

UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

INFORME FINAL MODALIDAD DE GRADO PASANTÍA

EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE MEJORA EN LA CALIDAD DE SERVICIO EN LOS CIRCUITOS PASQUILLA Y TIGUAQUE DENTRO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO 2021 DE LA ZONA SURESTE UNIDAD OPERATIVA BOGOTÁ MT/BT

JOSÉ ANGEL CARREÑO ESGUERRA

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

BOGOTÁ, D. C., COLOMBIA

2021

Informe final modalidad de grado pasantía

Evaluación de alternativas de mejora en la calidad de servicio en los circuitos Pasquilla y Tiguaque dentro del plan de mantenimiento preventivo 2021 de la Zona Sureste Unidad Operativa Bogotá MT/BT

José Angel Carreño Esguerra

20141007047

Informe final de pasantía presentado como requisito para optar al título de:

Ingeniero Eléctrico

Director interno:
Ph. D. Adriana Marcela Vega Escobar

Codirector interno:

Ph. D. Álvaro Espinel Ortega

Director externo:

M. Sc. Maria Teresa Gómez Flórez

Grupo de investigación GESETIC

Universidad Distrital Francisco José de Caldas

Facultad de Ingeniería

Proyecto Curricular de Ingeniería Eléctrica

Bogotá D. C., Colombia

2021

A mi mamá y a mi papá,
personas ejemplares, mi mayor
fuente de apoyo y motivación.

Agradecimientos

La experiencia, conocimiento, valores y habilidades adquiridas en estos últimos años han sido gracias a las diversas situaciones y experiencias vividas que poco a poco forjaron el carácter que hoy poseo; asimismo, el tiempo, el consejo, el apoyo y la compañía brindados por todas las personas que confiaron y aportaron en esta etapa de crecimiento complementaron mi desarrollo y formación personal y profesional.

En virtud de ello, agradezco especialmente a:

- La Universidad Distrital Francisco José de Caldas por brindarme los espacios, los guías, las herramientas y la oportunidad de ampliar y fortalecer mis conocimientos; por ser el espacio de adquisición de magnificas experiencias, y especialmente por ser la forja de mi vida profesional.
- A la coordinadora del proyecto curricular, la Ing. Adriana Vega Ph. D. por aceptar ser el director interno del proyecto y por su voto de confianza a este trabajo de grado.
- A los docentes participes en compartir sus conocimientos y experiencias como parte del proceso formativo que recibí en la universidad; en especial al profesor William Riaño M. Sc., quien aportó en gran medida con su formación.
- A Enel – Codensa S.A. ESP. por abrir sus puertas, permitirme ser uno de sus practicantes y brindarme las herramientas para adquirir experiencia profesional y parte de mi experiencia en el mundo laboral.
- Al Ing. Rubén Murillo por seleccionarme para ser parte de su equipo de trabajo.
- A la Ing. María Teresa Gómez M. Sc. por aceptar ser el director externo del proyecto, por aceptarme en su equipo de trabajo, por guiarme y acompañarme en el desarrollo profesional.
- A los ingenieros que hacen parte del equipo de trabajo de la Unidad Operativa Bogotá Zona Sur MT/BT, en especial a los integrantes de la Zona Sureste, por sus enseñanzas y paciencia en el desarrollo de varias de las habilidades y conocimientos adquiridos durante mi etapa como practicante.
- A mis familiares, JS, amigos y amigas, especialmente a DP, por su constante apoyo y compañía en varias de las etapas de este arduo pero gratificante proceso.
- No menos importante que los agradecimientos previos, infinitamente agradezco a mi papá José y a mi mamá Herminia por su constante motivación, compañía, paciencia y enseñanzas, las cuales en gran medida me formaron en quien soy hoy en día.

Nuevamente, mil gracias a todos.

Resumen

Los circuitos Pasquilla y Tiguaque, así como los otros 677 circuitos que complementan la red de distribución de energía eléctrica en la ciudad de Bogotá D.C., son activos pertenecientes a la compañía Enel – Codensa SA ESP., son vulnerables a los diversos tipos de fallas, eventos, perturbaciones o anomalías originadas por la presencia de defectos en la red; así como también, causas eléctricas, dieléctricas, mecánicas, térmicas y externas; vulnerando los equipos, la calidad de servicio e inclusive los seres vivos.

Enel – Codensa, por medio del área de Operación y Mantenimiento (O&M), junto con la Unidad Operativa Bogotá, designa equipos de trabajo encargados del monitoreo de los circuitos con el fin de prestar la mejor calidad de servicio posible, debido a esto, se planean las inspecciones de red, las cuales son esenciales para generar el Plan Anual de Mantenimiento (AMP). La cadena de procedimientos para la gestión y definición de programas de mantenimiento de infraestructura y redes se establece en la organización como el Procedimiento Organizacional PO257; y basados en el PO257 y la política de gestión de activos se direcciona y se define el Programa de Mantenimiento de Infraestructura y Redes (O&M02).

Este documento presenta la necesidad, el planteamiento, el desarrollo y los resultados de la pasantía "Evaluación de alternativas de mejora en la calidad de servicio en los circuitos Pasquilla y Tiguaque dentro del plan de mantenimiento preventivo 2021 de la Zona Sureste Unidad Operativa Bogotá MT/BT", la cual surge con el fin de implementar una óptica diferente en el planteamiento del AMP. Adicionalmente, se presentarán materiales y equipos que componen los circuitos Pasquilla y Tiguaque, su ubicación geográfica, la identificación de los defectos presentes; el empleo de las herramientas virtuales corporativas que permitieron identificar y exportar información relacionada a las inspecciones visuales y a las interrupciones; además del planteamiento de soluciones a los defectos hallados, la propuesta de medidas preventivas que evitarán en un futuro la interrupción del servicio.

Como resultado, se genera una herramienta computacional que permite la integración de la información exportada de los aplicativos corporativos, con el fin de tener un seguimiento de las actividades, trabajos, intervenciones y defectos presentes en un circuito específico. Mencionado aplicativo está acompañado de su respectivo instructivo, en el cual se explicará las consideraciones y procedimientos para su uso.

Finalmente, se descubre que alrededor del 70% de defectos con posible afectación a corto plazo corresponden a elementos y estructuras en mal estado; además, se encuentran comportamientos que demuestran la efectividad de la implementación del plan de mantenimiento reduciendo las interrupciones del servicio de energía hasta en un 36 % para los circuitos estudiados.

Palabras clave: Activos, anomalías, calidad de servicio, defectos de red, inspecciones de red, plan de mantenimiento, red de distribución.

Abstract

The Pasquilla and Tiguaque circuits, as well as the 677 remaining circuits that complement the electric power distribution network in the city of Bogotá DC, are assets belonging to the company Enel - Codensa SA ESP. events, disturbances or anomalies caused by the presence of defects in the network; as well as electrical, dielectric, mechanical, thermal and external causes; violating equipment, quality of service and even living beings.

Enel - Codensa, through the Operation and Maintenance area (O&M), together with the Bogotá Operative Unit, designates work teams in charge of monitoring the circuits in order to provide the best possible quality of service, due to this the inspections of network, which are essential to generate the Annual Maintenance Plan (AMP).

The chain of procedures for the management and definition of infrastructure and network maintenance programs is established in the organization as Organizational Procedure PO257; and based on PO257 and the asset management policy, the Infrastructure and Networks Maintenance Program (O & M02) is defined and directed.

This document presents the need, the approach, the development and the results of the internship "Evaluation of alternatives to improve the quality of service in the Pasquilla and Tiguaque circuits within the 2021 preventive maintenance plan of the Southeast Zone Bogotá MT Operational Unit / BT", which arises in order to implement a different perspective in the approach of the AMP. Additionally, materials and equipment that make up the infrastructure and network of the Pasquilla and Tiguaque circuits, their geographical location, the identification of the defects present will be presented; the use of corporate virtual tools that will allow observing, identifying and exporting information related to visual inspections and interruptions presented in the last six months; In addition to proposing solutions to the defects found, the proposal of preventive measures that will avoid the interruption of the energy service in the future.

As a result, a computational tool is generated that allows the integration of information exported from corporate applications, in order to keep track of the activities, jobs, interventions and defects present in a specific circuit. Mentioned application is accompanied by its respective instructions, which will explain the considerations and procedures to make use of it.

Finally, it is discovered that around 70% of network defects with possible short-term effects correspond to elements and structures in poor condition; In addition, there are behaviors that demonstrate the effectiveness of the implementation of the maintenance plan, reducing power service interruptions by up to 36% for the circuits studied.

Keywords: Assets, anomalies, quality of service, network defects, network inspections, maintenance plan, distribution network.

Contenido

Agradecimientos ..... **i**
Resumen ..... **iii**
Abstract ..... **iv**
Contenido ..... **v**
Lista de figuras ..... **ix**
Lista de tablas ..... **x**
Lista de abreviaturas ..... **xi**

1 Introducción **1**
2 Estructuración del proyecto **3**
2.1 Objetivo general 3
2.2 Objetivos específicos 3
2.3 Formulación del problema 3
2.4 Justificación 5
3 Antecedentes **6**
3.1 Power supply reliability evaluation based on big data analysis for distribution networks considering uncertain factors 6
3.2 Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application 6
3.3 Localización de fallas en sistemas de distribución 7
4 Marco de referencia **8**
4.1 Procedimiento Organizacional No. PO257 8
4.2 Resolución No. 015 de 2018 9
4.3 ISO 50001 9
4.4 Sistema de distribución 10
4.5 Niveles de tensión 10
4.6 Calidad del servicio de los sistemas de transmisión y/o distribución local 11
4.7 DIU/FIU 11
4.8 SAIDI/SAIFI 12
4.9 Interrupciones en el suministro de energía eléctrica 12
4.10 Plan Anual de Mantenimiento 13
4.11 Mantenimiento Preventivo 13

5 Metodología 14
5.1 Etapa I 14
5.2 Etapa II 14
5.3 Etapa III 14
5.4 Etapa IV 14
6 Desarrollo 15
6.1 Etapa I - Actividad 1 15
6.2 Etapa I - Actividad 2 19
6.3 Etapa I - Actividad 3 20
6.4 Etapa II - Actividad 4 22
6.5 Etapa II - Actividad 5 34
6.6 Etapa II - Actividad 6 34
6.7 Etapa II - Actividad 7 39
6.8 Etapa III - Actividad 8 39
6.9 Etapa IV - Actividad 9 40
7 Resultados 42
7.1 Objetivo específico 1 43
7.1.1 Propósito 43
7.1.2 Herramientas empleadas 43
7.1.3 Resultado 44
7.2 Objetivo específico 2 45
7.2.1 Propósito 45
7.2.2 Herramientas empleadas 45
7.2.3 Resultado 45
7.3 Objetivo específico 3 46
7.3.1 Propósito 46
7.3.2 Herramientas empleadas 46
7.3.3 Resultado 47
7.4 Objetivo específico 4 47
7.4.1 Propósito 47
7.4.2 Herramientas empleadas 47

7.4.3 Resultado....48
7.5 Análisis de resultados....48
7.6 Evaluación y cumplimiento de objetivos....50
8 Conclusiones....52
9 Recomendaciones y trabajos futuros....54
10 Referencias....55
11 Anexos....57
11.1 Anexo A: Tipos de defectos....57
11.2 Anexo B: Defectos hallados en la inspección visual del circuito Pasquilla....63
11.3 Anexo C: Defectos hallados en la inspección visual del circuito Tiguaque....66
11.4 Anexo D: Tipos de posibles actividades a programar en la red....71
11.5 Anexo E: Actividades ejecutadas en el año 2020 en los circuitos Pasquilla y Tiguaque....73
11.6 Anexo F: Crucetas empleadas en circuitos primarios....76
11.7 Anexo G: Registro fotográfico de defectos de red....81
11.8 Anexo H: Instructivo....88

Lista de figuras

Figura 1 Visualización geográfica del circuito Pasquilla por medio de archivo KML....4
Figura 2 Visualización geográfica del circuito Tiguaque por medio de archivo KML....5
Figura 3 Etapas del proyecto....14
Figura 4 Información básica de la S/E Usme....15
Figura 5 Identificación básica del circuito Pasquilla....15
Figura 6 Identificación básica del circuito Tiguaque....16
Figura 7 Red aérea presente en el circuito Pasquilla....16
Figura 8 Red Subterránea presente en el circuito Pasquilla....17
Figura 9 Red aérea presente en el circuito Tiguaque....17
Figura 10 Red Subterránea presente en el circuito Tiguaque....18
Figura 11 Clasificación de los defectos hallados en el circuito Pasquilla....21
Figura 12 Clasificación de los defectos hallados en el circuito Tiguaque....21
Figura 13 Actividades cumplimentadas por circuito....23
Figura 14 Eventos registrados en el circuito Pasquilla en el año 2020....26
Figura 15 Comparación entre los eventos registrados en el mes de enero del año 2020 y 2021....26
Figura 16 Eventos registrados en el circuito Tiguaque en el año 2020....28
Figura 17 Comparación entre los eventos registrados en el mes de enero del año 2020 y 2021....28
Figura 18 Total de trabajos realizados....30
Figura 19 Cantidad de actividades que generaron interrupción de servicio....31
Figura 20 Cantidad de actividades programadas con y sin preaviso....31
Figura 21 Elementos relacionados a las actividades ejecutadas en la red eléctrica de los circuitos Pasquilla y Tiguaque....32
Figura 22 Interrupciones de larga y baja duración durante la realización de actividades....33
Figura 23 Clasificación de los defectos hallados en el circuito Tiguaque para el 2019....34
Figura 24 Elementos y/o causas relacionados a los defectos de Nivel I en el circuito Pasquilla....36
Figura 25 Elementos y/o causas relacionadas a los defectos de Nivel I en el circuito Tiguaque....38
Figura 26 Evaluación y cumplimiento de objetivos específicos....50

Lista de tablas

Tabla 1 Identificación de los circuitos Pasquilla y Tiguaque 4
Tabla 2 Clasificación de las interrupciones de acuerdo con su duración 11
Tabla 3 Defectos que requieren de atención inmediata en el circuito Pasquilla.....19
Tabla 4 Defectos que requieren de atención inmediata en el circuito Tiguaque 20
Tabla 5 Actividades cumplimentadas 23
Tabla 6 Tipos de actividades presentes en el circuito Pasquilla 24
Tabla 7 Tipos de actividades presentes en el circuito Tiguaque.....24
Tabla 8 Eventos registrados en el circuito Pasquilla 25
Tabla 9 Eventos registrados en el circuito Tiguaque 27
Tabla 10 Actividades realizadas en el año 2020.....29
Tabla 11 Interrupciones de larga y baja duración.....33
Tabla 12 Defectos de Nivel I presentes en el circuito Pasquilla.....35
Tabla 13 Defectos de Nivel I presentes en el circuito Tiguaque 37
Tabla 14 Solución de los defectos de Nivel I presentes en el circuito Pasquilla 39
Tabla 15 Solución de los defectos de Nivel I presentes en el circuito Tiguaque.....40
Tabla 16 Resultados obtenidos de los aplicativos informáticos empleados 42
Tabla 17 Resultados obtenidos en el cumplimiento del objetivo específico 1 44
Tabla 18 Resultados obtenidos en el cumplimiento del objetivo específico 2 45
Tabla 19 Resultados obtenidos en el cumplimiento del objetivo específico 3 47
Tabla 20 Resultados obtenidos en el cumplimiento del objetivo específico 4 48

Lista de abreviaturas

Referente en Inglés	Referente en Español	ACRÓNIMO
	Alta Tensión	AT
	Amperio	A
	Baja Tensión	BT
	Centro de Distribución	CD
	Comisión de Regulación de Energía y Gas	CREG
Infrastructure and Networks	Infraestructura y Redes	I&N
	Kilo Voltios	kV
Keyhole Markup Language	Lenguaje de Marcación Keyhole	KML
	Media Tensión	MT
Operation and Maintenance	Operación y Mantenimiento	O&M
	Operador de Red	OR
Annual Maintenance Plan	Plan Anual de Mantenimiento	AMP
	Plan de Mantenimiento Estratégico	PME
	Plan de Mantenimiento por Unidad	PMU
	Plan de Mantenimiento Total	PMT
Cross linked polyethylene	Polietileno de cadena cruzada	XLPE
	Procedimiento Organizacional	PO
	Puesta a Tierra	PT
	Punto Físico	PF
	Reconectador	RC
	Reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas	RETIE
	Seccionalizador	SZ
	Sistema de Distribución Local	SDL
	Sistema de Transmisión Regional	STR
	Sistema Interconectado Nacional	SIN
	Subestación Eléctrica	S/E
Supervisory Control and Data Acquisition	Supervisión Control y Adquisición de datos	SCADA
Current Transformer	Transformador de Corriente	CT
Power Transformer	Transformador de Tensión	PT
	Unidad Operativa	UO
Remote Monitoring Unit	Unidad de Control Remoto	RMU

Nota: Tomado de [9] y [13]. Adaptación de la información realizada por el autor

1. Introducción

Los circuitos presentes en el Sistema de Distribución Local, así como los circuitos presentes en el Sistema Interconectado Nacional, son vulnerables a los diversos tipos de anomalías, fallas, eventos o perturbaciones originadas por causas eléctricas, dieléctricas, mecánicas, térmicas y externas; vulnerando los equipos, la calidad de servicio e inclusive los seres vivos.

Como operador de red, ENEL – CODENSA, bajo los lineamientos establecidos por la ley 143, el Ministerio de Minas y Energía, y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), adopta medidas para cumplir los principios relacionados con la eficiencia y calidad, además de hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica establecidos bajo el marco regulatorio sobre el cual se rige la operación y el mercado de energía eléctrica [1] [3].

Con el fin de mejorar los índices de calidad de servicio, se redirecciona la ejecución de la inversión al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica y la calidad en el suministro de energía, esto partiendo por lo establecido con la resolución No. 015 de 2018. Adicionalmente se estima iniciar nuevas metodologías para aplicar a las ofertas de remuneración que recibirían los proyectos por concepto de convenios de reconocimiento de activos en distribución de energía eléctrica, la cual incentiva las inversiones en reposición de infraestructura, incorporación de nuevas tecnologías, mejoramiento de señales de calidad de servicio y el incremento de eficiencias [2].

Entre los proyectos de inversión, Enel – Codensa S.A. E.S.P., por medio del área de O&M, junto con la UO Bogotá Zona Sureste, desarrolla una actividad conocida como Plan Anual de Mantenimiento (AMP) [16].

En el AMP, se le designan equipos de trabajo al monitoreo e inspección de los circuitos, actividades esenciales para prestar la mejor calidad de servicio posible; adicionalmente permite programar la ejecución de actividades que den mejora a la infraestructura de la red eléctrica, mitigando las causas presentes y posibles causas futuras de interrupción del servicio de energía eléctrica.

Con base en el PO257, en donde se establece la gestión y definición del programa de mantenimiento de infraestructura y redes (O&M 02), se parte de cuatro subprocesos de los cuales, los dos primeros tienen relación directa con el proceso de mantenimiento preventivo [9].

Los subprocesos mencionados son:

1. Planificación y autorización de intervenciones de Mantenimiento/Inspecciones (O&M02 CO00 FC01).
2. Verificación y realización del plan de mantenimiento AT/MT/BT (O&M02 CO00 FC 02).
3. Monitoreo e intervenciones sobre instalaciones AT (O&M02 CO00 FC 03).
4. Monitoreo e intervenciones sobre instalaciones MT/BT (O&M02 CO00 FC04).

El subproceso O&M02 CO00 FC01 tiene la finalidad de definir el plan preliminar de inspecciones y mantenimiento, va a constar de la inspección visual y la evaluación de la red eléctrica en función de prioridades identificadas; en el subproceso O&M02 CO00 FC02, basados en las anomalías halladas y de acuerdo con el nivel de riesgo que representen, se registra el resultado de las inspecciones y se programan las actividades necesarias para dar solución a aquellos defectos que requieren de una intervención inmediata.

Este documento es evidencia del procedimiento seguido por el autor para llevar a cabo el cumplimiento de los objetivos definidos, en aras del cumplimiento del objetivo general describiendo el desarrollo de cada una de las etapas planteadas.

Adicionalmente se presenta una guía de abreviaturas que permitirá identificar varios de los términos que se emplearan a lo largo del documento.

En el capítulo 1, es posible identificar las necesidades de conocer con un poco más de detalle la estructura y comportamiento de la red eléctrica de los circuitos Pasquilla y Tiguaque (ubicados en la zona Sureste de la ciudad); además de una explicación del procedimiento que emplea Enel – Codensa para identificar problemas que pueden generar interrupciones en el servicio de energía eléctrica de sus clientes.

Los objetivos a cumplir están contenidos en el capítulo 2, seguidos por el planteamiento en el capítulo 3. En estos dos capítulos se pretende mostrar a dónde se quiere llegar y qué se busca lograr con el desarrollo del plan de mantenimiento predictivo en los circuitos Pasquilla y Tiguaque, conociendo la razón de elección de estos dos circuitos y la necesidad de emplear las inspecciones de red, la identificación de defectos y como involucrar estas actividades con los mantenimientos reduce la presencia de interrupciones del suministro de energía eléctrica.

Varias investigaciones que han empleado el manejo de grandes volúmenes de información relacionada al comportamiento de la red eléctrica, metodologías empleadas para el estudio y localización de fallas en redes de distribución, y distintas definiciones que explican conceptos tenidos en cuenta para la implementación del proyecto se incluyen en los capítulos 4 y 5.

La ubicación e identificación de la red eléctrica, el estudio de la información obtenida del planteamiento y ejecución de las inspecciones de red, el análisis los defectos de red, así como el planteamiento de las actividades a incluir en el PMT y los resultados del estudio se encuentra en los capítulos 6, 7 y 8.

Por último, en el capítulo 9, 10 y 11 se concluye sobre el desarrollo y los resultados del proyecto, las recomendaciones y las posibles actividades futuras que se pueden ejecutar teniendo en cuenta el procedimiento llevado a cabo.

2. Estructuración del proyecto

2.1 Objetivo General

Evaluar alternativas de mejora en la calidad de servicio en los circuitos Pasquilla y Tiguaque dentro del plan de mantenimiento predictivo 2021 de la Zona Sureste Unidad Operativa Bogotá MT/BT, las cuales permitirán avanzar con la ejecución del plan de mantenimiento preventivo respectivo a los defectos de red Nivel 1.

2.2 Objetivos específicos:

1. Validar la inspección realizada a la red eléctrica perteneciente a los circuitos Pasquilla y Tiguaque con el fin de hallar los defectos presentes y las posibles causas futuras de interrupción del servicio.
2. Proponer una alternativa de análisis que permitan obtener, relacionar, comparar y concluir los defectos y los eventos que causan la interrupción del servicio de energía eléctrica.
3. Determinar la solución respectiva a cada uno de los defectos hallados en el plan de mantenimiento predictivo 2021 de la zona Sureste de la Unidad Operativa Bogotá MT/BT.
4. Identificar los defectos obtenidos que requieran de intervención inmediata, para hacer la respectiva asignación para la ejecución de trabajos.

2.3 Formulación del problema

La red de distribución de energía eléctrica presente en la ciudad de Bogotá se caracteriza no solo por su extensión, sino también por la cantidad de circuitos que posee, es por esto, que el control de la operación y la administración de la red eléctrica está a cargo de la gerencia de Infraestructura y redes (I&N) de Enel – Codensa SA ESP. Dada la complejidad del sistema, los circuitos eléctricos del operador de red se organizan en tres zonas respecto a la geografía de la ciudad: Norte, Centro y Sur.

