el año 2023

Tabla 21. Inversiones Ejecutadas en circuitos durante el año 2023

NOMBRE CTO	TRIMESTRE 1		TRIMESTRE 2		TRIMESTRE 3		% EJEC	TOTALES ACUMULA DOS		% EJECU
	PROG. (km)	EJEC. (km)	PROG. (km)	EJEC. (km)	PROG. (km)	EJEC. (km)	EJEC. (km)	PROG. (km)	EJEC. (km)	EJEC. (km)
CIRCUITO 1	2,81	1,27	3,81	2,73	7,59	1,70	22%	14,21	5,70	40%
CIRCUITO 2	3,11	1,55	4,20	4,95	8,40	12,22	145%	15,71	18,72	119%
CIRCUITO 3	1,81	8,80	2,44	1,70	4,89	1,87	38%	9,14	12,37	135%
CIRCUITO 7	2,51	5,06	3,42	5,03	6,81	2,96	43%	12,74	13,05	102%
CIRCUITO 9	2,21	0,28	3,00	2,39	6,00	1,60	27%	11,21	4,26	38%
CIRCUITO 12	2,52	0,00	3,42	0,00	6,84	0,00	0%	12,78	0,00	0%

CIRCUITO										
13	3,14	7,22	4,26	2,91	8,50	11,00	129%	15,90	21,13	133%
CIRCUITO										
15	2,7	0,00	3,66	1,54	7,32	0,00	0%	13,68	1,54	11%
CIRCUITO										
16	1,59	0,00	2,16	0,00	4,29	2,00	47%	8,04	2,00	25%
CIRCUITO										
18	3,26	1,85	4,43	0,96	8,85	1,88	21%	16,54	4,69	28%
CIRCUITO										
19	4,32	0,00	5,85	2,76	11,67	7,24	62%	21,84	10,00	46%
CIRCUITO										
20	1,26	0,00	1,71	0,00	3,39	2,60	77%	6,36	2,60	41%
CIRCUITO										
22	1,92	3,30	2,61	0,00	5,19	3,00	58%	9,72	6,30	65%
CIRCUITO										
23	1,93	8,00	2,61	4,77	5,20	3,21	62%	9,74	15,98	164%
CIRCUITO										
24	3,53	7,20	4,79	6,20	9,57	8,00	84%	17,89	21,40	120%
CIRCUITO										
28	4,72	14,79	6,40	3,92	12,78	5,91	46%	23,90	24,62	103%
CIRCUITO										
29	3,84	3,42	5,20	4,38	10,38	3,91	38%	19,42	11,71	60%
CIRCUITO										
34	3,71	8,30	5,03	3,95	10,03	4,69	47%	18,77	16,94	90%

NOTA: Esta información es tomada de *INFORME DE SEGUIMIENTO No. 11 TERCER TRIMESTRE 2023. ANEXO 1 SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES TERCER TRIMESTRE SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS*. Se reservan los nombres propios de los circuitos y del OR

Por último, presentamos los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI en el 2024

Tabla 22. Evolución SAIDI primer semestre 2024

NOMBRE	META SAIDI P + NP (horas)	REAL SAIDI P + NP (horas)	VARIACIÓN SAIDI (%)	META SAIDI NP (horas)	REAL SAIDI NP (horas)	VARIACIÓN SAIDI NP (%)
CIRCUITO 1	201,09	108,82	-46%	178,46	69,41	-61%
CIRCUITO 2	69,01	69,45	1%	60,59	26,99	-55%
CIRCUITO 3	91,38	65,38	-28%	79,85	20,13	-75%
CIRCUITO 7	89,64	43,65	-51%	70,45	29,41	-58%
CIRCUITO 9	128,56	34,29	-73%	112,14	15,18	-86%
CIRCUITO 12	31,83	24,12	-24%	29,16	14,16	-51%
CIRCUITO 13	53,28	50,82	-5%	53,28	35,57	-33%
CIRCUITO 15	68,02	29,94	-56%	57,14	19,00	-67%