La zona Sureste de la Unidad Operativa Bogotá MT/BT, subsección de la unidad Operativa Bogotá Zona Sur, identifica los eventos de la red eléctrica a partir del control y monitoreo de la misma a través de las herramientas corporativas alimentadas por las distintas áreas asociadas a la operación; generando históricos que permiten realizar los análisis constantes de los circuitos determinando su estado y los eventos originados. Durante los últimos 6 meses se han evidenciado incrementos en la cantidad de eventos que afectan la calidad del servicio, entre estos circuitos se encuentran los circuitos Pasquilla y Tiguaque identificados en la tabla 1.

Tabla 1, Identificación de los circuitos Pasquilla y Tiguaque

NOMBRE	CÓDIGO	S/E	ZONA	SUBZONA	LOCALIDAD
PASQUILLA	UM37	Usme	**Sur**	**Sureste**	**Ciudad Bolívar**
TIGUAQUE	UM35	Usme	**Sur**	**Sureste**	**Usme**

Nota: Adaptación de la información realizada por el autor

En las Figuras 1 y 2 se evidencia la distribución del circuito en redes aéreas distinguidas por el olor azul y redes subterráneas por el color rojo. La subestación de la cual sale la red eléctrica es Usme, señalada en el mapa con el puntero.

Dado lo mencionado anteriormente, de acuerdo con el instructivo PO257 se evaluarán alternativas de mejora, que permitan solucionar los defectos de red en media tensión (11.4 kV) encontrados durante las inspecciones de línea realizadas.

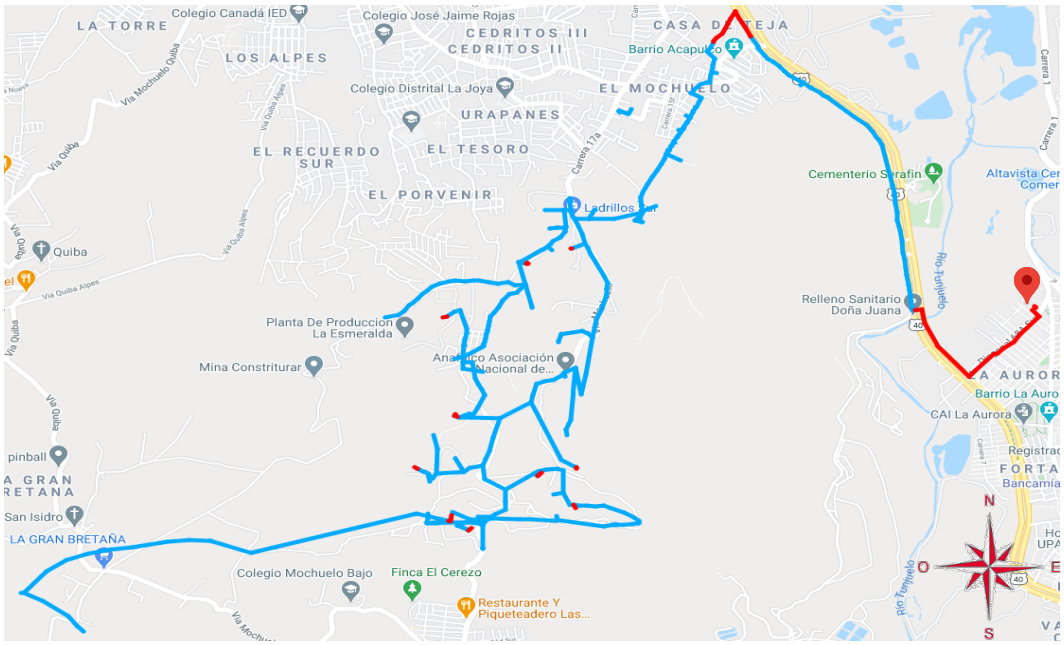


Figura 1 Visualización geográfica del circuito Pasquilla por medio de archivo KML
Nota: Fuente* Google Earth®. *Adaptación de la información realizada por el autor

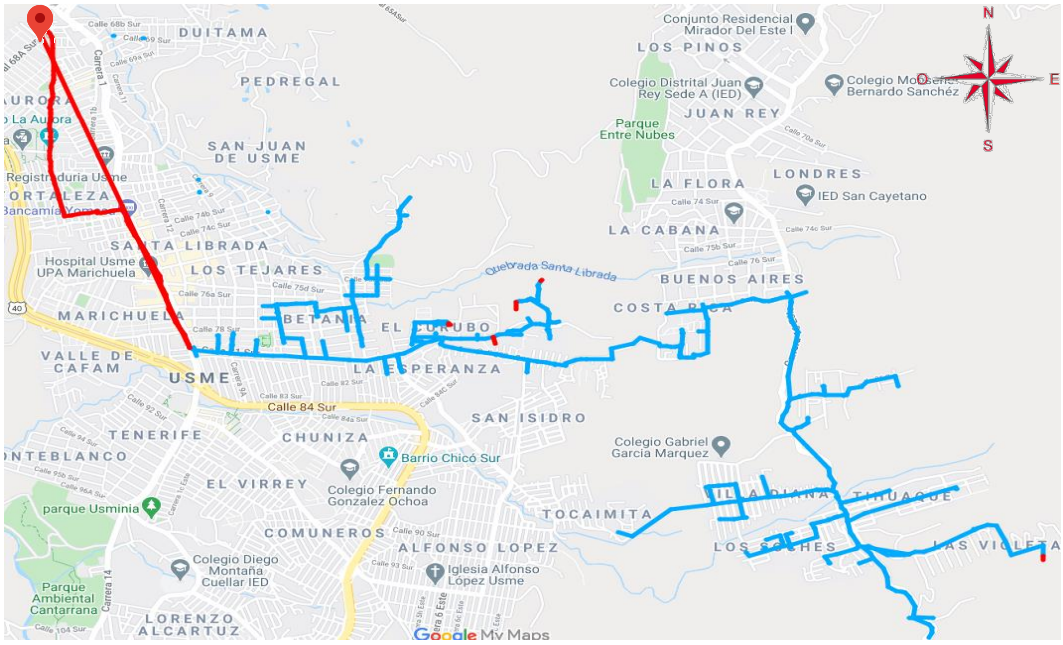


Figura 2 Visualización geográfica del circuito Tiguaque por medio de archivo KML
Nota: Fuente* Google Earth®. *Adaptación de la información realizada por el autor

2.4 Justificación

Conforme pasa el tiempo, la red eléctrica demanda una mayor cobertura, confiabilidad y calidad con el fin de brindar la mejor prestación del servicio eléctrico, por esta razón, a cargo del área Network Development se programan planes de inversión de mantenimiento que ejecutan las unidades operativas.

La presencia de fallas en una red de distribución no es algo que pueda evitarse por completo, debido a que estas pueden presentarse debido a causas eléctricas, mecánicas, térmicas, químicas y variables externas. Dichas fallas no solo ponen a prueba la capacidad del operador de red para mantener un servicio continuo y de calidad, sino que también las acciones que toma para evitar las interrupciones del servicio de energía eléctrica.

Con la finalidad de evitar las anomalías, se pretende disminuir la posibilidad de que estas ocurran por medio de la identificación previa y la respectiva clasificación de defectos. El proceso de identificación de los mencionados defectos surge a partir de la iniciativa de clasificarlos según la criticidad que puede representar para la red, y así prever las posibles causas de interrupción del servicio de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta la ubicación de los circuitos y su extensión, se encuentra la necesidad de realizar la inspección visual y el monitoreo de los circuitos aprovechando los recursos tecnológicos y las plataformas corporativas disponibles en la compañía, donde se permita evidenciar el porqué de la selección de las alternativas de mejora de la red eléctrica y su respectiva solución ante los defectos hallados.

3. Antecedentes

3.1 Power supply reliability evaluation based on big data analysis for distribution networks considering uncertain factors

Para evaluar la confiabilidad de las redes de distribución, por medio del análisis de posibles fallas o eventos y su influencia en el sistema, la evaluación del estado de las redes de distribución incluye los siguientes procedimientos:

La base para las evaluaciones de confiabilidad son los datos de confiabilidad que se tiene de los materiales y equipos, que se logra a través del análisis de una gran cantidad de datos históricos. Sin embargo, debido a la estructura de la red de distribución, no es práctico contar todos los componentes para un volumen de datos demasiado grande. Por lo tanto, el objeto de investigación generalmente se restringe a un solo tipo de equipo y el valor de referencia de los datos originales se toma como base datos [4].

El análisis de datos de una red de distribución incluye cinco fases, estas son:

1. Recopilación de los datos originales. La confiabilidad de la información se basa en los datos originales obtenidos de la ejecución, los datos cargados s los sistemas y los datos provenientes del ambiente.
2. Clasificación y proceso de los datos obtenidos.
3. Análisis preliminar de la información.
4. El valor de referencia de los datos se obtiene por la predicción y filtro de la información.
5. La información se divide en 2 partes, una usada para aportar a la confiabilidad del modelo, la otra para su eficiencia.

3.2 Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application

Dos bases de datos se emplean para este análisis, una base de datos de incidentes, otra base de datos de la red. Ambas fueron analizadas durante una beca de colaboración entre la universidad de Sevilla y una importante empresa encargada de la distribución de energía eléctrica.

Los servicios públicos españoles están obligados por ley a recopilar información sobre incidencias producidas en su red eléctrica, que se guarda en bases de datos. Estos incidentes se registraron en dos centros diferentes: el Centro de Atención al Cliente y la Red Centro de control, ya sea desde el sistema SCADA o introducido manualmente.

Sin embargo, no solo es importante conocer el número de interrupciones en el sistema, también es necesario identificar y caracterizar las averías de los elementos presentes en la red de distribución, la cantidad de subestaciones y transformadores, y

la cantidad dispositivos de control y protección. Estos datos se obtienen de la base de datos de la red [5].

3.3 Localización de fallas en sistemas de distribución

Los métodos de localización de fallas más rudimentarios consistían en la inspección visual, el seccionamiento, la reparación y la posterior energización de los circuitos en falla reportados por los clientes. Estos métodos consumen mucho tiempo debido a la extensión de las redes, y además pueden ser peligrosos para las personas o causar daños en los equipos, cuando por cualquier circunstancia se energiza el circuito que aún está en falla [6].

Para el caso de la localización de fallas en sistemas de distribución, se deben considerar el tipo de línea, la topología de la red y la presencia de cargas intermedias. Se han plan planteado varios métodos para la localización de fallas en sistemas de distribución, entre las más importantes están:

1. El uso de información adicional que complemente las medidas (pre-falla y falla). Esta información está principalmente asociada a considerar las características de las señales de corriente, originadas por la activación de elementos de protección y control como reconectadores, seccionalizadores y fusibles, ubicados a lo largo de sistema de distribución. Esta alternativa involucra generalmente la implementación de sistemas SCADA [6].

2. El requerimiento de gran cantidad y diversidad de fuentes de información tal como llamadas de clientes, mediciones del sistema SCADA y condiciones climáticas entre otros. Por medio del centro del control se utiliza la lectura del sistema de medida, determinando la región de la interrupción. El procedimiento de solicitud de información a los medidores incluye el diseño del esquema de solicitud de información y la confirmación de la localización de la interrupción de acuerdo con los resultados del análisis de la información recibida [6] [7].

3. En base al conocimiento experto y a los datos históricos para el diagnóstico de fallas en alimentadores de distribución. En este caso, se tienen en cuenta la relación causal entre el equipo bajo falta y las observaciones durante las interrupciones del servicio del alimentador, tales como distribución regional de las llamadas de reporte de problema de los clientes, observaciones anormales de los alimentadores expresadas en las llamadas, y los eventos climáticos en la región en la que se encuentra la línea [6] [8].

Usualmente cada falla es registrada en una tabla que incluye la hora, la fecha, la dirección, el equipo en el que se presenta la falla, la duración, las causas o accidentes, entre los más importantes. Estas bases de datos acumulan una gran cantidad de información durante años, con la finalidad de usarla como una herramienta de minería de datos para obtener patrones para el diagnóstico del equipo en falta y su localización [6].

4. Marco de referencia

4.1 Procedimiento Organizacional No. PO257

Para este caso de estudio, el presente procedimiento organizativo define los roles y responsabilidades respectivas a la gestión de las actividades de mantenimiento predictivo y preventivo.

El plan de mantenimiento es la planificación de actividades planificadas para un periodo correspondiente a un año, donde se definen labores específicas resultantes del hallazgo de defectos o anomalías (condiciones que pueden afectar el funcionamiento de la red eléctrica, así como la seguridad del personal y/o terceros). La planificación de estas actividades se define a partir de la clasificación de los defectos acorde al nivel de posible afectación que puede generar, dicha clasificación se da de la siguiente manera:

1. Nivel 1: Afectación a corto plazo.
2. Nivel 2: Afectación a medio plazo.
3. Nivel 3: Afectación a largo plazo.
4. Medida Técnica (Actualizar o realizar cambios a la red para que cumpla los requisitos definidos por la norma Codensa)

Respecto a la clasificación mostrada, se define que los defectos Nivel 1 tienen prioridad de ejecución en el plan de mantenimiento. Adicionalmente, se tiene el caso especial de defectos relacionados a periodos anteriores, los cuales ingresan al nuevo plan de mantenimiento bajo el nombre de defectos Backlog [9].

La ejecución del plan de mantenimiento preventivo consta de 2 etapas; una, es la etapa de inspección conocida también como plan de mantenimiento predictivo. Esta etapa consta de varias actividades, que son:

1. Identificación y/o recepción de los circuitos a inspeccionar.
2. Planificación y autorización de las inspecciones.
3. Asignación de la inspección a la empresa colaboradora, o al personal de Enel – Codensa.
4. Inspección en terreno, en esta fase se identifican los defectos presentes en la red.
5. Revisión y clasificación de los defectos.
6. Cargue de los defectos a la plataforma virtual corporativa.

La otra etapa es la de ejecución, esta etapa también es conocida como plan de mantenimiento preventivo. En esta etapa se consolidan los defectos cargados con el fin de definir criterios para elaborar, aprobar y ejecutar el plan de mantenimiento preventivo [9].

El plan de mantenimiento es un proceso que asegura y mejora la confiabilidad y selectividad de la red, siendo una de las acciones para lograr el cumplimiento de las obligaciones que tiene Enel – Codensa como operador de red.

4.2 Resolución No. 015 de 2018

Le corresponde a la CREG señalar las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, en los términos de la Constitución Nacional y la Ley, y definir el régimen tarifario con fundamento en los criterios establecidos para garantizar el cumplimiento de los fines de la intervención del Estado en la prestación de los servicios públicos y conforme a la política pública del Gobierno Nacional [3].

4.3 ISO 50001

La norma ISO 50001 establece los requisitos que debe poseer un Sistema de Gestión Energética que permitan por medio de procedimientos, medición, verificación y reporte establecer un ciclo de mejoras continuas y sistemáticas del rendimiento energético de las organizaciones. Estos requisitos son:

1. Se define el objetivo de la norma. Consiste en el análisis del desempeño energético de la organización para así identificar las oportunidades de mejora.
2. Responsabilidad de la Dirección. La dirección debe demostrar el compromiso de apoyar el Sistema de Gestión Energética y de mejorarlo continuamente en todos los niveles de la organización. Para ello, se deben definir las responsabilidades del personal involucrado, así como suministrar los recursos necesarios para implementar, mantener y mejorar el SGE.
3. Política energética. Se debe definir una política energética, en la que se realice una declaración de sus intenciones globales en relación con el desempeño energético de la organización.
4. Planificación energética. Se tendrán en cuenta aspectos relacionados con el uso y consumo energético actual en la organización. La planificación energética deberá ser coherente con la política energética definida previamente y conducir de manera continua a la mejora del desempeño energético.
5. Implementación y operación. Se deben desarrollar los medios y las herramientas necesarias para monitorear, medir y analizar su gestión energética a través de aquellas operaciones y actividades relacionadas con los usos significativos de la energía. Deben registrarse evidencias de estas actividades.
6. Verificación. Consiste en la revisión del cumplimiento de los planes energéticos mediante el seguimiento, medición y análisis de los requisitos establecidos, así como la evaluación de las no conformidades para el establecimiento de acciones correctivas y preventivas.
7. Revisión por la dirección. Establece los requisitos de revisión del Sistema de Gestión de la Energía para asegurarse de su conveniencia, adecuación y eficacia continuas.

En términos generales, un SGE ISO basado en ISO 50001 corresponde a la forma en la que una organización gestiona las partes interrelacionadas de un negocio para alcanzar sus objetivos energéticos [14].

4.4 Sistema de Distribución

La distribución de energía eléctrica es la actividad del sector eléctrico que hace posible que la energía llegue a los clientes finales. La red de distribución está formada por el conjunto redes subterráneos y aéreas que llegan a los centros de transformación, de esta manera permiten hacer llegar la energía hasta el cliente final a niveles de tensión adecuados. Se trata de la parte del sistema de suministro eléctrico responsable de las compañías distribuidoras de electricidad hasta los consumidores finales [10].

Un sistema típico de distribución consta de:

1. Subestaciones de distribución.
2. Circuitos primarios, o también conocidos como alimentadores.
3. Transformadores de distribución.
4. Equipos de maniobra, medida y protección.
5. Circuitos de baja tensión (BT).

4.5 Niveles de tensión

En función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición de la CREG, se tienen la clasificación en los siguientes niveles:

Nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Lo anterior corresponde a los STR y SDL [3].

Para efectos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), se estandarizan los siguientes niveles de tensión para sistemas de corriente alterna, los cuales se adoptan de la NTC 1340, con referentes en IEC 60038, ANSI C84.1:

- Extra alta tensión (EAT): Corresponde a tensiones superiores a 230 kV.
- Alta tensión (AT): Tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menores o iguales a 230 kV.
- Media tensión (MT): Los de tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57,5 kV.
- Baja tensión (BT): Los de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V.
- Muy baja tensión (MBT): Tensiones menores de 25 V.

Si en la instalación existen circuitos en los que se utilicen distintas tensiones, el conjunto del sistema se clasificará, en el grupo correspondiente al valor de la tensión nominal más elevada [17].

4.6 Calidad del servicio de los sistemas de transmisión y/o distribución local

El operador de red (OR) es responsable de la calidad de potencia y calidad de servicio suministrado a los usuarios conectados a su sistema, para la medición de la confiabilidad del servicio se establecen varios indicadores.

Teniendo en cuenta la duración de la interrupción, se clasifican de la siguiente forma:

Tabla 2 Clasificación de las interrupciones de acuerdo con su duración

CLASIFICACIÓN	DURACIÓN
Instantáneas	Inferior a 1 minuto
Transitorias	Superior a 1 minuto, inferior a 5 minutos
Temporales	Superior a 5 minutos

Nota: Tomado de [9]. Adaptación de la información realizada por el autor

Adicionalmente se tienen interrupciones por racionamiento de emergencia o programadas por insuficiencia en la generación, mantenimientos, seguridad ciudadana o incumplimiento del contrato de servicios públicos [9].

Además, el OR debe contar con la siguiente información sobre calidad de servicio:

1. Codificación de circuito y usuario.
2. Fecha y hora de inicio de la interrupción.
3. Número de transformadores afectados por la interrupción y la capacidad de estos.
4. Fecha y hora de restablecimiento del servicio.
5. Número de usuarios afectados.
6. Causa de la interrupción.

4.7 DIU / FIU

Los indicadores de calidad individual se establecerán a nivel de usuario. Estos indicadores se utilizarán para identificar los niveles mínimos de calidad que deben garantizar los OR, así como los niveles individuales de calidad brindada mensual y anualmente por los OR por grupo de calidad [3].

El indicador DIU representa la duración total de los eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un período anual (no mayor a 360 horas).

El indicador FIU representa la cantidad total de eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un período anual (no mayor a 360 veces).

4.8 SAIDI / SAIFI

La calidad media del sistema se refiere a la cantidad y duración de los eventos que en promedio afectan a todos los usuarios conectados a las redes de un OR. Estos indicadores son el SAIDI (Duración promedio de las interrupciones percibidas por un usuario) y el SAIFI (cantidad de veces promedio que se presenta una interrupción para un Usuario) [3].

Estos indicadores son los más utilizados a nivel internacional para medir anualmente la calidad del servicio [11].

4.9 Interrupciones en el suministro de energía eléctrica

Son múltiples los factores que influyen en una interrupción del servicio eléctrico y en algunas ocasiones hasta indeterminables. Sin embargo, podemos clasificarlas en dos grupos:

1. Interrupciones programadas.
2. Interrupciones fortuitas.

Las Programadas, son aquellas interrupciones necesarias para realizar labores de mantenimiento, construcción de nuevos circuitos, poda de ramas y talas de árboles, reemplazo de transformadores o interruptores, etc.; mencionadas labores se realizan a horas y días en los cuales se afecte lo menos posible a los usuarios. Estas interrupciones son necesarias para garantizar la continuidad del servicio; y la empresa distribuidora de energía eléctrica está en la obligación de publicar un aviso con el objeto de notificar a todos los usuarios afectados por el corte del servicio [12].

Las Fortuitas, son las interrupciones más dañinas y costosas, entre las principales causas podemos indicar:

1. Aves y/u objetos atrapados en las líneas.
2. Robo de conductores, transformadores, lámparas, entre otros materiales presentes en la red.
3. Conexiones ilegales. Además de la interrupción del servicio eléctrico, producen:
   - Rotura de cables por falso contacto.
   - Sobrecarga y quema de transformadores.
   - Variaciones de voltaje por la mala conexión y fallas en los equipos allí conectados.
   - Riesgo de sufrir un shock eléctrico.
4. Tormentas y fuertes lluvias.
5. Envejecimiento y deterioro de materiales y equipos. Los equipos y materiales que conforman el sistema de distribución de energía eléctrica cumplen con un período útil, tras el cual deben ser reemplazados.
6. Interrupciones producidas por choques de autos contra instalaciones eléctricas, árboles que caen sobre la red eléctrica, animales sobre cables y/o equipos, etc.

4.10 Plan Anual de Mantenimiento

Considerando que en la Resolución 015 del 2018 se define:

Que los activos de conexión utilizados para conectar un OR al STR o al SDL de otro OR serán considerados en el cálculo de los cargos por uso del OR que se conecta y su operación y mantenimiento estarán bajo su responsabilidad.

Que la remuneración de los planes de gestión de pérdidas se efectuará con base en los costos eficientes de reducción y mantenimiento de pérdidas y se mantendrá siempre y cuando el OR cumpla con las metas aprobadas.

Dentro de las obligaciones del OR son planear, formular y ejecutar diligentemente los planes de inversión y mantenimiento para garantizar a los usuarios la prestación del servicio en condiciones de calidad, continuidad y seguridad exigidas [3].

Enel – Codensa, para cumplir con lo establecido en la resolución, y a su vez, como una de sus estrategias para asegurar y mejorar la confiabilidad y selectividad de la red establece el seguimiento y ejecución del AMP. El Plan anual de mantenimiento es un procedimiento organizacional que define los roles y responsabilidades para la gestión de las actividades de mantenimiento de los activos relacionados con las redes de distribución de energía eléctrica [9].

4.11 Mantenimiento Preventivo

A partir de la supervisión, análisis y monitoreo de la red, se obtiene información que permite conocer la gestión de incidencias, fallas, interrupciones y trabajos de red.

El plan de mantenimiento preventivo, tal como su nombre lo indica es aquel que permite definir un proceso de ejecución con el fin de evitar deficiencias en la red eléctrica que pongan en riesgo la continuidad de servicio de energía eléctrica [9].

El mantenimiento preventivo consta de las siguientes actividades:

- Definir circuitos con mayor afectación.
- Ejecutar inspecciones de red.
- Detectar los defectos de red y clasificarlos.
- Revisar, validar y programar intervención a los defectos de red hallados.
- Ejecutar las actividades correctivas correspondientes a cada defecto.
- Monitorear la ejecución del plan de Mantenimiento.

5. Metodología

La realización de este trabajo se describe en cuatro etapas, donde cada una va dando cumplimiento a uno de los objetivos específicos respectivamente, dichas etapas son:

5.1 Etapa I

Por medio de la inspección de red visual de los circuitos Pasquilla y Tiguaque, se procede con la validación de la información obtenida por el inspector encargado, tal como es la ubicación, materiales y/o equipos asociados, estado y reglamentación, tomando evidencia de los defectos presentes y de las posibles futuras causas de interrupción de servicio de energía eléctrica.

5.2 Etapa II

A partir de las evidencias tomadas de la inspección visual y por medio de las plataformas empresariales SIP_WEB, MARE, ST_WEB, FOREST_ONE, se consulta, exporta, compara, analiza y clasifica los defectos encontrados y las interrupciones del servicio de energía eléctrica; adicionalmente se brinda una alternativa para simplificar el manejo de la información adquirida en un solo proceso.

5.3 Etapa III

Definidos los defectos encontrados tras la comparativa de la información adquirida, se procederá a realizar su respectiva selección con respecto al nivel de criticidad, para este caso los defectos de Nivel I.

5.4 Etapa IV

Finalmente, concluyendo el plan de mantenimiento predictivo se toma como punto de partida los defectos clasificados, se procederá con el cargue de la información respectiva a la base de datos para finalizar con la asignación de los mismos por medio de los ingenieros responsables de los circuitos.



Figura 3 Etapas del proyecto
Nota: Adaptación de la información realizada por el autor

6. Desarrollo de la pasantía

Las etapas mencionadas involucran nueve actividades, las cuales dieron la estructura y el procedimiento para el cumplimiento a cada uno de los objetivos específicos del proyecto.

Por etapa, estas actividades son:

Etapa I: Actividades 1, 2 y 3.
Etapa II: Actividades 4, 5, 6 y 7.
Etapa III: Actividad 8.
Etapa IV: Actividad 9.

6.1 Etapa I - Actividad 1: Identificación y ubicación de los circuitos Pasquilla y Tiguaque.

En esta actividad, se ubica la S/E fuente de los circuitos a inspeccionar, esta consulta se realiza por medio del aplicativo web corporativo STWEB, en el cual, se encuentra la información presente en las imágenes de la figura 4, 5 y 6.



Figura 4 Información básica de la S/E Usme
Nota: Adaptación de la información realizada por el autor



Figura 5 Identificación básica del circuito Pasquilla
Nota: Adaptación de la información realizada por el autor



Figura 6 Identificación básica del circuito Tiguaque
Nota: Adaptación de la información realizada por el autor

Adicionalmente, por medio de los archivos KML, el encargado de realizar la inspección visual va a identificar la ubicación geográfica para establecer un punto de inicio para la ruta a seguir en la inspección. Para esto, debe identificar que tramos de la red son aéreos y cuáles son subterráneos, debido a que la inspección visual se realiza a los tramos aéreos desde los afloramientos hasta el final del circuito (entiéndase por afloramiento al cambio que presenta el circuito al pasar de red subterránea a red aérea). Se presenta el circuito en su totalidad en las figuras 1 y 2.

Por medio del archivo KML, se identifica el tramo aéreo del circuito Pasquilla en la figura 7 con color azul y el tramo subterráneo de color rojo en la figura 8.

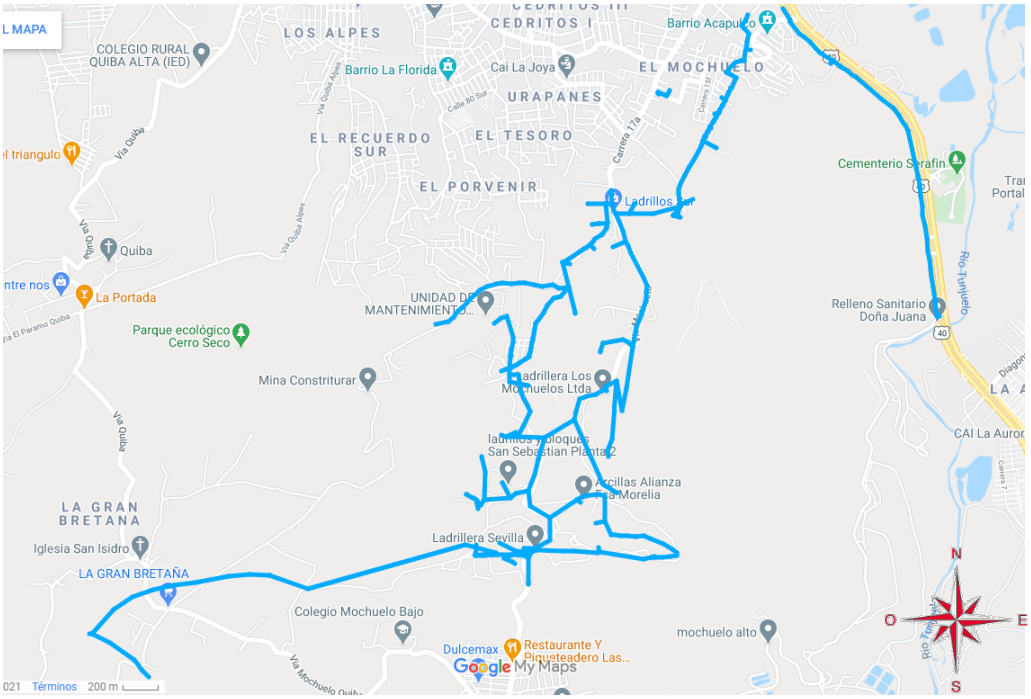


Figura 7 Red aérea presente en el circuito Pasquilla
Nota: Fuente* Google Earth®. *Adaptación de la información realizada por el autor

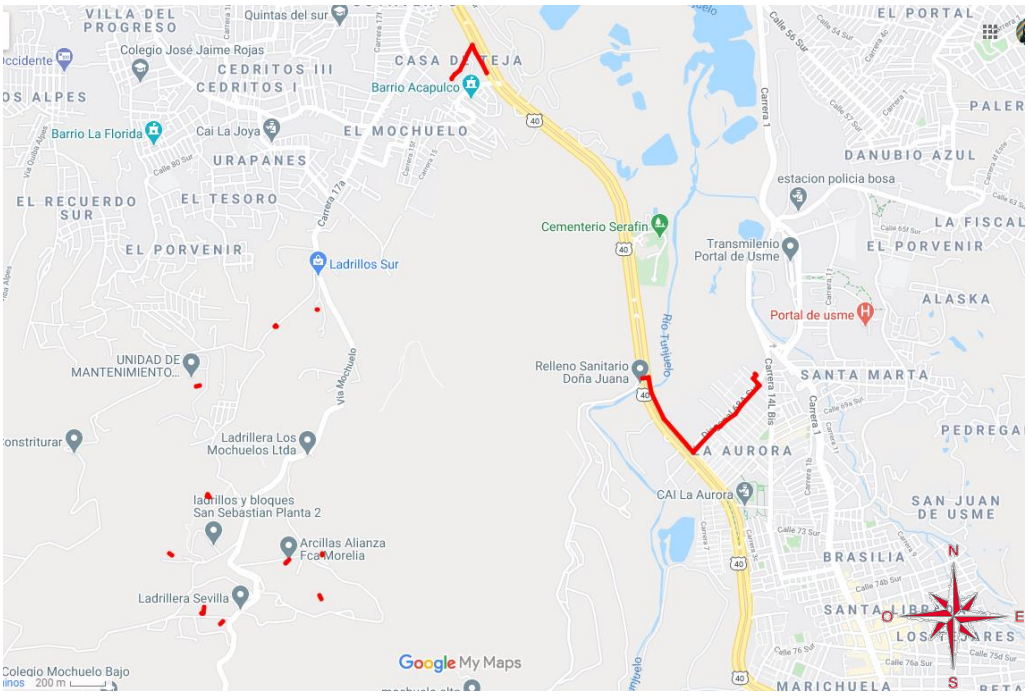


Figura 8 Red Subterránea presente en el circuito Pasquilla
Nota: Fuente* Google Earth®. *Adaptación de la información realizada por el autor

Así mismo, por medio del archivo KML, se identifica con el mismo código de colores el tramo aéreo y el tramo subterráneo del circuito Tiguaque

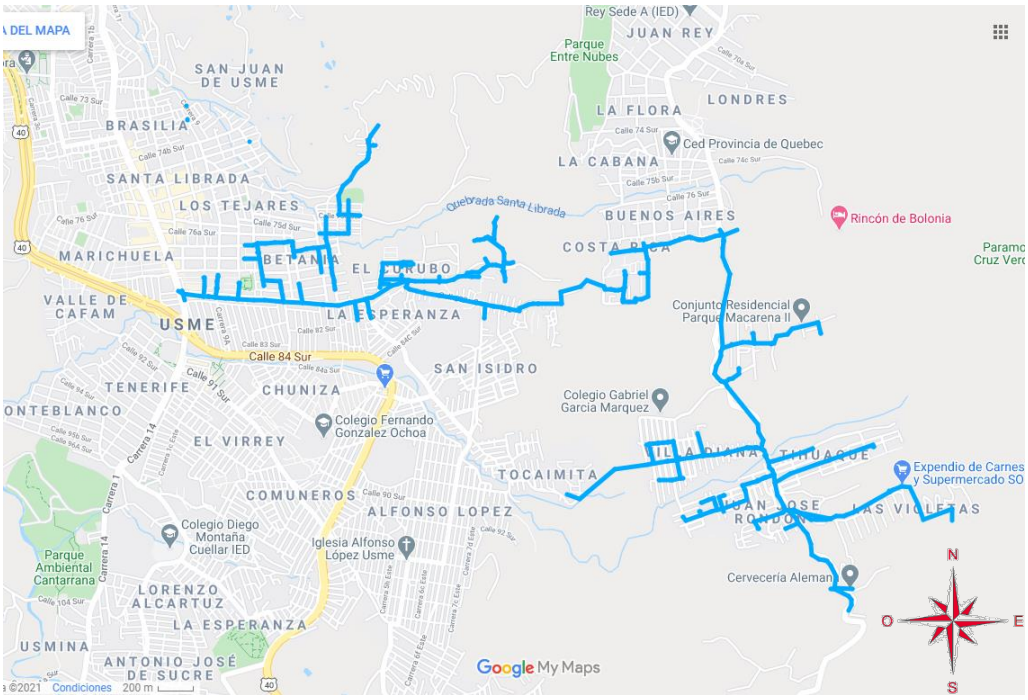


Figura 9 Red aérea presente en el circuito Tiguaque
Nota: Fuente* Google Earth®. *Adaptación de la información realizada por el autor

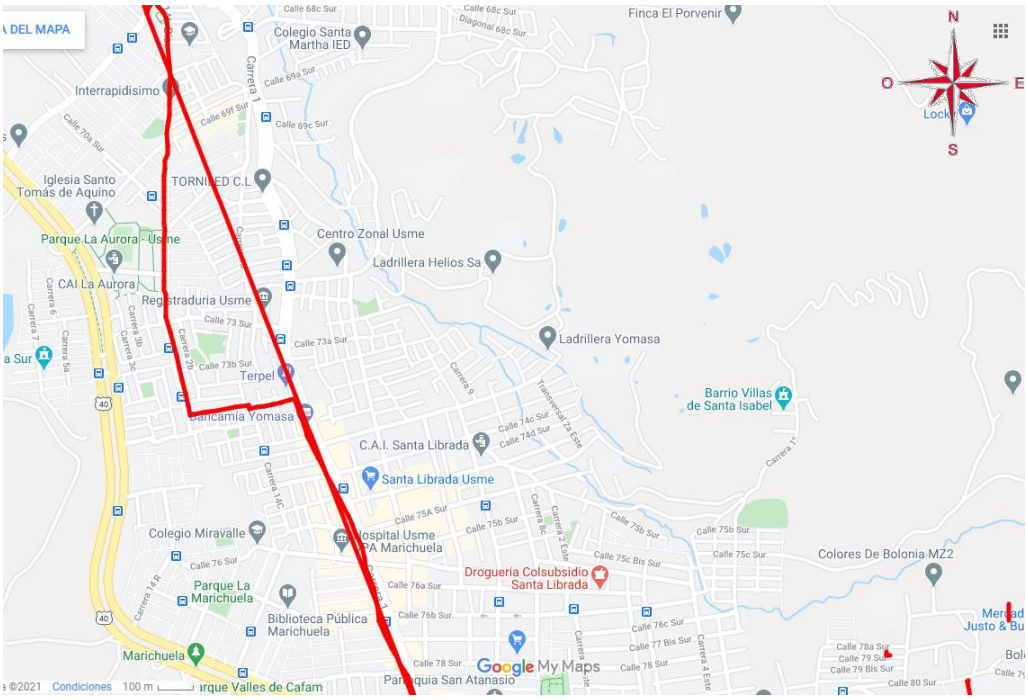


Figura 10 Red Subterránea presente en el circuito Tiguaque
Nota: Fuente* Google Earth®. *Adaptación de la información realizada por el autor

Como es posible evidenciar, en los dos circuitos hay un tramo subterráneo que abarca mayor extensión que los demás, este tramo es el que conecta la S/E con la red eléctrica y asimismo da a conocer los puntos de afloramiento, los cuales indican el inicio de la red aérea y el punto inicial de la inspección de red.

Para el caso del circuito Pasquilla, la inspección visual de red se planificó y ejecutó de oriente a occidente (derecha a izquierda respecto a la imagen presente en la figura 7 y 8); y para el circuito Tiguaque, se realizó de occidente a oriente.

Teniendo como punto de referencia la subestación eléctrica Usme y el río Tunjuelito (que se encuentra en proximidad a la subestación hacia el occidente de esta), el circuito Pasquilla cuza el río Tunjuelito y se extiende hacia el suroccidente electrificando desde el relleno sanitario Doña Juana, vía el mochuelo, hasta las Ladrilleras.

Por el contrario, el circuito Tiguaque se dirige en sentido suroriente pasando por Santa Librada hacia Tiguaque.

6.2 Etapa I - Actividad 2: Validación de la información obtenida por el inspector encargado de la visita e inspección visual de la infraestructura en búsqueda de defectos existentes y posibles defectos futuros de la red.

Luego de que el inspector haya recolectado la información y tomado las evidencias necesarias para la identificación de cada uno de los defectos hallados, se procede a su exportación en tiempo real al aplicativo SIP_WEB.

El SIPWEB ® es una herramienta que permite guiar al inspector en el circuito por medio de un mapa interactivo, permitiéndole identificar y anotar observaciones a los equipos, líneas y puntos físicos de la red (entiéndase por punto físico a cualquier estructura o construcción en la red).

Al realizar el cargue de los defectos en tiempo real, es importante tener en cuenta que se hallaron defectos que requerían de intervención inmediata, estos defectos fueron notificados por el inspector encargado y se procede a realizar la validación del defecto y de la criticidad del mismo para programar una intervención de emergencia. De esta manera, se hace efectiva la inspección de red.

Teniendo en cuenta lo mencionado en el Capítulo 4, los defectos de red se clasifican acorde al nivel de posible afectación que puede generar, dicha clasificación se da de la siguiente manera:

1. Nivel 1: Afectación a corto plazo.
2. Nivel 2: Afectación a medio plazo.
3. Nivel 3: Afectación a largo plazo.
4. Medidas Técnicas.

Adicionalmente, los distintos tipos de defectos que se pueden encontrar en una inspección de red son los presentes en el anexo A.

A continuación, en las tablas 3 y 4, se exponen los defectos validados que requerían de una programación de trabajos inmediata.

Tabla 3 Defectos que requieren de atención inmediata en el circuito Pasquilla

ID	FECHA	OBSERVACIÓN	EQUIPO	DIRECCIÓN
16368	2020-11-06	Poda de árboles	CD74898	Vereda Quiba alta
16639	2020-11-12	Poda de árboles	CD21466	Vía al Mochuelo Ladrillera San Sebastián
16638	2020-11-12	Poda de árboles	CD21456 y 77785	Vía al mochuelo arcillas el Dorado

Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

Tabla 4 Defectos que requieren de atención inmediata en el circuito Tiguaque

ID	FECHA	OBSERVACIÓN	EQUIPO	DIRECCIÓN
16883	2020-11-19	Cometa	CD20944	Cl 81 b sur k 10 f este
16881	2020-11-19	Poda de árboles	CD20944	Cl 81 sur
16809	2020-11-18	Transformador con fuga de aceite	CD20967	Cl 91 sur k 14 d este
16790	2020-11-18	Poda de árboles	CD60488	Predio del acueducto
16611	2020-11-11	Cometa	CD83362	Cl 78 a sur 3 10 al este
210	2019-04-03	Poda de árboles	S-20262	calle 80 sur 2 - 68 este
16786	2020-11-18	Poda de árboles	CD60488	Predio del acueducto

Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

6.3 Etapa I - Actividad 3: Recopilación, organización y clasificación de los defectos hallados durante la inspección.

En esta actividad, se procede con la extracción, organización y validación de la información obtenida de la inspección visual, de esta manera se seleccionan los defectos y se clasifican respecto a su nivel, tal como lo establece el PO257.

Nuevamente, se emplea el aplicativo web corporativo SIP_WEB, del cual se importa toda la información relacionada a los defectos hallados en las inspecciones visuales realizadas a la red; para este caso, son las anotaciones de los defectos hallados durante la inspección se encuentran en el anexo B y C.

En las figuras 11 y 12 se presenta la cantidad de defectos encontrados en cada circuito, se clasifica por nivel con respecto a su criticidad; de los 34 hallados en el circuito Pasquilla y de los 93 presentes para el circuito Tiguaque, presentando mayor cantidad de defectos de Nivel I en el circuito Pasquilla con 50 % del total, con respecto al 30.11 % del circuito Tiguaque.

La cantidad presente para medida técnica hace referencia a cambios que deben realizarse a la red, pero que no representan riesgo a la continuidad del servicio de energía.

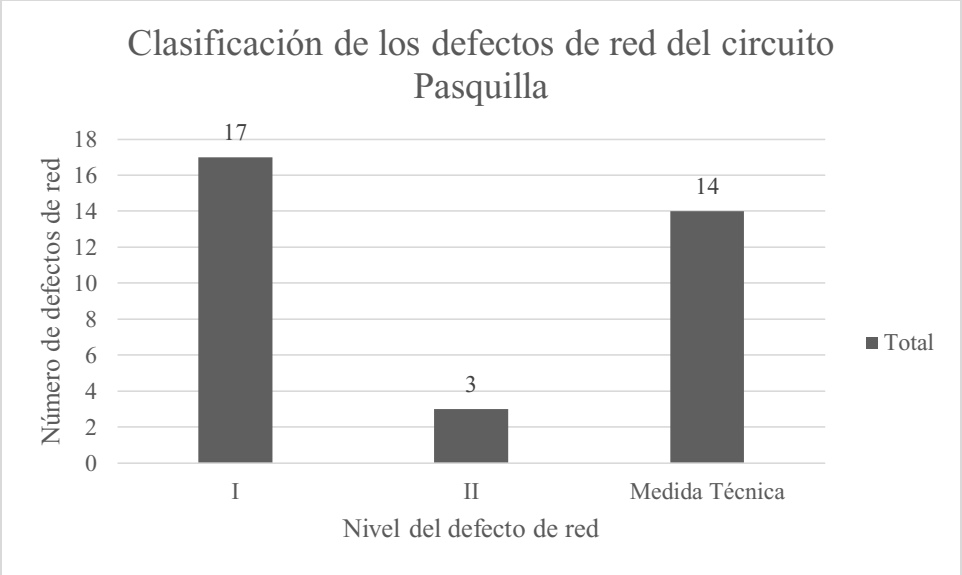


Figura 11 Clasificación de los defectos hallados en el circuito Pasquilla
Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

La cantidad de defectos de red hallados en el circuito Pasquilla es un 60, 71% menor a la presente en el circuito Tiguaque, así mismo, indica que para el año 2021 la ejecución de actividades y de trabajos va a presentar una diferencia en misma proporción.

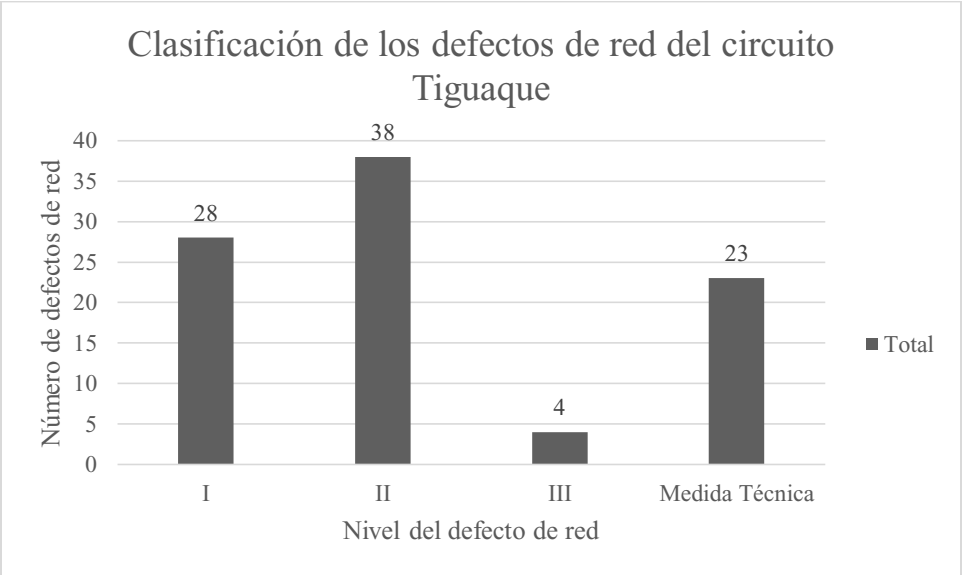


Figura 12 Clasificación de los defectos hallados en el circuito Tiguaque
Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

6.4 Etapa II - Actividad 4: Abstracción de los históricos de interrupciones presentes en los circuitos Pasquilla y Tiguaque.

En esta actividad se recurre a los aplicativos corporativos, FOREST_ONE, GEOLUMINA, MARE y ST_WEB realizando búsquedas por períodos de tiempo en las que se identificaran las fallas, anomalías, actividades y/o eventos presentes en los circuitos.

A continuación se explica los resultados obtenidos en la búsqueda de cada una de las herramientas corporativas.

- FOREST_ONE

Este aplicativo es empleado para la asignación, validación, consulta, actualización, aprobación y revisión de actividades e individuos forestales entre otras funciones adicionales. Para la validación de trabajos realizados en proximidad a los circuitos Pasquilla y Tiguaque se realizó la consulta mensual por un período de seis (6) meses sin tener resultados.

Al no tener información de ejecución de actividades a individuos forestales en proximidad a la red, se realizó la consulta para otros seis (6) meses, completando la consulta para el período de un año. Nuevamente, no se presentaron resultados en la búsqueda para los circuitos de interés.

- GEOLUMINA

La necesidad de validar la cumplimentación de actividades (identificación que se le da a la ejecución de un trabajo que culminó el proceso de planeación, creación, asignación, ejecución, verificación, aprobación y cierre) se concluye por medio de la generación de reportes, esto en pocas palabras, indica la calidad de gestión realizada por la empresa contratista al momento de dar cierre a un trabajo realizado.

Los trabajos y actividades cumplimentadas en el período de seis meses, se presentan en la tabla 5; adicionalmente, en la gráfica presente en la figura 13 se diferencia la cantidad de actividades cumplimentadas en ambos circuitos.