CIRCUITO 16	32,33	56,44	75%	32,33	20,07	-38%
CIRCUITO 18	87,70	50,87	-42%	73,68	14,31	-81%
CIRCUITO 19	161,38	87,54	-46%	148,68	55,06	-63%
CIRCUITO 20	128,29	112,93	-12%	83,92	58,05	-31%
CIRCUITO 22	183,62	125,34	-32%	163,03	81,29	-50%
CIRCUITO 23	42,63	18,18	-57%	30,90	13,07	-58%
CIRCUITO 24	186,59	166,12	-11%	165,88	119,31	-28%
CIRCUITO 28	102,01	105,33	3%	94,36	44,14	-53%
CIRCUITO 29	93,88	59,10	-37%	92,03	49,62	-46%
CIRCUITO 34	80,39	71,26	-11%	69,55	60,65	-13%
CIRCUITO 36	67,83	27,65	-59%	63,46	17,04	-73%
CIRCUITO 37	55,32	33,00	-40%	50,38	10,31	-80%

NOTA: Esta información es tomada de *INFORME DE SEGUIMIENTO No. 14 SEGUNDO TRIMESTRE DE 2024. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. Se reservan los nombres propios de los circuitos y del OR*

Tabla 23. Evolución Indicador SAIFI primer semestre 2024

NOMBRE CIRCUITO	META SAIFI P+NP (veces)	REAL		META SAIFI NP (veces)	REAL SAIFI NP (veces)	VARIACIÓN SAIFI NP (%)
		SAIFI P+NP (veces)	VARIACIÓN P + NP (%)			
CIRCUITO 1	106,18	71,51	-33%	102,05	64,15	-37%
CIRCUITO 2	56,42	34,23	-39%	54,88	27,39	-50%
CIRCUITO 3	104,66	27,54	-74%	101,11	21,31	-79%
CIRCUITO 7	84,05	32,04	-62%	79,95	29,24	-63%
CIRCUITO 9	133,6	28,25	-79%	127,87	20,96	-84%
CIRCUITO 12	29,75	13,03	-56%	28,98	11,67	-60%
CIRCUITO 13	51,1	25,98	-49%	51,1	23,84	-53%
CIRCUITO 15	66,8	32,59	-51%	64,59	30,71	-52%
CIRCUITO 16	30,24	15,89	-47%	30,24	10,74	-64%
CIRCUITO 18	79,45	29,01	-63%	76,32	23,22	-70%
CIRCUITO 19	105,41	55,1	-48%	102,56	49,96	-51%
CIRCUITO 20	118,79	77,06	-35%	111,24	69,79	-37%
CIRCUITO 22	113,53	75,29	-34%	110,68	69,48	-37%
CIRCUITO 23	41,59	9,16	-78%	37,86	8,48	-78%
CIRCUITO 24	124,35	99,44	-20%	121,49	93,6	-23%
CIRCUITO 28	87,18	56,69	-35%	85,75	47,61	-44%
CIRCUITO 29	49,89	41,6	-17%	49,17	39,99	-19%
CIRCUITO 34	53,84	58,36	8%	51,78	54,1	4%
CIRCUITO 36	38,05	13,69	-64%	34,13	12,52	-63%
CIRCUITO 37	41,35	16,79	-59%	40,62	12,42	-69%
CIRCUITO 38	73,43	24,27	-67%	72,66	19,5	-73%

NOTA: Esta información es tomada de *INFORME DE SEGUIMIENTO No. 14 SEGUNDO TRIMESTRE DE 2024. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. Se reservan los nombres propios de los circuitos y del OR*

Algunos de los circuitos del top 40 del 2022 no aparecen en las tablas de ejecución de mantenimiento e inversiones del 2023 debido a que se sacaron de dicho listado e ingresaron otros circuitos en su lugar, para efectos de nuestro análisis se trabajará solo con los datos publicados por la SSPD y se omiten los circuitos de los que no se tiene información durante el periodo de estudios.

En las anteriores tablas podemos ver por ejemplo que en el 2022 El circuito 1 tenía un SAIDI de 249.17 horas y un SAIFI de 169.7 veces, en el 2023 se ejecutaron actividades de Poda (143,11 km de red podada) e inversiones para reposición de red (basadas en el plan de recorridos) un total de 5,7Km que corresponde a un 40% de la meta propuesta aun así, para el 1er trimestre del 2024 el SAIDI P+NP bajó a 108,82 horas que corresponde a un 46% de la meta techo que era de 201,09 y el SAIFI tuvo un valor de 71,51 teniendo en cuenta la meta techo de 106,18 veces.