En la tabla 5, se encuentra que hay trabajos relacionados con más de una cumplimentación y este comportamiento se debe a que hay más de una actividad relacionada a un trabajo y que fueron realizadas en un espacio temporal distinto.

Tabla 5 Actividades cumplimentadas

No.	TRABAJO	CUMPLIMENTACIÓN
1	256101	OT_1146359
	256101	OT_1146367
	256101	OT_1146974
2	298226	OT_1165052
	298226	OT_1166304
3	298364	OT_1168248
4	298832	OT_1173405
	298832	OT_1172348
5	298865	OT_1172351
6	299788	OT_1179210
7	300005	OT_1178922
8	R00134	OT_1189717
9	R08581	OT_1140434
	R08581	OT_1140438
10	R10583	OT_1118240
11	R15011	OT_1132976
	R15011	OT_1132975
12	R16451	OT_1138017
13	R16461	OT_1135483
14	R19102	OT_1142524
15	R22297	OT_1181450

Nota: Tomado de la plataforma Geolumina. Adaptación de la información realizada por el autor

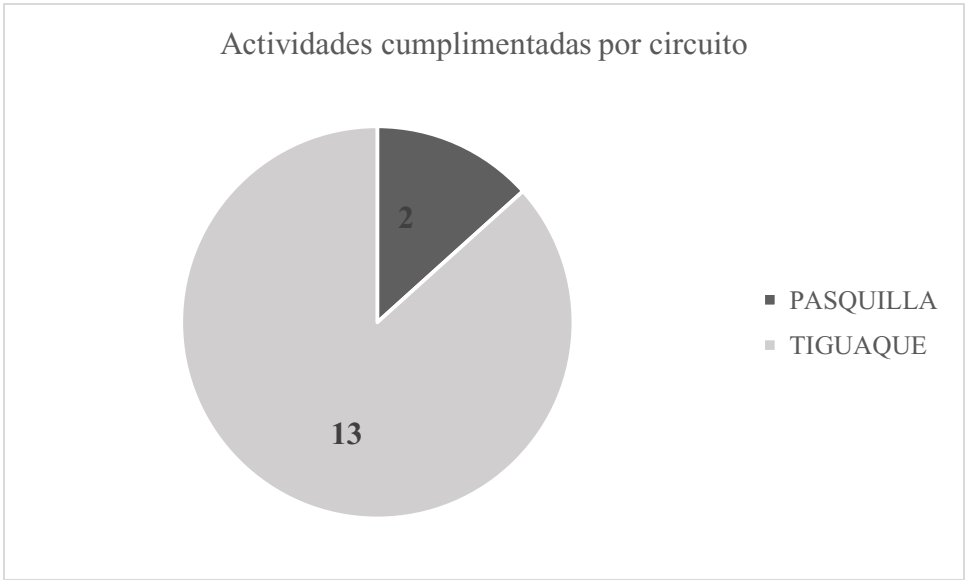


Figura 13 Actividades cumplimentadas por circuito
Nota: Tomado de la plataforma Geolumina. Adaptación de la información realizada por el autor

- MARE

Es una de las herramientas más empleadas para el registro y asignación de actividades, esto se debe a su organización por niveles de tensión, equipos, nodos, circuitos, actividades programadas y por programar.
El aplicativo Mare tiene un papel importante en el AMP, debido a que es empleado para la validación tanto de actividades como de eventos relacionados a un circuito y adicionalmente, porque permite el registro y asignación de inspecciones, mantenimientos, actividades y trabajos en la red eléctrica.

En las tablas 6 y 7 se presentan los tipos de actividades programadas en los circuitos Pasquilla y Tiguaque respectivamente.
Los posibles tipos de actividades a programar en la red se presentan en el anexo D.

Tabla 6 Tipos de actividades presentes en el circuito Pasquilla

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
B18	Inspección y Medición del sistema de Puesta a Tierra
B27	Poda de árboles individuales
ETP	Termografía
IL	Inspección de línea
TM	Toma Muestra de Aceite (Policlorobifenilos - PCB)

Nota: Tomado de la plataforma Mare. Adaptación de la información realizada por el autor

Tabla 7 Tipos de actividades presentes en el circuito Tiguaque

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
B16	Reemplazo transformador por igual potencia
B27	Poda de árboles individuales
B8	Sustitución interruptor de maniobra/seccionador
B9	Mantenimiento apoyos
CRO	Retiro objeto en vano o estructura de línea
ETP	Termografía
IL	Inspección de línea

Nota: Tomado de la plataforma Mare. Adaptación de la información realizada por el autor

Además de los trabajos programados en la red, las interrupciones del servicio se deben a fallas y anomalías que generaron el disparo de las protecciones.

En las tablas 8 y 9, con color rojo se expone el día y la cantidad de eventos registrados en la plataforma, completando mes a mes el comportamiento del año 2020 y del primer mes del 2021.

Los eventos registrados corresponden a interrupciones del servicio de energía debido al disparo y cambios de estado en las protecciones.

Tabla 8 Eventos registrados en el circuito Pasquilla

Enero 2020						
			1	2	3	4
5	6	1	8	9	10	2
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

Febrero 2020						
						1
2	3	4	5	5	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29

Marzo 2020						
1	2	3	4	5	6	1
8	9	10	11	8	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

Abril 2020						
				1	2	2	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	1	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

Mayo 2020						
					1	2
3	4	5	2	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

Junio 2020						
31	4	2	3	4	4	1
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	3
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

Julio 2020						
			1	2	2	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	2	30	31	

Agosto 2020						
						1
2	3	4	7	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
5	7	18	19	20	2	22
23	24	25	26	27	28	29

Septiembre 2020						
30	31	8	10	3	4	1
6	7	8	9	10	11	12
13	1	15	16	17	2	1
20	21	1	23	24	25	26
27	28	29	30			

Octubre 2020						
				1	2	3
4	5	6	2	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	1	1	24
25	26	27	1	29	30	31

Noviembre 2020						
1	2	3	4	5	6	7
8	9	14	8	12	13	14
15	16	17	18	19	4	2
22	23	24	25	26	27	28
29	30					

Diciembre 2020						
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

Enero 2021						
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	1	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

Nota: Tomado de la plataforma Mare. Adaptación de la información realizada por el autor

En la figura 14 se puede observar el comportamiento de eventos registrados a lo largo del año 2020 en el circuito Pasquilla, encontrando incrementos en los meses que se retomaron actividades en sectores comerciales e incrementos de actividad para clientes industriales.

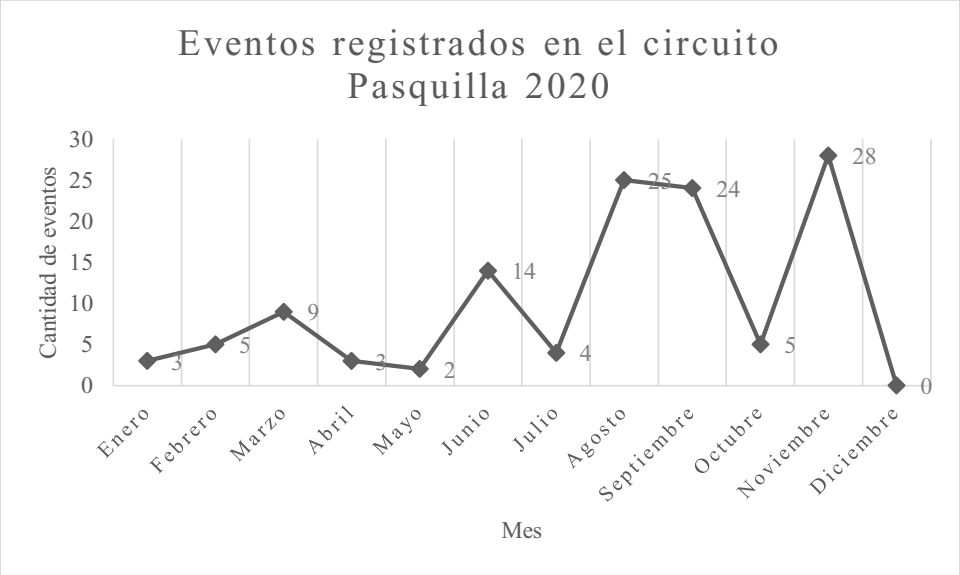


Figura 14 Eventos registrados en el circuito Pasquilla en el año 2020
Nota: Tomado de la plataforma Mare. Adaptación de la información realizada por el autor

Adicionalmente, en la figura 15 se presenta la diferencia entre los eventos registrados para el mes de enero de 2020 y 2021 en el circuito Pasquilla.

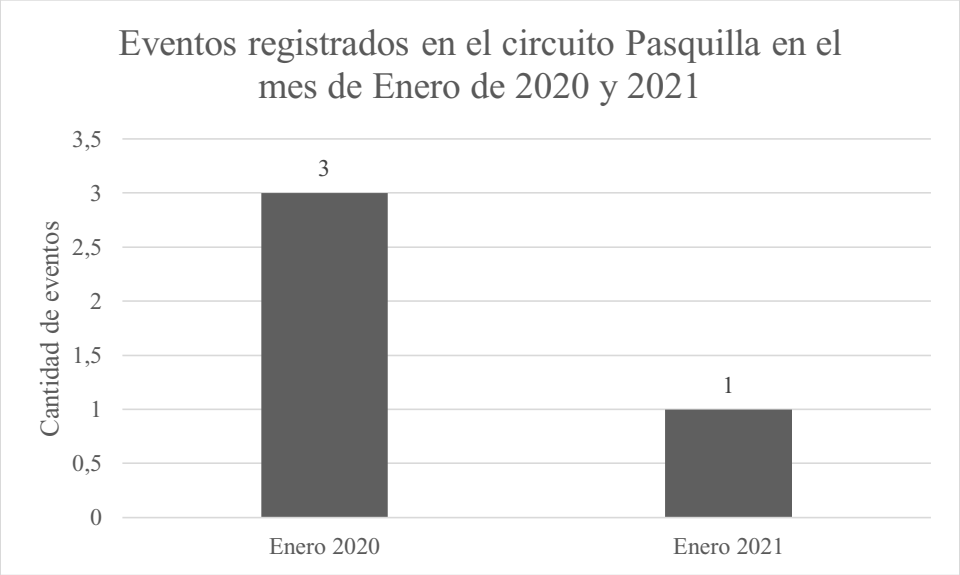


Figura 15 Comparación entre los eventos registrados en el mes de enero del año 2020 y 2021
Nota: Tomado de la plataforma Mare. Adaptación de la información realizada por el autor

Tabla 9 Eventos registrados en el circuito Tiguaque

Enero 2020						
			1	2	3	7
1	9	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	2	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

Febrero 2020						
						1
2	3	4	2	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	6	3	3	1	29

Marzo 2020						
1	2	3	4	5	6	7
8	16	14	11	12	13	14
15	16	17	18	2	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

Abril 2020						
			1	2	3	4
5	6	2	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	13	9	5	23	24	25
26	27	28	2	5		

Mayo 2020						
					1	2
3	4	7	2	7	19	9
10	11	12	13	1	15	16
2	18	19	20	21	22	23
24	1	26	27	28	29	30

Junio 2020						
31	1	2	3	1	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	8	17	18	19	20
8	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

Julio 2020						
			1	2	2	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
5	27	28	29	2	31	

Agosto 2020						
						1
2	2	4	7	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	4	2	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29

Septiembre 2020						
30	31	1	2	3	4	2
6	7	8	9	10	11	12
13	4	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			

Octubre 2020						
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

Noviembre 2020						
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	1	1	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30					

Diciembre 2020						
		1	6	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
2	14	15	16	17	18	7
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	2	2		

Enero 2021						
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	3	4	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

Nota: Tomado de la plataforma Mare. Adaptación de la información realizada por el autor

Se logró identificar que en el circuito Pasquilla hubo 122 interrupciones causadas en 33 días a lo largo del año 2020, con un 36% menos de la cantidad hallada para el circuito Tiguaque (191 interrupciones) desarrolladas en 40 días en el transcurso del mismo año.

Tal como en la figura 14, la figura 16 muestra el comportamiento de eventos registrados a lo largo del año 2020 en el circuito Tiguaque, pero en este caso, con un comportamiento opuesto debido a que sus clientes son en su mayoría residenciales.

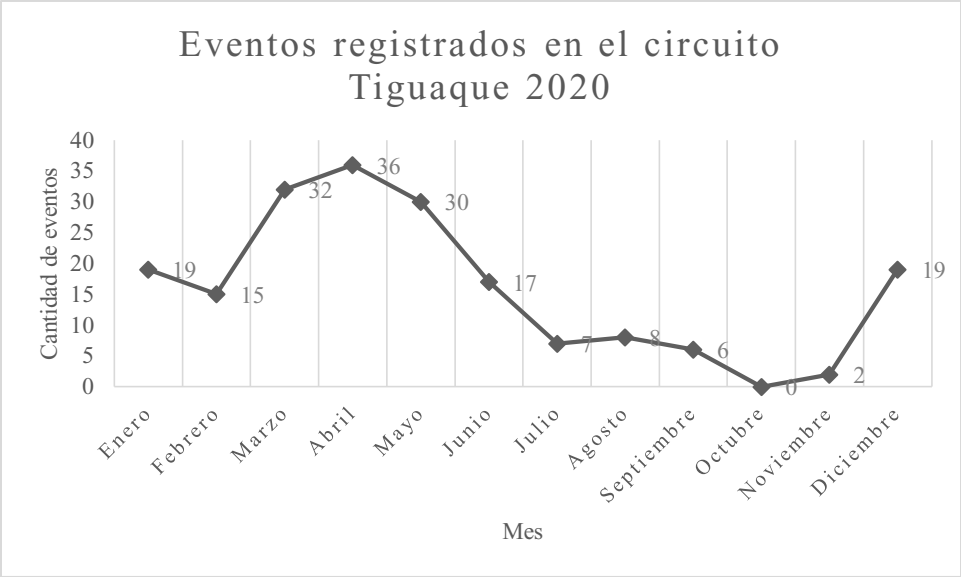


Figura 16 Eventos registrados en el circuito Tiguaque en el año 2020
Nota: Tomado de la plataforma Mare. Adaptación de la información realizada por el autor

También se presenta en la figura 17 para el circuito Tiguaque la diferencia entre la cantidad de eventos registrados entre los meses de enero de los años 2020 y 2021.

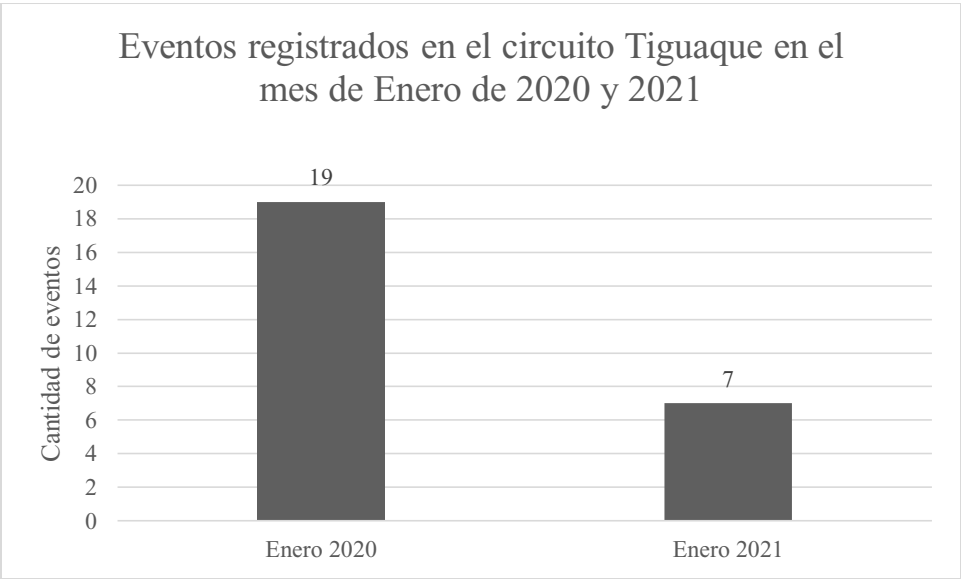


Figura 17 Comparación entre los eventos registrados en el mes de enero del año 2020 y 2021
Nota: Tomado de la plataforma Mare. Adaptación de la información realizada por el autor

Es posible evidenciar la reducción en la presencia de eventos para el mes de enero de 2021 con respecto al mes de enero del año anterior en los dos circuitos, esto como resultado de una correcta ejecución del AMP en el año 2020.

- ST_WEB

Esta herramienta permite tener un seguimiento de las actividades y trabajos, del monitoreo, ubicación y validación en tiempo real de las interrupciones de servicio. En la tabla 10 se presenta la ubicación y el equipo relacionado a las actividades realizadas en un período de un año.

Tabla 10 Actividades realizadas en el año 2020

PROTOCOLO	FECHA	CIRCUITO	EQUIPO	DIRECCIÓN
R01176	21/01/2020	Tiguaque	CD15532	K 1b este 80 sur 03
R01160	21/01/2020	Tiguaque	CD7431	K 2c este 76 b sur
R01266	23/01/2020	Tiguaque	CD15541	K 1 g este 79 sur 07
R03468	25/02/2020	Tiguaque	CD20934	K 16 este 87c sur 03
R03529	25/02/2020	Tiguaque	CD20951, CD20959	Cl 81 sur 16a este 02
R03473	25/02/2020	Tiguaque	CD20972	Cl 88b sur #17 - este
R05792	24/03/2020	Tiguaque	CD34755	Cl 80a sur 5h este 15
R07407	28/04/2020	Tiguaque	CD15533	Cl 67 c sur 18 r 18
R08581	01/05/2020	Tiguaque	CD134761	Cl 81 b bis sur con K 11 este
R10583	10/06/2020	Tiguaque	CD15533	K 2c este 79 sur 11
R11314	18/06/2020	Tiguaque	CD15542	K 1d este 79 sur 22
R11335	18/06/2020	Tiguaque	CD20935	K 15 bis este 87a sur 15
R11449	20/06/2020	Tiguaque	CD15542	K 1d este 79 sur 22
R11450	20/06/2020	Tiguaque	CD20935	K 15 bis este 87a sur 15
R14994	28/07/2020	Tiguaque	CD20935	K 1d este 79 sur 22
R15011	28/07/2020	Tiguaque	CD15542	K 1d este 79 sur 22
R16461	18/08/2020	Tiguaque	CD20965	Cl 87b sur 18 este 68
R16451	18/08/2020	Tiguaque	CD35156	Cl 87a sur 20 este 57
R19102	05/09/2020	Tiguaque	CD20943, S27137	Cl 86 b sur 2 este 13
R22297	12/12/2020	Pasquilla	RC1804, CD61957	Relleno doña Juana
R00134	12/01/2021	Tiguaque	CD91733, CD93774	Cl 81 sur con carrera 4 c bis este
R03468	25/02/2020	Tiguaque	CD20934	K 16 este 87c sur 03
R03529	25/02/2020	Tiguaque	CD20951, CD20959	Cl 81 sur 16a este 02
R03473	25/02/2020	Tiguaque	CD20972	C 88b sur #17-e
R05792	24/03/2020	Tiguaque	CD34755	Cl 80a sur 5h este 15
R07407	28/04/2020	Tiguaque	CD15533	Cl 67 c sur 18 r 18

R08581	01/05/2020	Tiguaque	CD134761	Cl 81 b bis sur con K 11 este
R10583	10/06/2020	Tiguaque	CD15533	K 2c este 79 sur 11
R11314	18/06/2020	Tiguaque	CD15542	K 1d este 79 sur 22
R11335	18/06/2020	Tiguaque	CD20935	K 15 bis este 87a sur 15
R11449	20/06/2020	Tiguaque	CD15542	K 1d este 79 sur 22
R11450	20/06/2020	Tiguaque	CD20935	K 15 bis este 87a sur 15
R14994	28/07/2020	Tiguaque	CD20935	K 1d este 79 sur 22
R15011	28/07/2020	Tiguaque	CD15542	K 1d este 79 sur 22
R16461	18/08/2020	Tiguaque	CD20965	Cl 87b sur 18 este 68
R16451	18/08/2020	Tiguaque	CD35156	Cl 87a sur 20 este 57
R19102	05/09/2020	Tiguaque	CD20943, S27137	Calle 86 b sur no 2 este 13
R22297	12/12/2020	Pasquilla	RC1804, CD61957	Relleno doña Juana
R00134	12/01/2021	Tiguaque	CD91733, CD93774	Cl 81 sur K 4 c bis este

Nota: Tomado de la plataforma St web. Adaptación de la información realizada por el autor

De los trabajos ejecutados, como se ve en la figura 18, el 5.128 % corresponden a 2 actividades ejecutadas en el circuito Pasquilla, dando mayor actividad en el circuito Tiguaque con 37.
Cabe mencionar que del 94.871 % de trabajos realizados en el circuito Tiguaque, una actividad fue ejecutada en el mes de enero del año 2021.

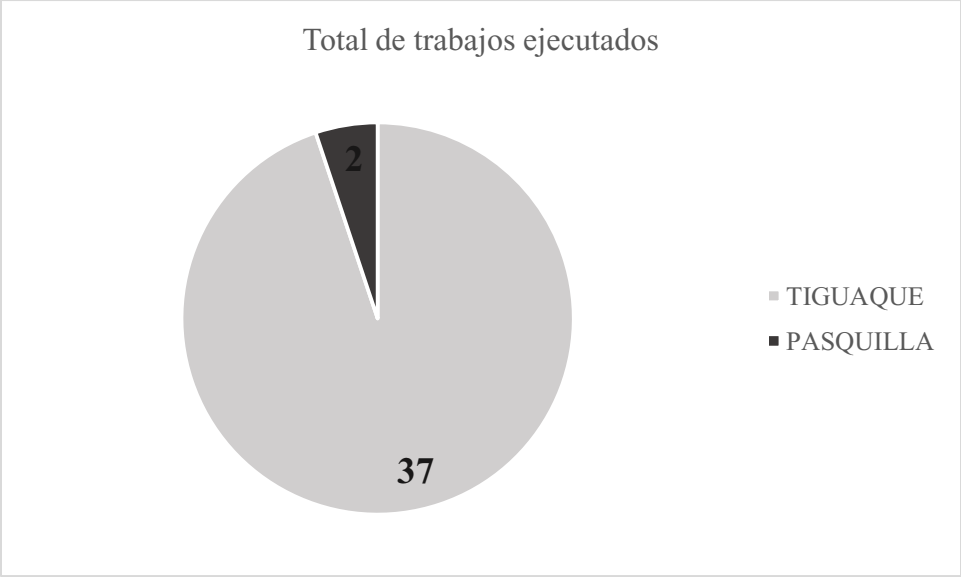


Figura 18 Total de trabajos realizados
Nota: Tomado de la plataforma St web. Adaptación de la información realizada por el autor

Partiendo de la información presente en el anexo E, se tiene en la figura 19 que un 5.128 % fueron las únicas que no generaron interrupción del servicio de energía eléctrica, pero que el 84.61% fueron actividades programadas con preaviso.
Las actividades con preaviso se refieren a aquellas actividades que son de mantenimiento o que contaban con una programación previa para la ejecución de un trabajo; mientras que las actividades sin preaviso se refieren a actividades de emergencia, en la figura 20 se expone la cantidad de actividades programadas con y sin preaviso.

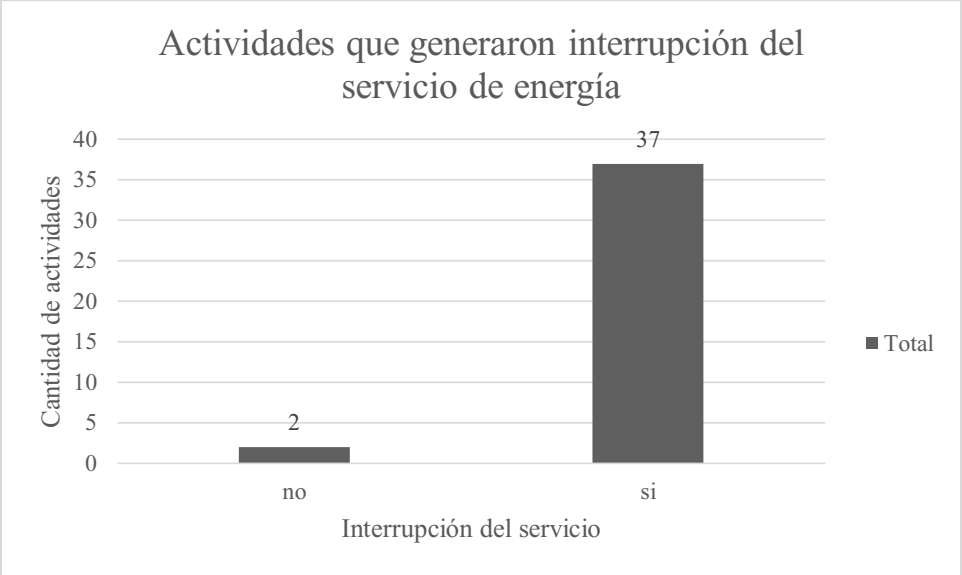


Figura 19 Cantidad de actividades que generaron interrupción de servicio
Nota: Tomado de la plataforma St web. Adaptación de la información realizada por el autor

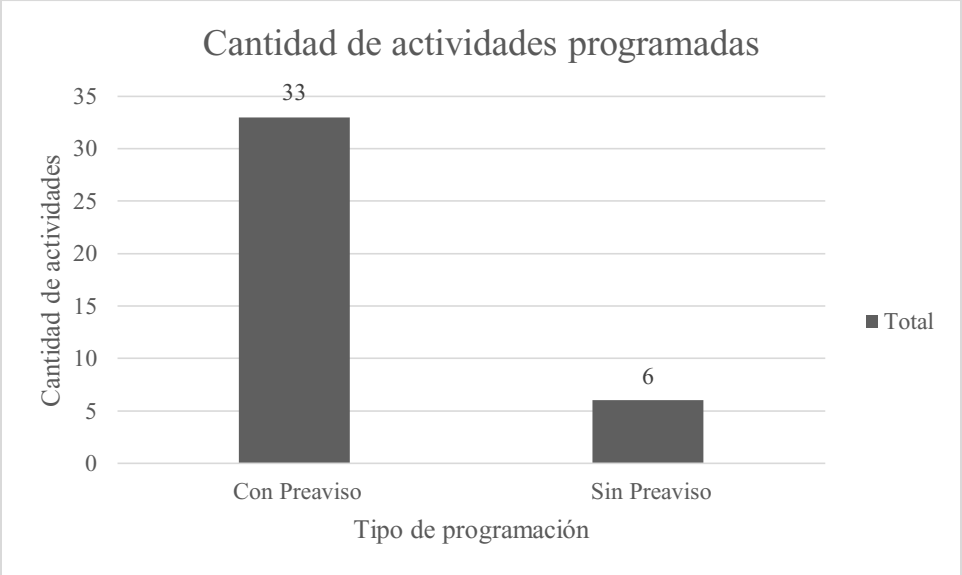


Figura 20 Cantidad de actividades programadas con y sin preaviso
Nota: Tomado de la plataforma St web. Adaptación de la información realizada por el autor

Los elementos y equipos relacionados en la figura 21 son aquellos elementos que fueron intervenidos para realizar cambio, instalación, mantenimiento o reemplazo debido a que se encontraban en mal estado, ausentes, o requerían de un mantenimiento o ajuste.

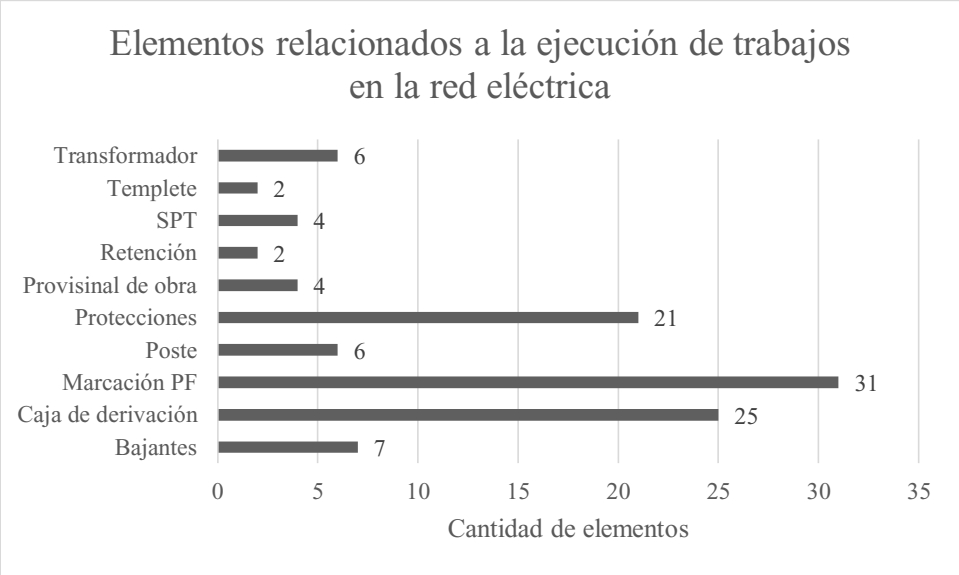


Figura 21 Elementos relacionados a las actividades ejecutadas en la red eléctrica de los circuitos Pasquilla y Tiguaque
Nota: Tomado de la plataforma St web. Adaptación de la información realizada por el autor

Es notorio que se ejecutaron mayor cantidad de actividades relacionadas a marcación de puntos físicos (asignación, confirmación o corrección de la identificación del punto físico).

Otro dato importante que se puede extraer de la plataforma, es la duración de las interrupciones del servicio. De los trabajos realizados, se presentan en la tabla 11 las duraciones de las interrupciones de servicio de energía eléctrica.

La duración de la interrupción se clasifica con respecto a su duración:

- Interrupciones de larga duración (L).
- Interrupciones de corta duración (C).

Tabla 11 Interrupciones de larga y baja duración

DURACION (hh:mm:ss)	TIPO
00:30:28	L
00:09:56	L
00:00:29	B
00:00:04	B
09:11:59	L
00:00:30	B
00:01:01	B
00:03:17	B
00:00:21	L
00:03:11	L
00:00:21	B
00:01:26	B
00:00:42	B
06:49:01	L

Nota: Tomado de la plataforma St web. Adaptación de la información realizada por el autor

La cantidad de interrupciones halladas con respecto a su duración se puede comprar fácilmente en la figura 22.

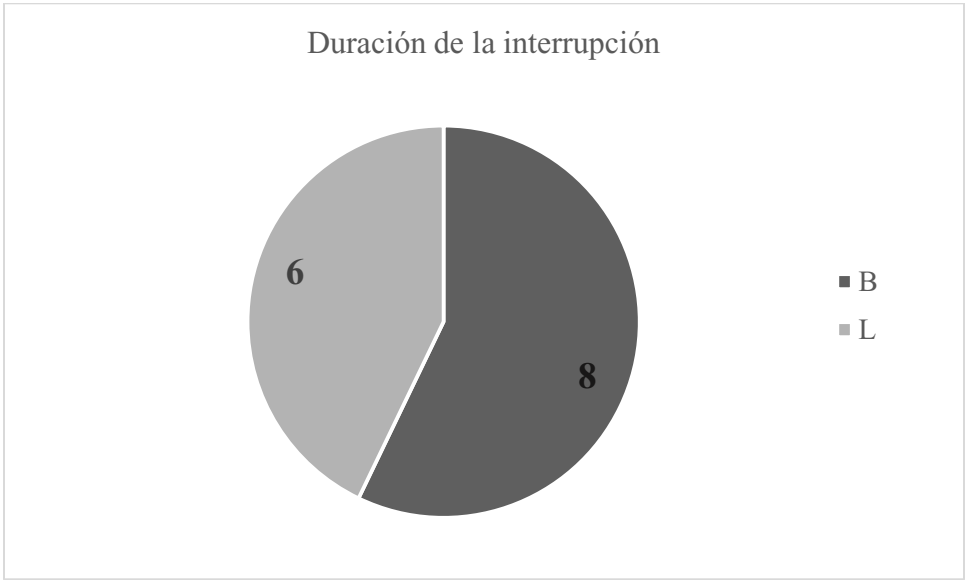


Figura 22 Interrupciones de larga y baja duración durante la realización de actividades
Nota: Tomado de la plataforma St web. Adaptación de la información realizada por el autor

6.5 Etapa II - Actividad 5: Abstracción de los defectos reportados previamente, no superiores a un período de seis meses.

Se exporta la información relacionada a los defectos reportados en el período de tiempo mencionado, con el fin de identificar la presencia de previos defectos aún no programados o intervenidos.

Para este caso, la búsqueda no arrojó ningún resultado para defectos previos a 6 meses, pero si presentó 31 defectos asociados al circuito Tiguaque para los 12 meses previos tal como se muestra en la figura 23.

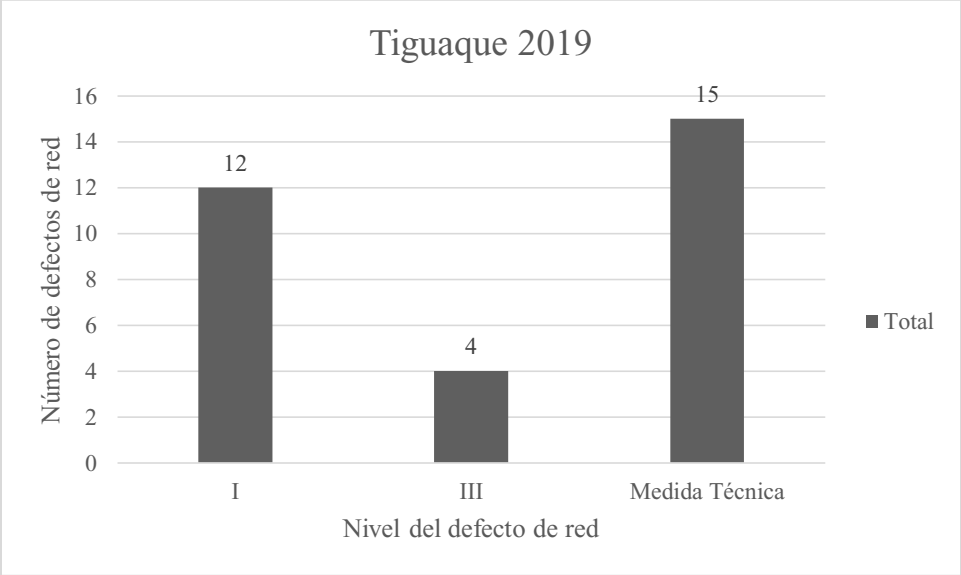


Figura 23 Clasificación de los defectos hallados en el circuito Tiguaque para el 2019
Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

Para este caso específico, los defectos de Nivel I representan un 38.7% de los defectos hallados, presentando una proporción mayor comparativamente con la cifra del año 2020 para el mismo circuito.

6.6 Etapa II - Actividad 6 Clasificación de los defectos e interrupciones halladas.

Como se define en el PO257, para proceder con la programación del PMU y asimismo con el PMT, luego de clasificar los defectos por nivel, se seleccionan los de mayor criticidad (definidos como defectos Nivel I).

De la consulta realizada en el aplicativo SIP_WEB, los defectos Nivel I hallados para el circuito Pasquilla se presentan en la tabla 12.

Tabla 12 Defectos de Nivel I presentes en el circuito Pasquilla

ID	OBSERVACIÓN
16282	Instalar línea a tierra, cambiar estribos
16368	Poda de árboles
16365	Cambiar poste de madera por metálico con La 202 **No hay acceso vehicular**
16550	Cambiar poste de madera por metálico
16549	Cambiar poste de madera por metálico
16536	Cambiar poste 12 m de madera en mal estado cruce de línea 115 kV
16531	Cambiar poste de madera por metálico con La 202 **No hay acceso vehicular**
16529	Cambiar poste de madera por metálico con La 202 **No hay acceso vehicular**
16532	Cambiar poste de madera por metálico
16537	Cambiar poste 12 m de madera en mal estado cruce de línea 115 kV
16534	Cambiar poste de madera por metálico con La 202 **No hay acceso vehicular**
16530	Cambiar poste de madera por metálico con La 202 **No hay acceso vehicular**
16526	Cambiar poste de madera por metálico con La 202 **No hay acceso vehicular**
16538	Cambiar POSTE 12 m de madera en mal estado cruce de línea 115 kV
16639	Poda de árboles
16638	Poda de árboles
16634	Cambiar poste 12 m de madera en mal estado cruce de línea 115 kV

Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

De los defectos de Nivel I presentes en la tabla 12, se logra identificar los elementos que presentan y/o causan la afectación.

Entre los elementos que se deben cambiar se descubre que varios hacen referencia a uno denominado LA 202. Estos elementos hacen referencia a una de las varias especificaciones técnicas definidas para los tipos de crucetas y su aplicación; esta información se encuentra en el anexo F.

Los distintos elementos relacionados a los defectos de red de Nivel I se presentan en la siguiente figura.

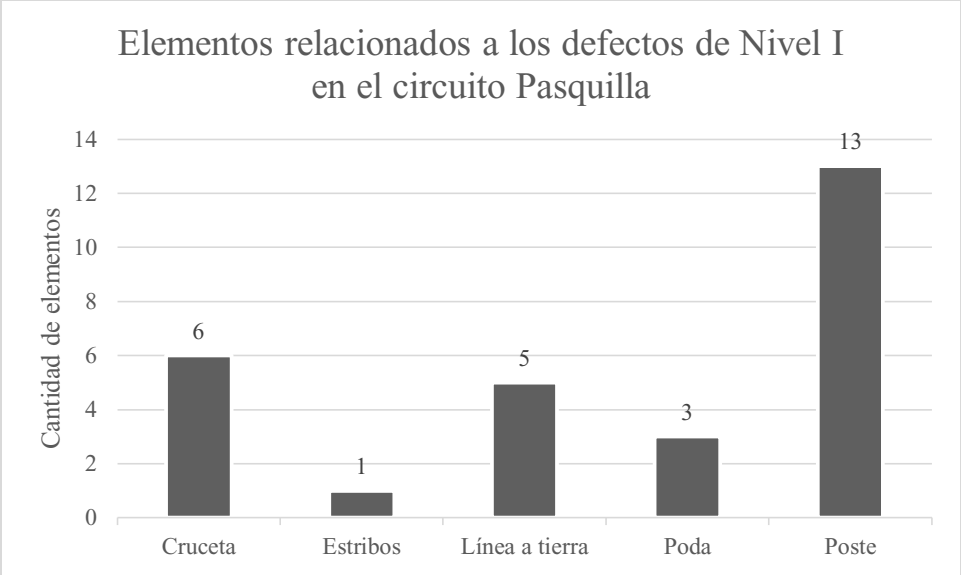


Figura 24 Elementos y/o causas relacionados a los defectos de Nivel I en el circuito Pasquilla
Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

Con respecto a los defectos Nivel I del circuito Pasquilla, se tiene que:

Los defectos relacionados a crucetas, estribos y postes, se debe en gran medida a que son elementos en mal estado debido a que son elementos que ya han superado su vida útil.

Específicamente se tienen las siguientes observaciones:

1. En las crucetas, se relaciona a su deterioro por causas externas, como las causadas por combustión en caso de fallas.
2. Para los postes, se relaciona directamente a que son postes que no han sido cambiados por la dificultad que representa el acceso a la zona.
3. Las podas, al estar relacionados directamente a individuos forestales, es un defecto que tiende a presentarse con mayor frecuencia debido al crecimiento de los árboles en proximidad de las redes de energía eléctrica, presentando interrupciones de mayor frecuencia y/o duración para redes donde su conductor no es semiaislado.
4. En el caso de las líneas a tierra, se presenta la ausencia o mal estado de las mismas.

Al igual que en la tabla 12, los defectos de Nivel I hallados para el circuito Tiguaque se presentan en la tabla 13.

Tabla 13 Defectos de Nivel I presentes en el circuito Tiguaque

ID	OBSERVACIÓN
16504	Cruceta en mal estado, Protecciones en mal estado, Estribos en mal estado
16474	Cambiar Ctu 504, Cruceta en mal estado, Protecciones en mal estado, Estribos en mal estado
142	Cambiar Ctu 504, Cruceta en mal estado, Protecciones en mal estado, Estribos en mal estado, Normalizar estructura
16463	Instalar línea a tierra
16465	Bajantes en mal estado
16614	Instalar línea a tierra
16611	Cometa
146	Cambiar CTU 501, Cruceta en mal estado, Protecciones en mal estado
16662	Cambiar La 202 en mal estado
16659	Cambiar La 202 en mal estado
16658	Cambiar La 202 en mal estado
16811	Cambiar poste y CTU 501, Cruceta en mal estado, Protecciones en mal estado
16809	Transformador con fuga de aceite, NH puenteados, bajantes en mal estado
16807	Instalar línea a tierra
16790	Poda de árboles
165	Cambiar La 204, Cortacircuitos en mal estado, Pararrayos en mal estado, Línea a tierra en mal estado
149	Cambiar CTU 500, Cambiar La 212, Cruceta en mal estado
185	Cambiar La 204, pararrayos en mal estado, cortacircuitos en mal estado, derivaciones en mal estado, estribos en mal estado.
195	Cambiar La 222, Instalar línea a tierra, cambiar pararrayos
16799	Cambiar pararrayos, estribos en mal estado, cortacircuitos en mal estado, cercos en mal estado, línea a tierra en mal estado
16786	Poda de árboles
16883	Cometa
16881	Poda de árboles
16859	Cambiar estructuras La 205, 204 cambiar grapas de operar en caliente por conectores de cuña **Pases de red con peligro de caída**
16869	Cambiar CTU 504, Cruceta en mal estado, Protecciones en mal estado, Estribos en mal estado, Línea a tierra en mal estado
16864	Cambiar La 211, Instalar línea a tierra
16861	Cambiar salidas en BT
16857	Cambiar La 204, Porta aislador fuera de la estructura

Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

Para el circuito Tiguaque, los elementos que presentan y/o causan la afectación son más variados que los mostrados en la figura 24. De igual manera se identifican y se realiza el conteo de su relación con los defectos halados en la tabla 6, estos elementos y posibles causas se presentan en la figura 25.

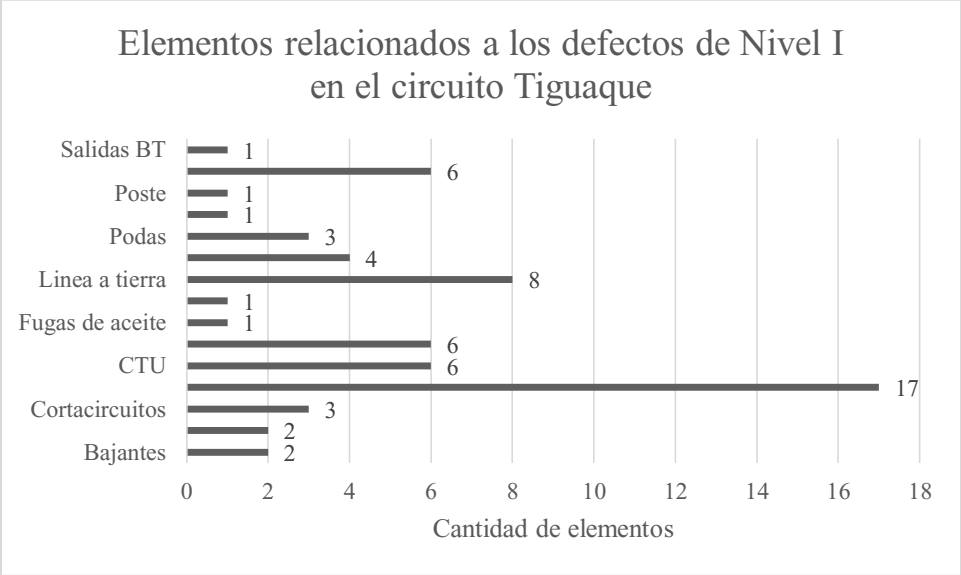


Figura 25 Elementos y/o causas relacionadas a los defectos de Nivel I en el circuito Tiguaque
Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

De igual manera que en el circuito Pasquilla, la presencia de los defectos se debe en gran medida a que son elementos en mal estado debido a que son elementos que ya han superado su vida útil, esto aplica para las bajantes, cortacircuitos, crucetas, CTU, estribos, grapas, pararrayos, y protecciones.

Como casos específicos se tiene:

1. Cambios de estructuras debido a medidas técnicas, cumplimiento de distancias de seguridad con los predios, reubicación de la red y cambio de conductores; esto aplica para postes, crucetas y la instalación de líneas a tierra.
2. Para el caso de cometas, se identifican como causante de fallas debido al contacto con la red eléctrica.
3. La fuga de aceite en un transformador, la cual no solo afecta al equipo, sino que también pone en riesgo a los usuarios de la zona y al medio ambiente.
4. Las podas, al estar relacionados directamente a individuos forestales, es un defecto que tiende a presentarse con mayor frecuencia debido al crecimiento de los árboles en proximidad de las redes de energía eléctrica, presentando interrupciones de mayor frecuencia y/o duración para redes donde su conductor no es semiaislado.

6.7 Etapa II - Desarrollo de la alternativa de análisis de defectos.

Durante la recolección y análisis de la información, se optimiza la clasificación de los defectos relacionando toda la información exportada de los aplicativos corporativos en un único archivo; de esta manera se facilita la búsqueda de interrupciones, anomalías, actividades y/o trabajos presentes en un período de tiempo específico.

Para esta actividad se emplea un archivo de Microsoft Excel, debido a que todas las plataformas y aplicativos corporativos permiten exportar la información en archivos XLSX.

6.8 Etapa III - Determinar la solución respectiva a cada uno de los defectos hallados de Nivel I.

En esta etapa, se toman los resultados de la actividad 6 (tablas 12 y 13) para definir la respectiva solución de los defectos.
Las soluciones se presentan en las tablas 14 y 15.