Finalmente, basándonos en los análisis expuestos por la super servicios, en los informes de seguimientos se puede concluir que el SAIDI total para el primer semestre presenta una disminución promedio del 25% respecto a la meta establecida y una mejora en el 73% de los mismos, también se evidencia que 11 de los 40 circuitos no alcanzaron la meta de disminución en la duración de falta del servicio percibida por los usuarios por interrupciones Programadas y No Programadas. Para el grupo de circuitos evaluados el SAIDI NP (No programado) presenta una disminución promedio del 53% y una mejora en el 100% de los mismos, ya que todos los circuitos evaluados alcanzaron o superaron la meta de disminución en la duración percibida por los usuarios por interrupciones No Programadas (SSPD, 2024).

Esta variación representa el porcentaje de disminución del SAIDI respecto a la meta. Un valor mayor que cero indica que el OR logró reducir el SAIDI a un valor inferior a la meta; un valor igual a cero indica que el SAIDI alcanzado fue igual a la meta definida; un valor negativo de este porcentaje indica que OR no logró disminuir el SAIDI respecto al objetivo. Si bien, las inversiones realizadas en los circuitos permitieron disminuir la base del indicador SAIDI del año 2019 en gran parte de ellos, las metas fijadas para el indicador en el primer semestre del 2024 no se cumplieron en 11 circuitos. Estos se listan en la Tabla 23.

Tabla 24. Evolución del SAIDI de circuitos que no alcanzaron la meta

NOMBRE	META SAIDI P + NP (horas)	REAL SAIDI P + NP (horas)	VARIACIÓN SAIDI (%)	PORCENTAJE DE EJECUCIÓN AÑO 2023 DENTRO DEL PGLP	CONTINUIDAD INVERSIONES AÑO 2024
CIRCUITO 2	69,01	69,45	-1%	123%	SI
CIRCUITO X1	15,20	59,64	-292%	84%	NO
CIRCUITO 16	32,33	56,44	-75%	48%	SI
CIRCUITO 28	102,01	105,33	-3%	99%	NO
CIRCUITO X2	24,84	30,50	-23%	24%	NO
CIRCUITO X3	99,63	103,15	-4%	117%	NO
CIRCUITO X4	84,86	90,31	-6%	116%	NO
CIRCUITO X5	22,21	33,73	-52%	48%	NO
CIRCUITO X6	23,09	34,97	-51%	50%	NO
CIRCUITO X7	19,63	23,65	-20%	57%	NO
CIRCUITO X8	20,81	39,97	-92%	47%	NO

NOTA: Esta información es tomada de *INFORME DE SEGUIMIENTO No. 11 TERCER TRIMESTRE 2023. ANEXO 1 SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES TERCER TRIMESTRE SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS*. Se reservan los nombres propios de los circuitos y del OR

De los 11 circuitos que no cumplieron la meta de mejora, solo 3 alcanzaron o superaron la meta de ejecución de inversiones de año 2023 dentro del desarrollo del indicador parcial 1.1. El circuito X1 tuvo un porcentaje de ejecución de inversiones del 84% en el año 2023; no obstante, este circuito presenta el mayor deterioro en el SAIDI TOTAL de los 40 circuitos seleccionados. Solo

2 de los 11 circuitos que no alcanzaron la meta del indicador SAIDI TOTAL, fueron incluidos dentro de los circuitos priorizados del año 2024. Se podría recomendar al OR hacer seguimiento a los 11 circuitos que no cumplieron con las metas establecidas, identificar las causas del incumplimiento y realizar las acciones requeridas con la finalidad de mejorar la calidad del servicio a sus usuarios, el OR deberá informar a la SSPD sobre las causas identificadas, las acciones a realizar y el resultado de la implementación de estas.

A nivel general el SAIFI total para el primer semestre presenta una disminución promedio del 48% respecto a la meta establecida y una mejora en el 93% de los mismos, ya que 3 de los 40 circuitos no alcanzaron la meta de disminución en la frecuencia percibida por los usuarios por interrupciones Programadas – P y No Programadas – NP (Valores resaltados en rojo de la Tabla 31). Para el grupo de circuitos evaluados el SAIFI NP presenta una disminución promedio del 53% y una mejora en el 100% de los mismos, ya que todos los circuitos evaluados alcanzaron o superaron la meta de disminución en la duración percibida por los usuarios por interrupciones No Programadas. Aunque las inversiones realizadas en los circuitos pueden explicar la mejora en la disminución del indicador SAIFI en gran parte de ellos, las metas fijadas para el indicador en el primer semestre del 2024 no se alcanzaron en 3 circuitos. Estos se listan en la Tabla 24.