Tabla 14 Solución de los defectos de Nivel I presentes en el circuito Pasquilla

ID	SOLUCIÓN
16282	Instalar línea a tierra, cambiar estribos
16368	Poda de árboles
16365	Cambiar poste de madera por metálico
16550	Cambiar poste de madera por metálico
16549	Cambiar poste de madera por metálico
16536	Cambiar poste
16531	Cambiar poste de madera por metálico
16529	Cambiar poste de madera por metálico
16532	Cambiar poste de madera por metálico
16537	Cambiar poste
16534	Cambiar poste de madera por metálico
16530	Cambiar poste de madera por metálico
16526	Cambiar poste de madera por metálico
16538	Cambiar poste de madera por metálico
16639	Poda de árboles
16638	Poda de árboles
16634	Cambiar poste

Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

Tabla 15 Solución de los defectos de Nivel I presentes en el circuito Tiguaque

ID	OBSERVACIÓN
16504	Cambiar cruceta, estribos y protecciones
16474	Cambiar Ctu 504, cruceta, estribos y protecciones
142	Cambiar Ctu 504, cruceta, protecciones y estribos; Normalizar estructura
16463	Instalar línea a tierra
16465	Cambiar bajantes
16614	Instalar línea a tierra
16611	Retirar cometa
146	Cambiar CTU 501, cruceta y protecciones
16662	Cambiar La 202
16659	Cambiar La 202
16658	Cambiar La 202
16811	Cambiar poste, CTU 501, cruceta y protecciones
16809	Detener fuga, realizar mantenimiento al transformador, cambiar bajantes
16807	Instalar línea a tierra
16790	Poda de árboles
165	Cambiar La 204, cortacircuitos, línea a tierra y pararrayos
149	Cambiar CTU 500, Cambiar La 212 y cruceta
185	Cambiar La 204, cortacircuitos, derivaciones, estribos, pararrayos
195	Cambiar La 222, Instalar línea a tierra, cambiar pararrayos
16799	Cambiar cercos, cortacircuitos, estribos, línea a tierra, y pararrayos
16786	Poda de árboles
16883	Retirar cometa
16881	Poda de árboles
16859	Cambiar estructuras La 205, 204 cambiar grapas de operar en caliente por conectores de cuña, sujetar y asegurar los pases de red
16869	Cambiar CTU 504, cruceta, estribos, línea a tierra y protecciones
16864	Cambiar La 211, Instalar línea a tierra
16861	Cambiar salidas en BT
16857	Cambiar La 204, ubicar y asegurar porta aislador fuera de la estructura

Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

6.9 Etapa IV - Actividad 9: Clasificar y cargar a los sistemas corporativos los defectos obtenidos acorde a su nivel.

El paso a seguir es la evaluación de las soluciones dadas a los defectos por medio de una revisión con el encargado del circuito para su respectiva asignación y programación de ejecución.

Para esto, se recurre a entregar la información presente en el anexo A, B y C; dando especificidad y prioridad a los defectos de Nivel I presentes en las tablas 14 y 15. Mencionada información se estudia, compara y valida con los resultados obtenidos por el inspector encargado de la visita al circuito; luego de tener la información seleccionada y ordenada se carga en una base de datos destinada a la programación y asignación de las actividades relacionadas a la gestión del mantenimiento de los circuitos.

Al haber asignado los trabajos y actividades que corrijan los defectos de red, se da inicio al AMP.

7. Resultados

Se tiene como cumplimiento el PMU y AMP para los circuitos propuestos a partir del cumplimiento de cada uno de los objetivos específicos.

Durante el desarrollo y formación laboral de esta pasantía se desarrollaron las siguientes actividades:

1. Análisis y clasificación de defectos obtenidos de las inspecciones visuales realizadas a los circuitos.
2. Recolección y análisis de la información extraída de los aplicativos corporativos GEOLUMINA, MARE, SIP_WEB y ST_WEB; unificando y relacionando las intervenciones, actividades y trabajos presentes en los circuitos con los defectos e interrupciones hallados en los mismos.

   A continuación, se presenta en la tabla 16 la función de los aplicativos informáticos empleados en el desarrollo de la pasantía.

Tabla 16 Resultados obtenidos de los aplicativos informáticos empleados

APLICATIVO	USO
Forest One	Identificación de individuos forestales en proximidad a la red eléctrica y la ejecución de sus respectivas podas y talas. No se encontraron ejecuciones forestales a lo largo del año 2020 para los circuitos Pasquilla y Tiguaque.
Geolumina	Consulta e identificación de actividades cumplimentadas. Permitió identificar que hay ejecución de trabajos que constan de más de 1 actividad desarrolladas en tiempos distintos (una ejecución por actividad).
Google earth	Identificación de las redes eléctricas y ubicación geoespacial de las mismas.
Mare	Identificación de las actividades que se pueden programar con respecto a la ejecución de trabajos. Identificación, consulta y modificación de la programación de actividades y labores a ejecutar en los circuitos. Anexos D y E.
Microsoft Office	Organización, almacenamiento, combinación y estudio de información. Creación de tablas y gráficos. Registro del avance de las actividades y resultados de la pasantía.

Sip Web	Identificación de los distintos tipos de defectos de red. Identificación, consulta y extracción de los defectos de red de los circuitos estudiados. Anexos A, B y C.
St Web	Seguimiento de las actividades y trabajos, del monitoreo, ubicación y validación en tiempo real de las interrupciones de servicio. Consulta de históricos de las actividades y trabajos, del monitoreo, ubicación y validación de las interrupciones del servicio de energía eléctrica.

Nota: Adaptación de la información realizada por el autor

3. Propuestas que dan solución a los defectos y posibles fallas futuras halladas, junto con en el análisis de la información.
4. Propuestas de mejora para la causa de varias de las interrupciones halladas.
5. Optimización en el estudio de información relacionada a defectos, fallas y eventos, trabajos y actividades.

A continuación, se presenta los resultados de cada uno de los objetivos y las herramientas empleadas para el cumplimiento de los mismos.

7.1 Objetivo específico 1

7.1.1 Propósito

Validar la inspección realizada a la red eléctrica perteneciente a los circuitos Pasquilla y Tiguaque con el fin de hallar los defectos presentes y las posibles causas futuras de interrupción del servicio.

7.1.2 Herramientas empleadas

Google earth para la identificación y planeamiento de la ruta a seguir para la realización de la inspección visual de la red.

Plataforma SIP_WEB empleada para la exportación de las observaciones e imágenes que evidencian los defectos hallados durante la inspección.

Evidencias fotográficas y anotaciones obtenidas por el encargado de realizar la inspección de red.

Hojas de cálculo permitieron la organización y clasificación de los defectos de red.

7.1.3 Resultado

Tabla 17 Resultados obtenidos en el cumplimiento del objetivo específico 1

ACTIVIDADES	RESULTADOS
1. Identificación y ubicación de los circuitos Pasquilla y Tiguaque	Por medio de los aplicativos corporativos se obtuvo la ubicación fuente del circuito, tomando como punto de partida la S/E Usme. Con Google earth se realizó la planeación de la ruta a seguir en la inspección de red. Con la ayuda de los archivos KML vinculados al mapa, la identificación de los centros de distribución permitió delimitar por tramos la ruta designada a la inspección de red. Figuras 7 – 10.
2. Validación de la información obtenida por el inspector encargado de la visita e inspección visual de la infraestructura en búsqueda de defectos existentes y posibles defectos futuros de la red.	La identificación de defectos que requirieron de atención inmediata permitió su asignación e intervención inmediata, siendo validados en la ejecución de mantenimiento. Tablas 3 y 4.
3. Recopilación, organización y clasificación de los defectos hallados durante la inspección.	Organización y clasificación de defectos de red por nivel. Se encontraron 127 defectos de red en ambos circuitos, donde el 35,43% fueron clasificaos como defectos de Nivel I, el 32,28% de Nivel II, el 29,13% clasificados como medidas técnicas y un reducido 3,14% como defectos de Nivel III. Figuras 11 y 12.

Nota: Adaptación de la información realizada por el autor

7.2 Objetivo específico 2

7.2.1 Propósito

Proponer una alternativa de análisis que permitan obtener, relacionar, comparar y concluir los defectos y los eventos que causan la interrupción del servicio de energía eléctrica.

7.2.2 Herramientas empleadas

Plataforma corporativa ST_WEB empleada para la exportación de los históricos de interrupciones de servicio de energía eléctrica.

Plataforma corporativa MARE empleada para la exportación de los históricos de interrupciones de servicio de energía eléctrica.

Plataforma corporativa FOREST_ONE empleada para la exportación de la información relaciona a la ejecución de actividades, trabajos e intervenciones que se hayan realizado a individuos forestales por su proximidad o afectación a la red eléctrica.

Plataforma SIP_WEB empleada para la exportación de la información relacionada al histórico de defectos hallados durante las inspecciones realizadas a los circuitos.

7.2.3 Resultado

Tabla 18 Resultados obtenidos en el cumplimiento del objetivo específico 2

ACTIVIDADES	RESULTADOS
4. Abstracción de los históricos de interrupciones presentes en los circuitos Pasquilla y Tiguaque.	Identificación de las interrupciones y eventos presentes en los circuitos de estudio. En el mes de enero del 2021 se evidencia una reducción de eventos del 66,66% y 63,16% en los circuitos Pasquilla y Tiguaque respectivamente. Tablas 5 – 11. Figuras 13 - 22.
5. Abstracción de los defectos reportados, no superiores a un período de seis meses.	Se amplía el rango temporal en la abstracción de defectos presentes en el circuito Tiguaque. Anexos B y C.

6. Clasificación de los defectos e interrupciones halladas.	Luego de clasificar los defectos por nivel, se seleccionan los de mayor criticidad (definidos como defectos Nivel I). Tablas 12 y 13. Figuras 24 y 25.
7. Desarrollo de la alternativa de análisis de defectos.	Desarrollo e implementación de herramienta computacional que permitiera compilar y analizar la información extraída Se vinculan los archivos extraídos de las plataformas corporativas en un único archivo que permita identificar las interrupciones, actividades programadas y ejecutadas relacionadas a un circuito específico.

Nota: Adaptación de la información realizada por el autor

7.3 Objetivo específico 3

7.3.1 Propósito

Determinar la solución respectiva a cada uno de los defectos hallados en el plan de mantenimiento predictivo 2021 de la zona Sureste de la Unidad Operativa Bogotá MT/BT.

7.3.2 Herramientas empleadas

Se hace uso de la herramienta computacional Microsoft Excel para revisar, organizar y analizar el material exportado de la plataforma SIP_WEB.

Se hace uso de la herramienta computacional visualizador de imágenes para revisar, organizar y analizar las fotografías exportadas de la plataforma SIP_WEB.

7.3.3 Resultado

Tabla 19 Resultados obtenidos en el cumplimiento del objetivo específico 3

ACTIVIDADES	RESULTADOS
8. Determinar la solución respectiva a cada uno de los defectos hallados.	Solución para los defectos de Nivel I y planteamiento de soluciones que den mejora a la calidad del servicio. En el circuito Pasquilla el 76,47% de defectos de Nivel 1 corresponden al cambio de postes en mal estado, con cifras iguales de 17,65% son actividades de podas a individuos forestales en proximidad a la red eléctrica y un 5,8% corresponde a la instalación de línea a tierra. En el circuito Tiguaque el 67,85% corresponde a cambios de estructuras y elementos en mal estado, con porcentajes iguales de 10,71% están las podas de árboles y la instalación de línea a tierra, y con 3,5% se tiene una actividad de mantenimiento a un transformador. Tablas 14 y 15.

Nota: Adaptación de la información realizada por el autor

7.4 Objetivo específico 4

7.4.1 Propósito

Identificar los defectos obtenidos que requieran de intervención inmediata, para hacer la respectiva asignación para la ejecución de trabajos.

7.4.2 Herramientas empleadas

Base de datos a cargo del equipo de mantenimiento, la cual permite el almacenamiento de la información resultante del PMU Y PMT.

7.4.3 Resultado

Tabla 20 Resultados obtenidos en el cumplimiento del objetivo específico 4

ACTIVIDADES	RESULTADOS
9. Clasificar y cargar a los sistemas corporativos los defectos obtenidos acorde a su nivel	Se estudió, comparó y validó con los resultados obtenidos por el inspector encargado de la visita al circuito; luego de tener la información seleccionada y ordenada se carga en una base de datos destinada a la programación y asignación de las actividades relacionadas a la gestión del mantenimiento de los circuitos. Socialización, validación, cargue, asignación y control de los defectos de red hallados.

Nota: Adaptación de la información realizada por el autor

7.5 Análisis de resultados

El procedimiento empleado para la identificación de los defectos de red incluyó la importación, compilación, identificación, análisis y abstracción de la información disponible en los aplicativos corporativos. Adicionalmente, dicha implementación identificó actividades, trabajos e interrupciones del servicio de energía.

Las interrupciones halladas de mayor tiempo de duración se relacionan con actividades programadas que requerían un amplio recuento de actividades, como es la instalación de conductores, carga y energización de transformador, instalación de DPS, marcación y rotulo del punto físico.

Se identificó adicionalmente que un 42 % de los defectos de red relacionados a la presencia de individuos forestales en proximidad del circuito están ubicados en zonas remotas o muy lejanas de la urbanización, siendo identificables en caso de presentar interrupción en el servicio de energía eléctrica o como es este caso, durante las inspecciones de red.

Adicionalmente, con el análisis de la información resultante de la inspección visual y de la identificación de los circuitos, surgen las siguientes propuestas:

1. Cambiar red desnuda por semiaislado.

- Esta medida se piensa para las redes ubicadas en zonas de gran amplitud en las cuales se encontraron restos de cometas interfiriendo la continuidad del servicio de energía eléctrica.
- Debido a varios de los lamentables hechos en los que usuarios han sufrido accidentes graves y mortales debido al contacto con la red eléctrica, se propone cambiar los conductores del circuito en las zonas donde se presente proximidad con predios, o inclusive, en tramos donde la distancia de seguridad ya ha sido violada por los usuarios.
- El crecimiento de individuos forestales en proximidad a los circuitos es una posible causa de la interrupción del servicio de energía eléctrica al momento en que entran en contacto, con el fin de minimizar la afectación, se propone el cambio del conductor en los tramos en los que se encuentren mayor cantidad de árboles en cercanía a la red.

2. Instalar seccionadores en BT y MT.

De esta manera es posible aislar las fallas que se puedan llegar a presentar en la red de BT sin generar afectación en las redes de MT. Adicionalmente el adicionar equipos de seccionamiento flexibiliza la maniobrabilidad en casos de emergencia y/o trabajos.

3. Inspecciones frecuentes

Se plantea incrementar la frecuencia de las inspecciones visuales al doble.
De esta manera, al ejecutar inspecciones de red no anual sino semestralmente, permitirá identificar con prontitud las falencias, los defectos y las posibles anomalías de la red.

Adicionalmente, se propone que el paso a seguir sea la validación y seguimiento de los defectos hallados, para llevar un control de la calidad de la intervención y de la gravedad de los defectos.

Finalmente, surgieron también posibles oportunidades de mejora para cada uno de los circuitos inspeccionados; en el circuito Pasquilla se identificó la siguiente oportunidad de mejora:

Instalar seccionamiento para CD 21466, 21463, 21456, 77785.

Mientras que en el circuito Tiguaque:

1. Se recomienda construir suplencia entre los circuitos Tiguaque y Tenerife instalando SZ.
2. Retirar vanos sin alimentación presentes en el circuito, de esta manera se evitan posibles fallas causadas por cometas o contacto de elementos extraños a la red.
3. Construir suplencia entre los circuitos Boquerón cd 59310 y Tiguaque entre los CD 59310 y 25498 respectivamente.

7.6 Evaluación y cumplimiento de objetivos

Al finalizar el proceso de pasantía en Enel – Codensa S.A. E.S.P., se cumplieron los objetivos específicos planteados, para finalmente dar cumplimiento al objetivo general.

A cada uno se le asignó una etapa, la cual involucra diferentes actividades, que juntas, dieron forma al procedimiento empleado para obtener, organizar y analizar la información disponible en los sistemas corporativos.

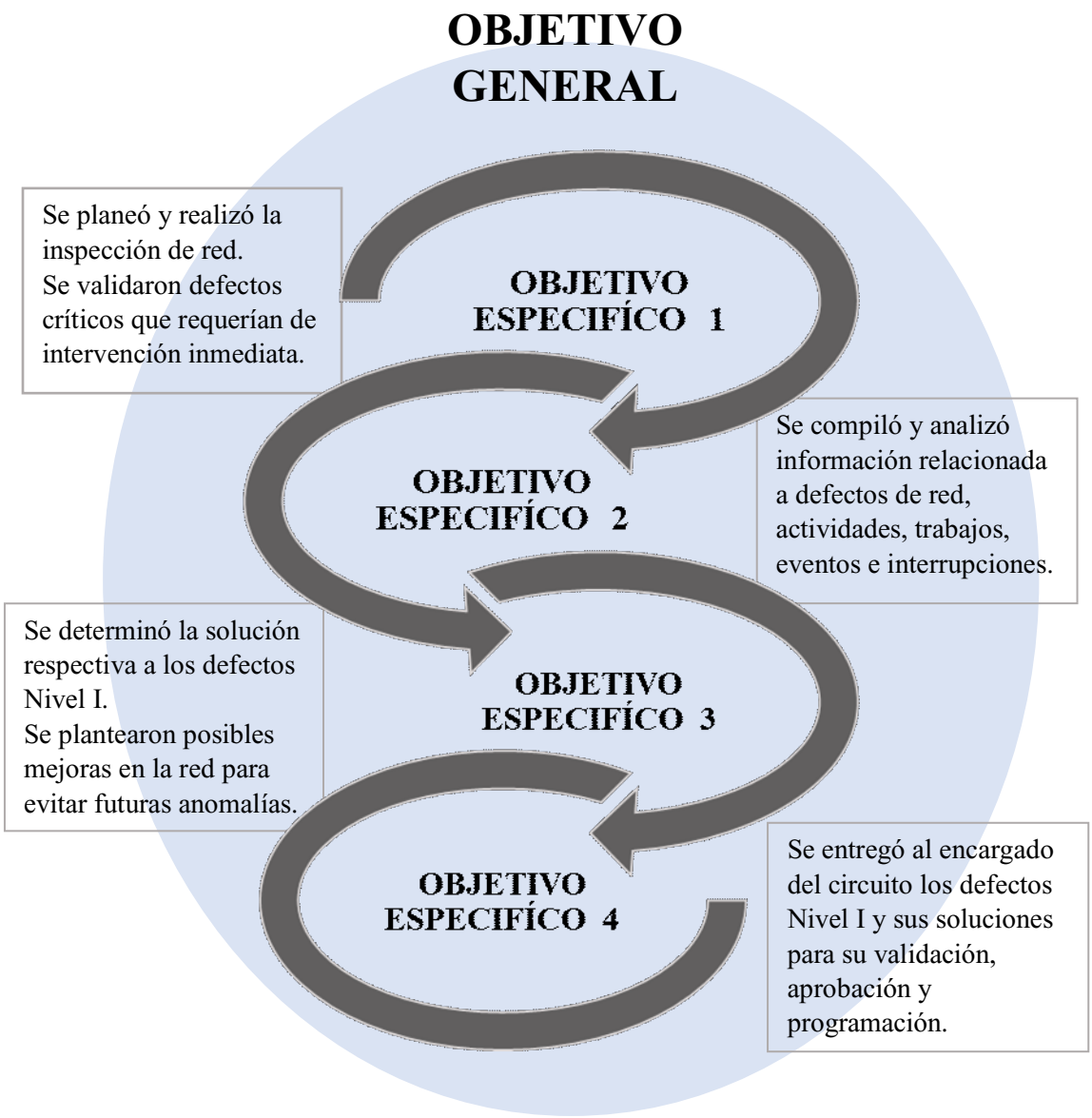


Figura 26 Evaluación y cumplimiento de objetivos específicos
Nota: Adaptación de la información realizada por el autor

Al revisar cada uno de los defectos de red hallados de Nivel I, se plantearon sus respectivas soluciones y su programación para su pronta ejecución dentro del plan de mantenimiento.

Se identificaron y clasificaron lo defectos por nivel, dando un orden de programación y generar un plan de ejecución de mantenimiento.

La reducción de posibles causas de falla (mantenimiento y ejecución de trabajos que contrarresten los defectos de red) asegura la calidad de servicio de energía eléctrica.

Dichas acciones como incrementar la frecuencia de las inspecciones de red, el cambio de tramos de conductor sin aislamiento por semiaislado y la instalación de equipos de maniobra son alternativas que se identificaron como oportunidades de mejora en los circuitos para evitar las posibles interrupciones por maniobra y/o mantenimiento; además de reforzar la red ante posibles fallas.

8. Conclusiones

- La identificación de defectos de red no solo permite dar las respectivas correcciones al circuito, adicionalmente permite identificar puntos estratégicos para la instalación de equipos de maniobra y protección, incrementando la posibilidad de robustecer la red y/o de disminuir la cantidad de interrupciones de servicio de energía eléctrica.
- Al no tener resultados en la búsqueda de históricos forestales se evidencia la falta de programación de actividades debido a varios factores, entre ellos la mínima presencia de árboles en proximidad de los circuitos.
- Los árboles presentes en proximidad de la red son individuos forestales que fueron programados, podados y/o talados en períodos previos al año 2020; y su crecimiento no es acelerado, por esta razón no se presentaron fallas ni posibles anomalías en la red.
- Definir la extracción de la información a un período de 6 meses limita los datos extraídos a cantidades mínimas, por esta razón, se extiende la búsqueda en varios de los aplicativos a períodos de hasta 1 año, permitiendo determinar los defectos de red hallados en el 2019.
- Al presentar inspecciones de red anualmente, se reduce en gran medida la validación de individuos en contacto con la red lo que está directamente relacionado con la programación de actividades y trabajos forestales en los circuitos de estudio. Esto se relaciona con los defectos hallados.
- De las posibles 48 actividades que se pueden programar, 16 están relacionadas directamente con inspección y mantenimiento. Al programar y/o ejecutar al menos un 50% de estas, se incrementaría a un 200% la cifra obtenida en la extracción de la información además de incrementar la efectividad del PO257.
- Con respecto la comparativa realizada entre el mes de enero del año 2020 y del año 2021 se evidencia la disminución de eventos en un 66.667 % y 63.157 % respectivamente para los circuitos Pasquilla y Tiguaque, demostrando los beneficios de ejecutar el AMP y de ejecutar las inspecciones en un plan de mantenimiento predictivo y preventivo.
- Comparar la cantidad de defectos hallados permitió al equipo de trabajo validar la correcta ejecución y seguimiento del AMP del año anterior.
- Se evidencia una diferencia de 37 unidades a 2 con respecto a la interrupción de servicio en el momento de ejecutar una actividad, intervención o trabajo en la red, lo cual es altamente significativo. Esta razón es la principal causa de la propuesta de instalar equipos de seccionamiento en tramos del circuito.
- Nuevamente se recalca la importancia de la realización de inspecciones visuales, debido a la importancia de verificar el estado de la red eléctrica en zonas donde hay ocurrencia de incidencias y en tramos ubicados en zonas poco urbanizadas debido a que no son inspeccionadas regularmente.

- Luego de socializar los resultados del proyecto con el equipo de trabajo, se logró evidenciar que la integración de los datos de interrupciones, trabajos ejecutados y defectos de red permite tener un seguimiento unificado del estado de operación y mantenimiento en los circuitos.
- La reducción en las interrupciones del servicio de energía eléctrica, así como el mantenimiento a los circuitos y sus estructuras y la implementación de nuevas estrategias demuestra a varios de los clientes el compromiso del OR con ellos.
- Implementar el procedimiento organizacional de mantenimiento como pilar en el desarrollo de este proyecto fue enriquecedor debido a la amplitud conceptual abarcada, desde la normatividad en la que se basa un operador de red, así como sus obligaciones; los índices de calidad del servicio y su relación con el estado de los activos de red.
- La interacción empleada con los distintos sistemas corporativos fue esencial para el desarrollo de agilidad en el uso de aplicativos informáticos y de la interpretación de grandes volúmenes de información.
- Esta pasantía permitió fortalecer y adquirir conocimientos en normatividad y regulación, seguridad y salud en el trabajo, manejo simultaneo de aplicativos, interpretación y clasificación de información, redes eléctricas, transporte y distribución de energía eléctrica.