Tabla 25. Evolución del SAIFI de circuitos que no alcanzaron la meta

CIRCUITO.	META SAIDI P + NP (horas)	REAL SAIDI P + NP (horas)	VARIACIÓN SAIDI (%)	PORCENTAJE DE EJECUCIÓN AÑO 2023 DENTRO DEL PGLP	CONTINUIDAD INVERSIONES AÑO 2024
CIRCUITO X1	17,47	18,44	-6%	84%	SI
CIRCUITO X3	79,29	83,78	-6%	117%	NO
CIRCUITO 34	53,84	58,36	-8%	148%	NO

NOTA: Esta información es tomada de *INFORME DE SEGUIMIENTO No. 11 TERCER TRIMESTRE 2023. ANEXO 1 SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES TERCER TRIMESTRE SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. Se reservan los nombres propios de los circuitos y del OR*

De los 3 circuitos que no cumplieron la meta de mejora del SAIFI Total dos alcanzaron o superaron la meta de ejecución de inversiones de año 2023 dentro del desarrollo del indicador parcial 1.1. El circuito X1 tuvo un porcentaje de ejecución de inversiones del 84% en el año 2023; no obstante, este circuito no alcanza la meta establecida del SAIFI Total. Este circuito tampoco cumplió con la meta de reducción del SAIDI Total. Los circuitos X3 y 34 que no cumplieron con la meta de reducción del SAIFI Total, no fueron incluidos dentro de los circuitos priorizados del año 2024. Se podría recomendar al OR hacer seguimiento a los 3 circuitos que no cumplieron con las metas establecidas, identificar las causas del incumplimiento y realizar las acciones requeridas con la finalidad de mejorar la calidad del servicio a sus usuarios, OR deberá informar a la SSPD sobre las causas identificadas, las acciones a realizar y el resultado de la implementación de estas.

Si evaluamos los valores de indicadores SAIDI y SAIFI desde el 2019 como se detalla en los informes del caso estudio, nos confirma la mejora durante los últimos años gracias a las actividades de un plan de mantenimiento estructurado.

Estos nos comprueban la importancia y efectividad de la ejecución de los planes de mantenimiento en los sistemas de distribución pero también nos permite afirmar que esta ejecución debe venir acompañada de un buen plan de inversión ajustado a las necesidades de la red.

Por otra parte, para complementar el análisis tomamos 7 circuitos de este OR a los cuales no se les tuvo en cuenta en el plan de inversiones de 2022, por lo cual no se efectuaron inversiones o mantenimientos significativos y la mayoría de las intervenciones fueron de carácter correctivo,

dicho lo anterior verificamos los indicadores a cierre del 2022 y lo comparamos con el cierre del 2022 y 2023 lo cual podemos apreciar las Tablas 14 y 15.

Tabla 26. Circuitos sin intervención en el año 2022

NOMBRE	SAIDI_P 2022 (horas)	SAIDI_P 2023 (horas)	EVOLUCIÓN SAIDI (%)	SAIFI_P 2022 (horas)	SAIFI_P 2023 (horas)	EVOLUCIÓN SAIFI (%)
CIRCUITO 41	80,80	171,02	212%	59,57	84,58	142%
CIRCUITO 42	128,89	167,15	130%	149,01	132,64	89%
CIRCUITO 43	231,25	215,55	93%	164,37	188,46	115%
CIRCUITO 44	122,23	198,72	163%	72,11	91,00	126%
CIRCUITO 45	110,26	151,08	137%	71,91	67,65	94%
CIRCUITO 46	59,77	139,86	234%	56,94	71,51	126%
CIRCUITO 47	133,99	122,69	92%	73,45	106,84	145%
Total general	867,18	1166,07	134%	647,35	742,69	115%

Como podemos ver en 5 de los 7 circuitos donde no se efectuaron inversiones y planes de mantenimiento estructurados se vio un aumento en el indicador SAIDI y a nivel general el tiempo de duración de interrupciones del 2023 fueron un 134% con respecto al valor del 2022. Por otra parte, vemos que la frecuencia de las interrupciones es del 115% con respecto del año anterior, de igual manera 5 de 7 circuitos superaron el valor del SAIFI del año 2022.

5. Conclusiones

Después de los temas expuestos aquí en este trabajo, se entiende que el ciclo de vida de un activo debe ser gestionado de tal manera que se pueda optimizar los costos de operación, mantener una buena productividad y evitar reemplazos prematuros que impidan recuperar los costos de la inversión, para el caso de los sistemas de distribución de energía eléctrica y en el mercado colombiano, una buena gestión del ciclo de vida se convierte en una parte importante para que sea atractivo este modelo de negocio, ya que la recuperación y remuneración del capital cuenta con incentivos suficientes hoy en día para atraer los inversionistas. Una de las formas como se mide el cumplimiento de metas y objetivos para otorgar incentivos o por el contrario imponer sanciones son los indicadores de calidad por tal motivo el objetivo principal de este trabajo fue analizar las principales estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo en los sistemas de distribución.

Entendiendo que pueden existir distintas formas de abordar la temática se determinó que las estrategias analizadas debían girar en torno al análisis de fallas y la búsqueda de soluciones para encontrar y mitigar las causas raíz. Por lo que la termografía, la poda, la inspección visual, el lavado, la medición de variables eléctricas, la medición del sistema de referencia a tierra y el mantenimiento de redes subterráneas, son un grupo de actividades de vital importancia para la mejora de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI.

Por último el caso de estudio presentado permite ver que para la gran mayoría de circuitos de media tensión que cumplieron con el plan de inversiones y el plan de mantenimiento del año 2023 tuvieron una mejora en el indicador para el 2do trimestre del 2024 con algunas excepciones las cuales son casos particulares para los cuales debe realizarse el análisis de causa raíz para

identificar las falencias y corregirlas. Con lo anterior podemos afirmar que la ejecución de planes de mantenimiento acompañada de las inversiones orientadas a la reposición de la red (cumplimiento de la vida útil de los equipos) permite mejorar la disponibilidad del sistema y cumplir con los indicadores de calidad del servicio.

Referencias Bibliográficas

- A. Tsang, A. J. (1999). "Measuring maintenance performance: a holistic approach". *International Journal of Operations and Production Management*, Vol. 19, Issue 7, 691-715.
doi:<https://doi.org/10.1108/01443579910271674>
- Ahmed., N. (1995). "A design and implementation model for life cycle cost management system". *Information and Management*. Vol. 28, Issue 4, 261-269.
- Aldana Rodríguez, D. (2017). Aplicación de la termografía infrarroja como método de inspección no destructivo para el mantenimiento predictivo del proceso de extrusión de tubería en PVC. Bogota, Cundinamarca, Colombia. Obtenido de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/60891>
- Alejandro, S. J.-P.-M. (2017). Procedimiento para inspección de tableros eléctricos con termografía infrarroja. *Revista de Tecnología e Innovación Vol.4 No.11*, 24-35. Obtenido de https://www.academia.edu/download/95456911/Revista_de_Tecnologia_e_Innovacion_V4_N11_3.pdf
- Artecnicos. (2009). *Introducción a los principios de la termografía*. Obtenido de Artecnicos: [http://www.artecnicos.com/httpdocs/Principios%20de%](http://www.artecnicos.com/httpdocs/Principios%20de%20)
- Asgarpoor, S. &. (1995). Distribution system reliability evaluation with aging equipment. *Electric power systems research*, 133-137.
- Betancourt Acosta, C. A. (2023). Diagnóstico de puntos calientes a través de tomas termográficas en los sistemas eléctricos de potencia basado en el procesamiento de imágenes [Tesis de Pregrado, Universidad Politécnica Salesiana]. Quito, Ecuador. Obtenido de <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/26439>