9. Recomendaciones y trabajos futuros

Recomendaciones:

- Al tener implementado un monitoreo constante de la red eléctrica es posible identificar los circuitos que presentan mayor cantidad de interrupciones del servicio, de esta manera, se plantea incrementar la frecuencia de las inspecciones visuales en estos circuitos con el fin de identificar con prontitud las falencias, los defectos y las posibles anomalías de la red.
- Mejorar la conexión de red a las herramientas empleadas durante la inspección visual, de esta manera se garantiza el cargue de los defectos sin convenientes y reduciendo los tiempos de la actividad.
- Reducir a la mitad el periodo definido para realizar las inspecciones de red, de esta manera se garantiza que los periodos de mantenimiento sean reducidos y se evita incrementar la cantidad de defectos de nivel I a programar en el AMP.
- El uso de la herramienta computacional desarrollada para el análisis de la actividad reduce los tiempos de recolección de información relevante en un 30% y permite realizar un seguimiento de las actividades, trabajos, interrupciones y cumplimentación de actividades relacionadas al circuito.
- Realizar el mismo seguimiento realizado en el estudio en tiempo real, de esta manera se garantiza una reducción en los tiempos de toma de decisiones con respecto a la programación y ejecución de actividades de mantenimiento preventivo y correctivo.

Trabajos futuros:

- Realizar el mismo seguimiento llevado a cabo en el estudio presentado en este documento a los demás circuitos que han presentado un historial de eventos y fallas que incrementan o mantienen un número elevado de interrupciones en el servicio de energía eléctrica.
- Revisar la viabilidad de incluir los equipos de protección y maniobra planteados no únicamente en los circuitos de estudio, sino que además la posibilidad de emplear estas mismas oportunidades de mejora en los demás circuitos de la zona Sur.
- Actualizar la información topológica de la red eléctrica durante el proceso de la inspección de red, para incrementar la calidad de la información empleada en el análisis de defectos y reducir los tiempos de estudio y validación.

10. Referencias

[1] Ministerio de minas y energía, «Reglamento de distribución de energía eléctrica,» 1998.

[2] Enel S.A, «Marco regulatorio Enel - Codensa,» 2018. [En línea]. Available: https://www.enel.com.co/es/empresas/enel-codensa/marco-regulatorio.html. [Último acceso: 26 11 2020].

[3] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 015 de 2018,» 2018. [En línea]. Available: http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf. [Último acceso: 26 11 2020].

[4] C. Liu, Y. Shen, W. Hu, T. Ma, y X. Kong, «Power supply reliability evaluation based on big data analysis for distribution networks considering uncertain factors,» *Sustainable Cities and Society,* vol. 63, nº https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102483, p. 5, 2020.

[5] R. Macías, y C. Blanco, «Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application,» *Electric Power Systems Research,* vol. 185, nº https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106398, p. 2, 2020.

[6] J. Mora, «Localización de faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos basados en el conocimiento,» Tesis doctoral, Universidad de Girona, Cataluña - España, 2006, Tesis Doctorals en Xarxa.

[7] C. Chien, S. Chen, y Y. Lin, «Using Bayesian network for fault location on distribution feeder,» *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. 17, nº https://doi.org/10.1109/TPWRD.2002.1022804, pp. 785-793 , 2002.

[8] P. Jarventausta, P. Verho, Y J. Partanen, «Using fuzzy sets to model uncertainty in fault location process of distribution networks,» *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. 9, nº https://doi.org/10.1109/61.296278, pp. 954-960, 1994.

[9] Enel S.A, Infraestructure and Networks Colombia, Network Maintenance, «Procedimiento Organizacional PO257,» Enel - I&N, 2020.

[10] Fundación Endesa, «Red de distribución,» 2020. [En línea]. Available: https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-red-de-distribucion. [Último acceso: 27 11 2020].

[11] ATA Electric, «ATA Electric,» 20 02 2020. [En línea]. Available: https://www.ataelectric.com/indicadores-saidi-y-saifi. [Último acceso: 26 11 2020].

[12] J. Beltrán, Y N. Espinoza, «Mejoramiento del sistema eléctrico de la ciudad de Puerto Maldonado en Media Tensión,» Tesis de pregrado, Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Cusco, Perú, 2016, Institutional Repository - UNSAAC.

[13] Enel Codensa-Emgesa, «Glosario eléctrico,» 2018. [En línea]. Available: https://www.enel.com.co/es/empresas/enel-emgesa/glosario.html. [Último acceso: 27 01 2021].

[14] ISO, «ISO 50001» 2021. [En línea]. Available: https://www.isotools.org/normas/medio-ambiente/iso-50001/. [Último acceso: 27 01 2021].

[15] Codensa S.A E.S.P, «Likinormas» 2021. [En línea]. Available: https://likinormas.micodensa.com/Home/SearchList?searchBox=LA. [Último acceso: 27 01 2021].

[16] Enel Codensa-Emgesa, « Plan de inversiones ejecutado 2020 por Enel-Codensa, Gestión de Activos» 2021. [En línea]. Available: https://www.enel.com.co/es/personas/planes-de-inversiones-enel-codensa/plan-de-inversiones-ejecutado-2020-por-Enel-codensa.html&as. [Último acceso: 05 05 2021].

[17] Anexo General Reglamento de Instalaciones Eléctricas RETIE, «Artículo 12º. Niveles de tensión, tensiones estándar y frecuencia del sistema eléctrico.» 2013. [En línea]. Available: https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/1179442/Anexo+General+del+RETIE+vigente+actualizado+a+2015-1.pdf/57874c58-e61e-4104-8b8c-b64dbabedb13. [Último acceso: 16 05 2021].

11. Anexos

11.1 Anexo A: Tipos de defectos

Los defectos, son las imperfecciones presentes en la red eléctrica causantes de las condiciones de funcionamiento anormal que altera el funcionamiento del circuito a corto, mediano o largo plazo.

A continuación, se presentan los tipos de defectos que se pueden encontrar en una inspección visual.

Anexo A Tipos de defectos

DESCRIPCIÓN
Aisladores inadecuados en retensión la 209
Aisladores inadecuados en retensión triple retensión
Aisladores inadecuados en retensión la 211
Aisladores inadecuados en retensión la 212
Aisladores inadecuados en retensión la 222
Barraje BT averiado
BT: acometidas en BT (2 Clientes o más)
BT: barrajes subterráneos en BT
BT: caja derivación (lonchera)
BT: cambio de bajantes en BT
BT: cambio de bajantes en MT
BT: cambio de red en BT
BT: cambio red abierta por trenzada
BT: fusibles NH
BT: poste de 10m 1050kg
BT: poste de 10m 510kg
BT: poste de 10m 750kg
BT: red BT empalmada
BT: sin tierra en BT
Cámara con sedimentos
Cámara con tapa rota
Cámara destruida
Cámara inundada 12x6" y 4x3" ductos
Cámara inundada 14x4" ductos
Cámara inundada 16x4" ductos
Cámara inundada 6x4" y 2x6" ductos y cárcamo
Cámara inundada 6x6" ductos y cárcamo
Cámara inundada 8x4" y 6x6" ductos

Cámara inundada tiene cárcamo en vez de ductos
Cámara inundada y con sedimentos
Cámara inundada y con sedimentos x 24 ductos
Cámara sin marco
Cámara sin tapa
Cámara sin tapa x2
Cámara sin tapas CD no es del circuito, pero se reporta por criticidad x 2
Cambios de norma
CD con nivel de aceite bajo en el indicador (150 kVA)
CD con nivel de aceite bajo en el indicador (225 kVA)
CD con tierra en mal estado 150 kVA
CD sin pararrayos 75 kVA
CD sin tierra 112.5 kVA
CD sin tierra 150 kVA
CD sin tierra 25kVA monofásico
CD sin tierra 45 kVA
CD sin tierra 75 kVA
CD sin tierra. Cambiar pararrayos
CD sin tierra. Se sugiere cambio de CTU 500 112.5 kVA
Celda MT en mal estado
Cliente reporta inundaciones en la s/e taponar ductos 12x4"
Cliente reporta inundaciones en la s/e taponar ductos 8x4"
Condiciones de seguridad
Conectores en inadecuados estribos
Conectores inadecuados en derivación subterránea
Conectores inadecuados en derivación subterránea x2
Conectores inadecuados en derivación subterránea x3
Cruceta en mal estado x3 se recomienda cambiar toda la CTU 503
Cruceta rota cambiar toda la CTU 500
Cruceta rota x 2 cercos
Crucetas giradas
Cruceta rota la 204
Cruceta rota la 222
Diagonales en mal estado
Dificultad de acceso
Ducto de afloramiento MT en mal estado
Empalme en mal estado
Equipo sin placa
Filtración de aguas negras. Desaguar y taponar ductos 12x4"
Fuga de aceite 112,5 kVA
Fuga de aceite 112.5 kVA

Fuga de aceite 112.5 kVA. Cambiar solo transformador
Fuga de aceite 75 kVA
Fusible dual puenteado 112.5 kVA
Fusible dual puenteado 150 kVA
Fusible puenteado dual 150 kVA se recomienda cambiar a RMU
Fusible puenteado HH x 3
Fusible puenteado. Pedir cortacircuitos 112.5 kVA
Fusible puenteado
Fusibles HH puenteados x 3 (tf 75 kVA)
Fusibles HH puenteados x 3 (tf 150 kVA)
Fusibles HH puenteados x 3 (tf 225 kVA)
Medidas técnicas
Nivel de aceite bajo 112.5 kVA 208V/120V
Nivel de aceite bajo 300 kVA
Objeto extraño en red
Objetos extraños en S/E
Pararrayos cerámicos se recomienda el cambio
Pase MT P9 a trafo con aislamiento XLPE en mal estado se recomienda cambiar S/E a RMU CT519-9
Pases MT entizados
Pases MT muy cortos
Planta trepadora
Poda cerca de CD
Poda x 1 cable desnudo
Poda x1 cable desnudo
Poda x10 cable desnudo dificultad de acceso remitir a forestales para evaluar
Poda x2 cable desnudo
Poda x3 cable semiaislado
Poste desplomado
Poste en mal estado 12m 1050kg
Poste en mal estado 12m 1050kg la 209 y la 223
Poste en mal estado 12m 510g
PT sin cortacircuito
Puerta de S/E en mal estado
Puerta de S/E sin aldaba
Puerta en mal estado
Puerta en mal estado remitir a civiles
Pull over distancias de seguridad inadecuadas. Cambiar a la 209 triple retensión 12m 1050kg
Punto caliente en borne BT (fase X)
Punto caliente en borne BT fase X
Punto caliente en borne BT fase X y neutro

Punto caliente en borne BT fase Y
Punto caliente en borne BT fase Y del transformador
Punto caliente en borne BT fase Y y neutro
Punto caliente en borne BT fase Y y Z
Punto caliente en borne BT fase z
Punto caliente en borne BT neutro
Punto caliente en borne BT todas las fases
Punto caliente en borne de RC
Punto caliente en borne del RC
Punto caliente en CT de SZ
Punto caliente en cuchillas de seccionamiento
Punto caliente en pararrayos
Punto caliente en pases MT
Punto caliente en seccionamiento monopolar
Punto caliente en terminal XLPE
Punto físico ilegible cámara
Punto físico ilegible poste
Red destencionada
Red destencionada x 1 vanos
Red destencionada x 2 vanos
Red destencionada x2
Reemplazo celdas frente vivo
Retensionar red x 3 vanos. Cambiar a la 211
Retirar estructura la 203
Retirar SC equipo móvil
S/E con puntas tipo codos cambiar a RMU x3 módulos
S/E con puntas tipo codos cambiar a RMU x4 módulos
S/E inundada taponar 4x4" ductos
S/E inundada taponar 4x4" ductos no hay espacio para taponar
S/E inundada taponar 4x4" ductos en bandeja
S/E inundada taponar 4x4" ductos no hay espacio para taponar
S/E inundada taponar 4x6" ductos
S/E inundada taponar 4x6" ductos no hay llaves de la S/E
S/E inundada taponar 6x4" ductos
S/E inundada taponar ductos 4" x12
S/E inundada tiene cárcamo en vez de ductos
Se recomienda normalizar tierra
Se recomienda normalizar tierra XLPE
Se sugiere normalizar pararrayos en cd 112.5 kVA
Se sugiere normalizar pararrayos en XLPE
Se sugiere normalizar pararrayos en XLPE x2

Seccionadores tripolares puenteados y en mal estado cambiar a RMU. Pedir 15m por fase de cable XLPE 4/0 parea pases al transformador
Sin aldabas
Sin aldabas x 2
Sin aldaba
Sin candado
Sin candado Codensa
Sin candado x 2
Sin candado x 3
Sin candado x2
Sin candado x3
Sin pararrayos
Sin pararrayos. Pedir tierra
Sin tapa Diámetro= 63cm
Sin tierra
Sin tierra para el CD
Sin tierra para el XLPE
Tapa alfajor en mal estado
Tapa en mal estado
Tapa en mal estado x 2
Tapa rota
Tapa rota x 2
Terminal XLPE en mal estado tipo exterior
Terminales XLPE sin tierra punta 1. 3 y 9
Tierra destensionada XLPE
Tierra destensionada
Transformador con fuga de aceite 75 kVA
Transformador con nivel de aceite bajo 112.5 kVA
Transformador con nivel de aceite bajo 150 kVA
Transformador con nivel de aceite bajo 225 kVA
Transformador con nivel de aceite bajo 75 kVA
Transformador con PCB
Transformador con ruido extraño en borne MT 75 kVA
Transformadores con fuga de aceite x2
Vigas desniveladas
XLPE con pararrayos en mal estado
XLPE en mal estado
XLPE sin pararrayos
XLPE sin pararrayos x2
XLPE sin tierra
XLPE sin tierra x 2

XLPE sin tierra x2
XLPE sin tierra x3
XLPE sin tierra x4
XLPE sin tierra. Cambiar pararrayos

Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

11.2 Anexo B: Defectos hallados en la Inspección visual del circuito Pasquilla

Anexo B Defectos hallados en el circuito Pasquilla

ID	FECHA	OBSERVACIÓN	EQUIPO	DIRECCIÓN
16282	2020-11-04	Instalar línea a tierra, cambiar estribos	CD7631	Calle 77 sur 16 k 51
16284	2020-11-04	Instalar seccionadores en BT transformador de 15 kVA	CD88260	Cl 80 b bis 16 k sur
16283	2020-11-04	Instalar seccionadores en BT transformador de 15 kVA	CD88261	Calle 80 bis b sur 16 k 03
16281	2020-11-04	Cambiar derivaciones en BT	CD7631	Calle 77 sur 16 k 51
16280	2020-11-04	Retensión red MT	S32563	Calle 76 a sur 16 k 39
16337	2020-11-05	Cambiar NH y salidas en BT	CD19888	K 17a 81 a sur
16368	2020-11-06	Poda de árboles	CD74898	Vereda Quiba alta
16365	2020-11-06	Cambiar poste de madera por metálico con La 202 **No hay acceso vehicular**	CD21464	Vereda Quiba alta
16550	2020-11-10	Cambiar poste de madera por metálico	CD21469	Vereda Quiba alta
16549	2020-11-10	Cambiar poste de madera por metálico	CD21470	Vereda Quiba alta
16536	2020-11-10	Cambiar poste 12 m de madera en mal estado cruce de línea 115 kV	CD21469	Vereda Quiba alta
16531	2020-11-10	Cambiar poste de madera por metálico con La 202 **No hay acceso vehicular**	CD74898	Vereda Quiba alta
16529	2020-11-10	Cambiar poste de madera por metálico con La 202 **No hay acceso vehicular**	CD21464	Vereda Quiba alta
16532	2020-11-10	Cambiar poste de madera por metálico	CD21464	Vereda Quiba alta
16537	2020-11-10	Cambiar poste 12 m de madera en mal estado cruce de línea 115 kV	CD21470	Vereda Quiba alta
16534	2020-11-10	Cambiar poste de madera por metálico con La 202 **No hay acceso vehicular**	CD21464	Vereda Quiba alta
16530	2020-11-10	Cambiar poste de madera por metálico con La 202 **No hay acceso vehicular**	CD74898	Vereda Quiba alta

16526	2020-11-10	Cambiar poste de madera por metálico con La 202 **No hay acceso vehicular**	CD21464	Vereda Quiba alta
16538	2020-11-10	Cambiar POSTE 12 m de madera en mal estado cruce de línea 115 kV	CD21469	Vereda Quiba alta
16608	2020-11-11	Seccionamiento sin placa **36647**	S36747	Barrio el Rincón del Mochuelo
16637	2020-11-12	Cambiar red desnuda por semiaislado **Zona arborizada**	77785	Ladrillera Arcillas el Dorado
16627	2020-11-12	Cambiar red desnuda por semiaislado **Cambiar LA 203**	CD21463	Vía al Mochuelo
16630	2020-11-12	Cambiar red desnuda por semiaislado **Cambiar LA 203**	CD21466	Vía al Mochuelo
16639	2020-11-12	Poda de árboles	CD21466	Vía al Mochuelo Ladrillera San Sebastián
16638	2020-11-12	Poda de árboles	CD21456 y 77785	Vía al mochuelo Arcillas el Dorado
16634	2020-11-12	Cambiar poste 12 m de madera en mal estado cruce de línea 115 kV	CD21456	Vía al Mochuelo
16631	2020-11-12	Cambiar red desnuda por semiaislado **Cambiar LA 205, Cambiar poste**	S38868	Vía al Mochuelo
16628	2020-11-12	Cambiar red desnuda por semiaislado **Zona arborizada**	CD21466	Vía al mochuelo
16644	2020-11-12	Cambiar red desnuda por semiaislado **Zona arborizada**	CD21466	Vía al Mochuelo Ladrillera San Sebastián
16636	2020-11-12	Normalizar estructura **Instalar LA 211**	CD21456	Vía al Mochuelo
16635	2020-11-12	Normalizar estructura **Instalar LA 211**	CD21456	Vía al Mochuelo
16626	2020-11-12	Normalizar estructura **Instalar LA 211**	CD21463	Vía al Mochuelo

16633	2020-11-12	Distancias de seguridad	CD21456	Vía al Mochuelo
16642	2020-11-12	Instalar seccionamiento para **CD 21466 ,21463 21456,77785**	CD21466	Vía al Mochuelo

Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

11.3 Anexo C: Defectos hallados en la inspección visual del circuito Tiguaque

Anexo C Defectos hallados en el circuito Pasquilla

ID	FECHA	OBSERVACIÓN	EQUIPO	DIRECCIÓN
16393	2020-11-06	Cambiar red desnuda por semiaislado	CD15529	K 10 Cl 78 a sur
139	2020-11-06	Instalar seccionadores en BT	15532	K 10 Cl 80 sur
16392	2020-11-06	Se recomienda construir suplencia entre los circuitos Tiguaque y Tenerife instalando SZ	SZ330	K 14 81 -26 sur
16504	2020-11-09	Cruceta en mal estado, Protecciones en mal estado, Estribos en mal estado	CD14275	K 4 77 - 15 sur
16474	2020-11-09	Cambiar Ctu 504, Cruceta en mal estado, Protecciones en mal estado, Estribos en mal estado	CD13770	K 8 c Cl 77 sur
142	2020-11-09	Cambiar Ctu 504, Cruceta en mal estado, Protecciones en mal estado, Estribos en mal estado, Normalizar estructura	7436	K 8 b 79 - 13 sur
16463	2020-11-09	Instalar línea a tierra	CD7381	C 81 sur 9 a 36
16465	2020-11-09	Bajantes en mal estado	CD7381	Cl 81 sur 9 a 29
16475	2020-11-09	Cambiar seccionadores y derivaciones de BT	CD13770	K 8 c 76 - 27 sur
16510	2020-11-09	Instalar juego de NH	CD53775	Cl 82 sur k 3
16508	2020-11-09	Cambiar juego de NH, cambiar salidas de BT	CD82291	K 4 80 - 19 sur
16503	2020-11-09	Instalar juego de NH	CD14275	K 4 77 - 15 sur
16502	2020-11-09	Instalar juego de NH	CD16475	K 4 75 - 09 sur
16489	2020-11-09	Cambiar juego de NH, cambiar salidas de BT	82291	K 4 80 - 25 sur
16486	2020-11-09	Cambiar juego de NH, cambiar salidas de BT	CD14277	K 5 78 - 13 sur
141	2020-11-09	Cambiar Ctu 504, hay ingreso para línea viva	15541	K 8 d Cl 79 sur
16466	2020-11-09	Cambiar juego de NH, cambiar salidas de BT	CD15542	Cl 80 sur 8 d 86
16507	2020-11-09	Cambiar La 204	CD14275	K 4 77 - 35 sur

16558	2020-11-10	Cambiar estribos, cambiar cortacircuitos, cambiar línea a tierra, cambiar pararrayos	CD15545	K 3 este 79 a sur
16557	2020-11-10	Instalar juego de NH	CD15545	K 3 este 79 a 04 sur
16614	2020-11-11	Instalar línea a tierra	CD34754	Cl 81 c sur 3 - 23 este
16611	2020-11-11	Cometa	CD83362	Cl 78 a sur 3 - 10 al este
16621	2020-11-11	Cambiar juego de NH, cambiar salidas de BT	CD15536	Cl 81 c sur 7 - 31 este
16619	2020-11-11	Cambiar juego de NH, cambiar salidas de BT	CD34756	Cl 81 c sur 6 - 15 este
16618	2020-11-11	Retensión red MT	CD34755	K 4 a este 81 c sur
16616	2020-11-11	Cambiar juego de NH, cambiar salidas de BT	CD34755	Cl 81 c sur 4 a 09 este
16612	2020-11-11	Retensión red MT	CD83362	Cl 78 a sur k 3 este
16624	2020-11-11	Cambiar red desnuda en bajo calibre por semiaislado, cometas	S3832	K 7 a este Cl 81 c sur
146	2020-11-12	Cambiar Ctu 501, Cruceta en mal estado, Protecciones en mal estado	20950	Cl 81 sur 18 a este
16662	2020-11-12	Cambiar La 202 en mal estado	CD20950	Cl 1 a sur 18 a este
16659	2020-11-12	Cambiar La 202 en mal estado	CD20949	Cl 81 sur
16658	2020-11-12	Cambiar La 202 en mal estado	CD20949	Cl 81 sur
16660	2020-11-12	Cambiar La 202	CD20949	Cl 81 sur k 20 este
16657	2020-11-12	Cambiar La 202	CD20949	Cl 81 sur
145	2020-11-12	Cambiar La 213	20949	Cl 81 sur k 20 a este
16811	2020-11-18	Cambiar poste y Ctu 501, Cruceta en mal estado, Protecciones en mal estado	CD20967	Cl 91 sur k 14 d este
16809	2020-11-18	Transformador con fuga de aceite, NH puenteados, bajantes en mal estado	CD20967	Cl 91 sur k 14 d este
16807	2020-11-18	Instalar línea a tierra	CD20966	Cl 91 sur 14 d 16 este
16790	2020-11-18	Poda de árboles	CD60488	Predio del acueducto