- Calidad., A. E. (2018). *Asociación Española para la Calidad*. Obtenido de Asociación Española para la Calidad.: Obtenido de <https://www.aec.es/web/guest/centro-conocimiento/mantenimiento>
- CALLONI, J. C. (2002). *Mantenimiento eléctrico y mecánico para pequeñas y medianas empresas PyMES*. Buenos Aires, Argentina: Editorial Nobuko.
- Chauvin Arnoux Ibérica, S.A. (2015). *Guía de la medición de tierras*. BARCELONA: C/Roger de Flor, 293 1ª Planta. Obtenido de www.chauvin-arnoux.es
- COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, C. (12 de Junio de 2012). RESOLUCIÓN No. 065 DE 2012. Bogota, Cundinamarca, Colombia.
- Fabara Viera, K. A. (2023). Diseño metodológico para la aplicación de termografía infrarroja en la evolución de sistemas de transmisión de potencia en procesos industriales [Tesis de Ingeniería Industrial, Universidad Nacional de Chimborazo]. Riobamba, Ecuador. Obtenido de <http://dspace.unach.edu.ec/handle/51000/11663>
- Fernandez, M. G. (1998). *Técnicas para el mantenimiento: diagnóstico de máquinas eléctricas rotativas*. Barcelona, España: Marcombo. Obtenido de <https://books.google.com/books?hl=es&lr=&id=X3p4bZfoqgEC&oi=fnd&pg=PA1&dq=T%C3%A9nicas+para+el+mantenimiento:+diagn%C3%B3stico+de+m%C3%A1quinas+el%C3%A9ctricas+rotativas.&ots=xGZzmYle-q&sig=VzyJzFjMgvms1YWauS84ZkE2rxU>
- FIIR, S. (2011). *Guía de termografía para el mantenimiento predictivo*. FLYR.
- Giler, G. (1986). *Mantenimiento y operación de un sistema de distribución*. [Tesis de Grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral]. Guayaquil. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/39710>

- Grainger, J. J. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw Hill.
- Guangbin, Y. (2007). "Life cycle reliability engineering". *John Wiley & Sons, Inc. Edition 1*, 511.
- IEEE, P. S. (2024). *IEEE Recommended Practice for*. New York: IEEE.
- INDUCOR. (2016). *Inducor Ingeniería*. Obtenido de Técnicas para localización de fallas:
www.inducor.com.ar
- ISO (Organización Internacional de Normalización). (2014). *Online Browsing Platform (OBP)*.
Obtenido de ISO 55000:2014(es) Gestión de activos — Aspectos generales, principios y terminología: <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:55000:ed-1:v2:es>
- J. De Andres, M. L. (2009). "Flexible quantile-based modeling of bivariate financial relationships: The case of ROA ratio". *Expert Systems with Applications. Vol. 36, Issue 5*, 8955-8966.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.eswa.2008.11.021>
- Jardine., J. C. (2001). "Maintenance Excellence: Optimizing Equipment LifeCycle Decisions".
Marcel Dekker Inc. First Edition, 495.
- Kersting, W. (2016). *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Press.
- Kirubakaran, T. M. (2018). A real time study on condition monitoring of distribution transformer using thermal imager. *Infrared Physics and Technology, vol. 90.*, 78-86.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.infrared.2018.02.009>
- L. Barberá, V. G. (2010). "Revisión de herramientas software para el análisis de la fiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y seguridad (RAMS) de equipos industriales". *Revista de Ingeniería y Gestión de Mantenimiento. Vol. 68.*, 1695-3754.
doi:<http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.2.23948.13448>
- Lee, J. (2006). "E-manufacturing: fundamental, tools, and transformation". *Robotics and ComputerIntegrated Manufacturing. Vol. 19, Issue 6*, 501-507.

- Londoño Bastidas, A. (2011). Lineamientos para la implementación, seguimiento y evaluación del sistema de gestión ambiental en el mantenimiento forestal de las redes de distribución eléctrica [Tesis de Pregrado, Universidad de Medellín]. Medellín: Universidad de Medellín. Obtenido de <http://hdl.handle.net/11407/1105>
- Mora, L. A. (2012). *Mantenimiento: Planeación, ejecución y control*. Mexico: Editorial Alfaomega.
- Ong., S. D. (2002). "Evaluation of Life Cycle Cost Analysis Methodologies". *Corporate Environmental Strategy*. Vol. 9, Issue, 30-39. doi:[https://doi.org/10.1016/S1066-7938\(01\)00141-5](https://doi.org/10.1016/S1066-7938(01)00141-5)
- Ordoñez Sanclemente, J. P. (2010). Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución. [Proyecto de grado, Universidad politécnica Salesiana]. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2119/15/UPS-GT000156.pdf>
- P. R. Yela Jaramillo, M. G. (2019). "Wireless Network Design for Intelligent Measurement Based on Real User Data," in Proceedings. *International Conference on Information Systems and Computer Science, INCISCOS*, 101-107. doi:<https://doi.org/10.1109/INCISCOS49368.2019.00025>
- Pablo Viveros, R. S. (2013). Propuesta de un modelo de gestión de mantenimiento y sus principales herramientas de apoyo. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 21 N° 1, 125-138. Obtenido de <https://www.scielo.cl/scielo.php?pid=s0718-33052013000100011>
- Patiño Rojas, P. B., & Caballero Maraño, J. (2021). Evaluación de la confiabilidad a la red de distribución de la ciudad de Cartagena y su área metropolitana [Tesis de Especialización, Universidad Industrial del Santander]. Bucaramanga, Santander, Colombia. doi:<https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/42088>

- Prada, I. (2025). La termografía infrarroja: un sorprendente recurso para la enseñanza de la física y química. España. Obtenido de <https://www.redalyc.org/journal/920/92046968008/html/#:~:text=Resumen%3A%20La%20termograf%C3%ADa%20infrarroja%20es,de%20otra%20manera%20ser%C3%ADa%20imposible>
- Rausand, M. (1998). “Reliability Centered Maintenance”. *Reliability Engineering and System Safety*. Vol. 60, Issue 2, 121-132. doi:[https://doi.org/10.1016/S0951-8320\(98\)83005-6](https://doi.org/10.1016/S0951-8320(98)83005-6)
- Rico Ramirez, H. F. (1 de Enero de 2016). *Análisis de los factores causantes de fallas en el circuito paldonjuana perteneciente al sdl de cens y formulación de estrategias para mejorar la continuidad del suministro de energía eléctrica*. Obtenido de <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/35270>.
- Rodríguez, F. M. (2019). Plan de mantenimiento para sistemas eléctricos de distribución centrado en confiabilidad [Tesis de maestría, Escuela Superior Politécnica del Litoral]. Guayaquil, Ecuador. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/54747>
- Rogner, H. H. (2020). *Energy resources. UNDP/UNDESA/WEC: Energy and the Challenge of Sustainability. World Energy Assessment*. New York: UNDP. Obtenido de <https://temis.documentation.developpement-durable.gouv.fr/docs/Temis/0082/Temis-0082806/22085.pdf#page=146>
- Romero, F. (2018). MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN. [Tesis de pregrado]. OCOZOCOATLA DE ESPINOZA, CHIAPAS, MEXICO.

- Saqui Moyolema, C. F. (2016). Análisis de Fallos y Evaluación Energética de Anomalías en Conductores Eléctricos de Potencia Mediante Termografía. Riobamba, Ecuador. Obtenido de <https://dspace.esPOCH.edu.ec/handle/123456789/8037>
- SICMA21. (03 de 2022). *Termografía: aplicaciones en el mantenimiento industrial*. Obtenido de Termografía: aplicaciones en el mantenimiento industrial: <https://www.sicma21.com/termografia-aplicaciones-en-el-mantenimiento-industrial/#:~:text=El%20an%C3%A1lisis%20termogr%C3%A1fico%20permite%20encontrar,o%20da%20B1os%20en%20los%20mismos>
- SSPD - AFINIA. (2024). *SEGUIMIENTO A LOS INDICADORES SEGUNDO TRIMESTRE DE 2024*. Bogota.
- Tayupanta Albán, W. F. (03 de 2017). Gestión del mantenimiento de cables subterráneos de media tensión en el sistema eléctrico del Bloque 31 operado por Petroamazonas EP. [Proyecto de Investigación, ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO]. Riobamba, Ecuador. Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/234579064.pdf>
- Vargas León, M. d. (2016). Análisis de la eficiencia energética aplicado al mantenimiento del sistema de generación y distribución de vapor para la empresa “LA IBÉRICA. [Tesis de grado, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo]. Riobamba, Ecuador. Obtenido de <http://dspace.esPOCH.edu.ec/handle/123456789/5180>
- YÉPEZ BENNETT, F. V. (2016). *ANÁLISIS TERMOGRÁFICO DE LA SUBESTACIÓN SAN LORENZO Y SU ALIMENTADOR PRIMARIO PRINCIPAL PARA ELABORAR UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO*. Ibarra, Imbabura.
- Zapata, C. J. (2016). *Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia*. pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.