165	2020-11-18	Cambiar La 204, Cortacircuitos en mal estado, Pararrayos en mal estado, Línea a tierra en mal estado	CD 20965	Cl 90 a sur 15 63 este
149	2020-11-18	Cambiar Ctu 500, Cambiar La 212, Cruceta en mal estado	20924	Cl 90 a sur 23 22 este
185	2020-11-18	Cambiar La 204, pararrayos en mal estado, cortacircuitos en mal estado, derivaciones en mal estado, estribos en mal estado.	20475	Cl 90 sur 14 a 28 este
195	2020-11-18	Cambiar La 222, Instalar línea a tierra, cambiar pararrayos	20934	K 13 c este 90 b 21
16799	2020-11-18	Cambiar pararrayos, estribos en mal estado, cortacircuitos en mal estado, cercos en mal estado, línea a tierra en mal estado	CD20925	K 23 este Cl 92 sur
16786	2020-11-18	Poda de árboles	CD60488	Predio del acueducto
198	2020-11-18	Instalar juego de NH	20969	Cl 90 b sur 12 76 este
16827	2020-11-18	Instalar juego de NH, instalar salidas a puesta a tierra, instalar pararrayos en transformador	CD20935	K 13 a 90 15 sur
194	2020-11-18	Cambiar pases con grapas de operar en caliente por cuñas, cambiar La 204, distancias de seguridad	20934	K 13 c este 90 b sur
16816	2020-11-18	Cambiar poste, Instalar La 204, distancia de seguridad	CD20972	Cl 91 sur k 13 g este
16803	2020-11-18	Instalar juego de NH	CD25499	K 22 este Cl 92 sur
16796	2020-11-18	Cambiar juego de NH, cambiar salidas de BT	CD20925	K 23 este
16840	2020-11-18	Distancias de seguridad	CD20957	Cl 90 sur k 14 a 3ste
192	2020-11-18	Distancias de seguridad	20957	K 1g este Cl 90 sur
16814	2020-11-18	Aplomar poste	CD20967	Cl 91 sur k 14 este
16837	2020-11-18	Cambiar LA 204	CD20957	K 13 g este Cl 90 sur

190	2020-11-18	Cambiar LA 204	25479	Cl 90 sur 14 a 04 este
199	2020-11-18	Cambiar LA 204	20969	Cl 91 sur k 13 a este
16805	2020-11-18	Cambiar La 204	CD20966	Cl 91 sur 14 d 16 este
164	2020-11-18	Cambiar La 204	CD 20965	Cl 90a sur 19 este
161	2020-11-18	Cambiar LA 204, Punto físico ilegible	CD 35156	Cl 90 sur 19 - 73 este
160	2020-11-18	Cambiar LA 222, Punto físico ilegible	35156	Cl 90 a sur 19 - 88 este
159	2020-11-18	Cambiar LA 204, Punto físico ilegible	35156	Cl 90 sur 20 - 27 este
155	2020-11-18	Cambiar LA 204, Punto físico ilegible	2092r	Cl 90 sur 21 87
152	2020-11-18	Cambiar LA 204, Punto físico ilegible	20924	Cl 90 a sur k 22 este
188	2020-11-18	Cambiar LA 204, Punto físico ilegible	20957	Cl 90 sur k 14 a este
16832	2020-11-18	Cambiar La 204, Retirar vanos sin alimentación, Cometas	CD20969	Cl 90 b sur 12 este
16828	2020-11-18	Retirar vanos sin alimentación, Cometas	CD20964	Cl 90 sur k 13 a este
16800	2020-11-18	Cambiar La 204, Instalar aisladores de pin	CD20925	Cl 92 sur 22 a 36 este
16822	2020-11-18	Desactualización del sistema	CD20963	Cl 90 sur k 13 c este
16794	2020-11-18	Instalar seccionamiento de 100 A	CD20925	Cl 92 sur k 23 este
16883	2020-11-19	Cometa	CD20944	Cl 81 b sur k 10 f este nueva
16881	2020-11-19	Poda de árboles	CD20944	Cl 81 sur
16859	2020-11-19	Cambiar estructuras La 205, 204 cambiar grapas de operar en caliente por conectores de cuña **Pases de red con peligro de caída**	CD20945	Cl 89 sur 12 f 24 este nueva
16869	2020-11-19	Cambiar Ctu 504, Cruceta en mal estado, Protecciones en mal estado, Estribos en mal estado, Línea a tierra en mal estado	CD20943	Cl 89 c sur k 20 este nueva
16864	2020-11-19	Cambiar L211, Instalar línea a tierra	CD20938	Cl 88 g sur k 12 b este nueva

16861	2020-11-19	Cambiar salidas en BT	CD20937	Cl 88 g sur 12 f 10 este nueva
16857	2020-11-19	Cambiar La 204, Porta aislador fuera de la estructura	CD20954	Cl 89 sur k 13 este nueva
16887	2020-11-19	Conexión fraudulenta	CD20944	K 10 d este cl 81 b sur
16886	2020-11-19	Conexión fraudulenta	CD20944	K 10 bis este cl 81 b sur 46
16880	2020-11-19	Instalar NH y cambiar derivaciones	CD25489	K 13 b este cl 81 sur
16876	2020-11-19	Cambiar poste 12 m con estructuras	SZ4014	Av. antigua al llano 76 d sur
16863	2020-11-19	Cambiar juego de NH puenteados	CD20938	Cl 8i g sur k 12 b este nueva
173	2020-11-19	Cambiar juego de NH puenteados	20942	Cl 88 g sur 1w c 22 este nueva
175	2020-11-19	Cambiar cortacircuitos y estribos	20841	K 12 b este cl 89 a sur
174	2020-11-19	Instalar juego de NH y cambiar salidas en BT	20940	Cl 89 a sur k 12 f este nueva
16858	2020-11-19	Instalar juego de NH y cambiar salidas en BT	CD20945	Cl 89 sur 12 g 12 este nueva
16856	2020-11-19	Instalar juego de NH y cambiar salidas en BT	CD20954	Cl 89 sur 13 16 este nueva
16855	2020-11-19	Instalar juego de NH y derivaciones	CD25480	Cl 89 sur 13 c 16 este nueva
16853	2020-11-19	Instalar juego de NH y cambiar salidas en BT	CD20952	Cl 89 sur 13 f 10 este
172	2020-11-19	Retirar hilo cruzando las 3 fases	20937	Cl 88 g sur k 12 d este nueva
16860	2020-11-19	Normalizar estructura a 2,50 m	CD20941	Cl 89 a sur k 12 c 21 nueva este
16854	2020-11-19	Normalizar estructuras en Ctu 501, Diagonales fuera de norma	CD20952	Cl 89 sur 13 f 10 este
16949	2020-11-24	Construir suplencia entre los circuitos Boquerón y Tiguaque	CD25498	Vereda los soches, vía antigua al Llano

Nota: Tomado de la plataforma SipWeb. Adaptación de la información realizada por el autor

11.4 Anexo D: Tipos de posibles actividades a programar en la red

Anexo D Tipos de posibles actividades a programar en la red

TIPO	DEFINICIÓN
AFP	Poner letrero las 5 reglas de oro en CT
B1	Tala y poda
B10	Rellenar terminales
B11	Rehacer empalmes y/o terminales
B12	Limpieza centros de transformación
B13	Mantenimiento techos centro de transformación
B14	Otro tipo mantenimiento en centros de transformación
B15	Reemplazo de transformador de corriente/tensión
B16	Reemplazo transformador por igual potencia
B17	Otro tipo mantenimiento en líneas eléctricas
B18	Inspección y medición del sistema de puesta a tierra
B19	Adecuación sistema de puesta a tierra
B21	Sustitución de aisladores rotos
B23	Intervención sistema de telecontrol
B24	Control de carga
B25	Otro tipo de mantenimiento eléctrico en centros de transformación
B27	Poda de árboles individuales
B28	Limpiar recorrido de CT y/o PTP
B3	Reemplazo interruptor y/o descargador en el CT
B4	Poner equipo anti-aves
B5	Reemplazo conductores dañados y/o retesar
B6	Reemplazo abrazaderas/ligaduras
B7	Mantenimiento de interruptores de maniobra/seccionadores
B8	Sustitución interruptor de maniobra/seccionador
B9	Mantenimiento apoyos
C23	Prueba telemando
CLC	Limpieza de cámaras cable subterráneo MT
CVP	Medición y verificación de resistencia de puesta a tierra en CS
DCV	Diagnóstico cable subterráneo
ELA	Lavado de aisladores
EME	Registro cantidades eléctrica (mediciones)
EPA	Pintar apoyos
ETC	Termografía
IC	Inspección de centro de transformación
IEL	Inspección por helicóptero
IL	Inspección de línea
IPT	Inspección periódica transformador PCB
PSA	Revisión/Mantenimiento bomba de achique en CT
SC1	Sustitución baterías sistema de telecontrol
SDC	Sustitución cables por diagnóstico

TM	Toma muestra de aceite (PCB)
M1P	Mantenimiento planificado
M10	Inspecciones
QSR	Calidad de tensión – renovación
M1I	Mantenimiento de Inspección
E1G	Inversiones por avería
ISS	Intervenciones de seguridad
M40	Mantenimiento por avería

Nota: Tomado de la plataforma Mare. Adaptación de la información realizada por el autor

11.5 Anexo E: Actividades ejecutadas en el año 2020 en los circuitos Pasquilla y Tiguaque

Anexo E Actividades ejecutadas en el año 2020 a los circuitos Pasquilla y Tiguaque

PDL	DESCRIPCIÓN	DES	PROG	SAIDI
R01176	Cambio de caja de derivación, marcación de estructura	si	Con Preaviso	0,01193636
R01160	Cambio de caja de derivación, instalar SPT, marcación de PF	si	Con Preaviso	0,00520684
R01266	Cambio de caja de derivación en nodos 1,2,3,4 y 5 además de cambiar protecciones NH, bajantes, marcación de PF	si	Con Preaviso	0,01732697
R03468	Cambio de caja de derivación por encontrarse en mal estado , bajantes, protecciones y marcación de puntos físicos	si	Con Preaviso	0,0104136
R03529	Cambio de postes, marcación de puntos físicos	si	Con Preaviso	0,01592681
R03473	Instalación de protecciones NH, cambio de caja de derivación, retensionar red, marcación de puntos físicos	si	Con Preaviso	0,00714081
R05792	Cambio de caja de derivación, instalar SPT, marcación de puntos físicos	si	Con Preaviso	0,006983
R07407	Cambio caja de derivación, marcación de puntos físicos	si	Con Preaviso	0,02786317
R08581	Cambio de poste roto a causa de vehículo estrellado	si	Sin Preaviso	0,00945108
R10583	Cambio cajas de derivación, marcación de puntos físicos	si	Con Preaviso	0,01741448
R11314	Instalación de protecciones NH, cambio de caja de derivación, marcación de punto físico	si	Con Preaviso	0,00581941
R11335	Cambio de caja de derivación, instalación de protecciones NH, marcación de punto físico	si	Con Preaviso	0,00231026
R11449	Requiere instalación de protecciones NH, cambio de caja de derivación	si	Con Preaviso	0,00498807
R11450	Cambio de caja de derivación, instalación de protecciones NH, marcación de estructuras	si	Con Preaviso	0,00231026
R14994	Cambio de caja de derivación, instalación de protecciones (fusibles NH), marcación de punto físico	si	Con Preaviso	0,00173269

R15011	Instalación de protecciones (fusibles NH), cambio de caja de derivación, marcación de punto físico	si	Con Preaviso	0,00581941
R16461	Desconexión de bajantes, cambio de transformador 112,5 kVA, cambio de protecciones, caja de derivación, marcación de puntos físico	si	Con Preaviso	0,01462915
R16451	Desconexión de bajantes, cambio de transformador 113 kVA, cambio de protecciones (fusibles NH), marcación de puntos físicos	si	Con Preaviso	0,01080063
R19102	Cambio de poste a punto de caer, instalar templete	si	Sin Preaviso	0,01204753
R22297	Instalación provisional de jumper, apertura y cierre de puentes, cambio y adecuación de estructuras	no	Sin Preaviso	0
R00134	Retirar provisional de obra y abrir pases con tensión sin carga con lv, conexión de un cable 120 mm2 trenzado XLPE para energizar un transformador de 75 kVA, instalación de DPS y SPT, marcación de punto físico en la subestación, instalación de rotulo	si	Con Preaviso	0
R03468	Cambio de caja de derivación, bajantes, protecciones, marcación de punto físico	si	Con Preaviso	0,0104136
R03529	Cambio de postes, adecuación de estructuras, marcación de puntos físicos	si	Con Preaviso	0,01592681
R03473	Instalación de protecciones, cambio de caja de derivación, retensionar red, marcación de puntos físicos	si	Con Preaviso	0,00714081
R05792	Cambio de caja de derivación, instalar SPT, marcación de puntos físicos	si	Con Preaviso	0,006983
R07407	Cambiar caja de derivación, marcación de puntos físicos	si	Con Preaviso	0,02786317
R08581	Cambio de poste roto a causa de vehículo estrellado	si	Sin Preaviso	0,00945108
R10583	Cambiar cajas de derivación, marcación de puntos físicos	si	Con Preaviso	0,01741448
R11314	Instalación de protecciones NH, cambio de caja de derivación, marcación de punto físico	si	Con Preaviso	0,00581941
R11335	Cambio de caja de derivación, instalación de protecciones NH, marcación de punto físico	si	Con Preaviso	0,00231026
R11449	Instalación de protecciones NH, cambio de caja de derivación	si	Con Preaviso	0,00498807

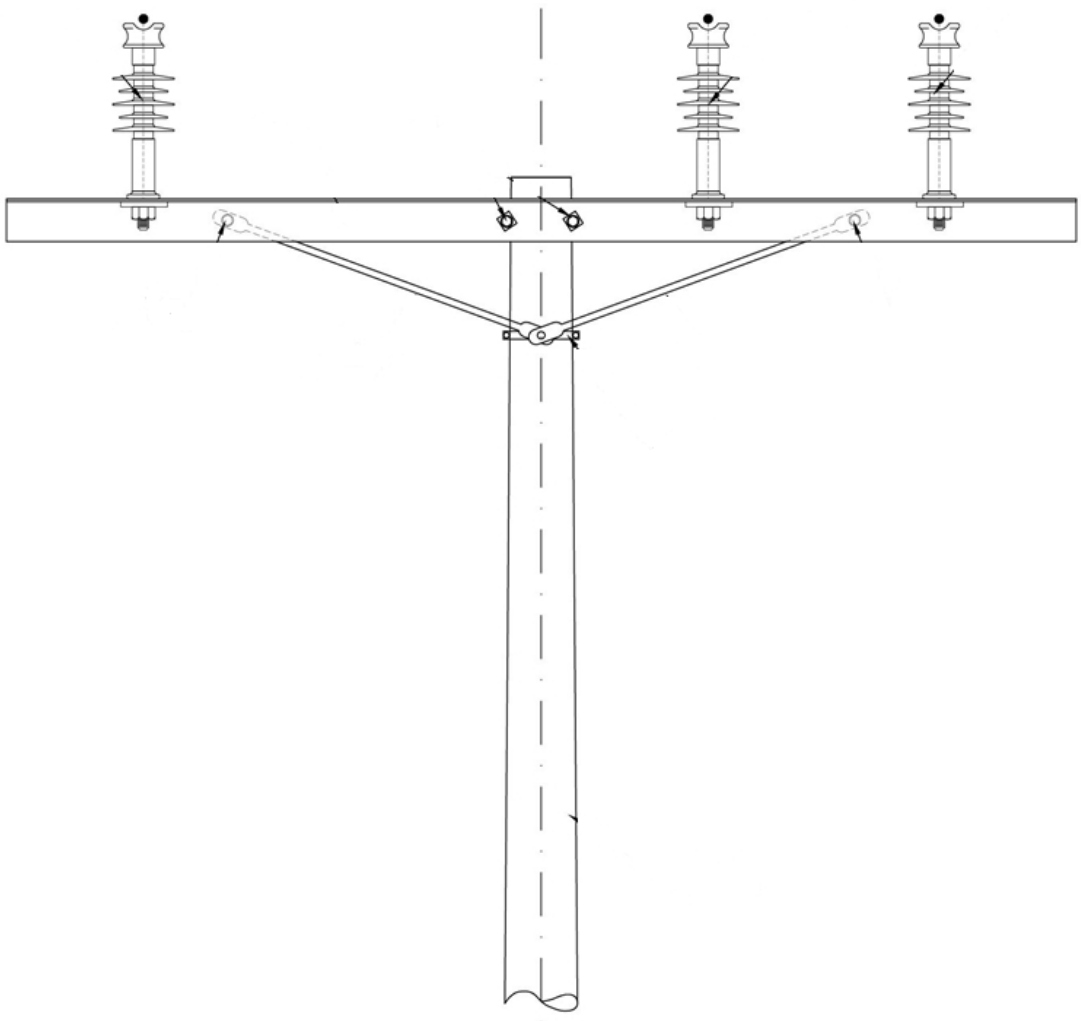
R11450	Cambio de caja de derivación, instalación de protecciones (fusibles NH), marcación de estructuras	si	Con Preaviso	0,00231026
R14994	Cambio de caja de derivación ,instalación de protecciones (fusibles NH), marcación de punto físico	si	Con Preaviso	0,00173269
R15011	Instalación de protecciones (fusibles NH), cambio de caja de derivación, marcación de punto físico	si	Con Preaviso	0,00581941
R16461	Desconexión de bajantes, cambio de transformador 112,5 kVA, cambio de protecciones, caja de derivación, marcación de punto físico	si	Con Preaviso	0,01462915
R16451	Desconexión de bajantes, cambio de transformador 113 kVA, cambio de protecciones (fusibles NH), marcación de punto físico	si	Con Preaviso	0,01080063
R19102	Cambio de poste, instalar templete	si	Sin Preaviso	0,01204753
R22297	Instalación provisional de jumper, apertura y cierre de puentes , cambio y adecuación de estructuras	no	Sin Preaviso	0
R00134	Retirar provisional de obra y abrir pases con tensión sin carga, realizar la conexión de un cable 120 mm2 trenzado XLPE para energizar un transformador de 75 kVA, instalación de DPS, marcación de punto físico en la subestación, instalación de rotulo de CD	si	Con Preaviso	0

Nota: Tomado de la plataforma Mare. Adaptación de la información realizada por el autor

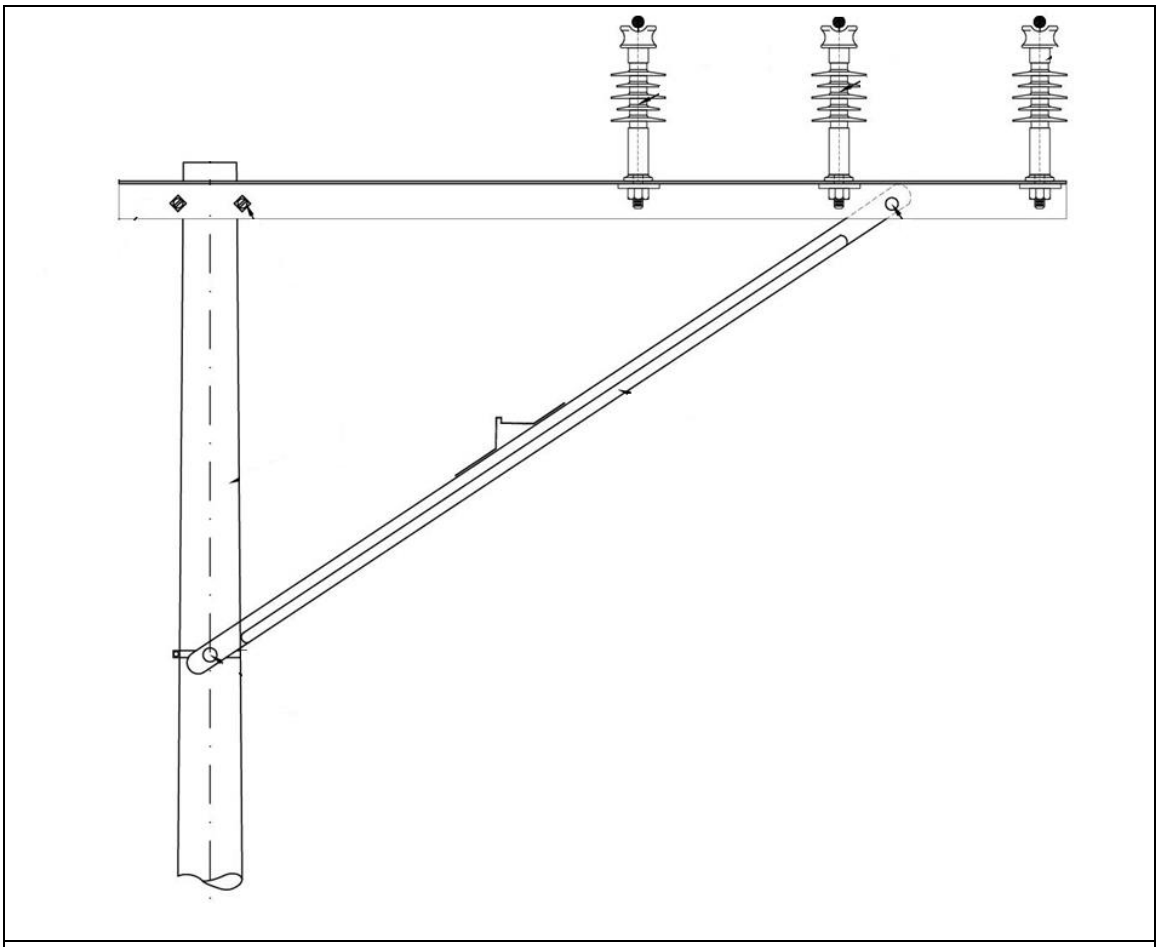
11.6 Anexo F: Crucetas empleadas en circuitos primarios

En el presente anexo se encuentran las estructuras nombradas en las inspecciones y actividades, estas imágenes son muestra visual de la disposición que deben obedecer los componentes respecto la norma Codensa.

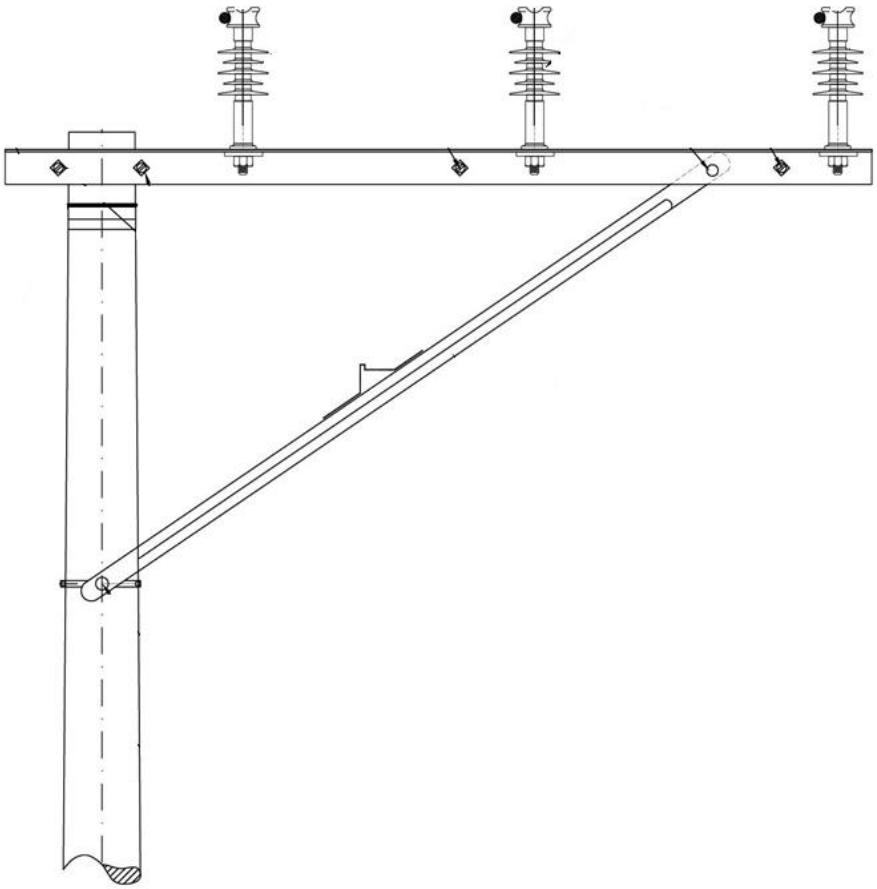
Anexo F Crucetas empleadas en circuitos primarios



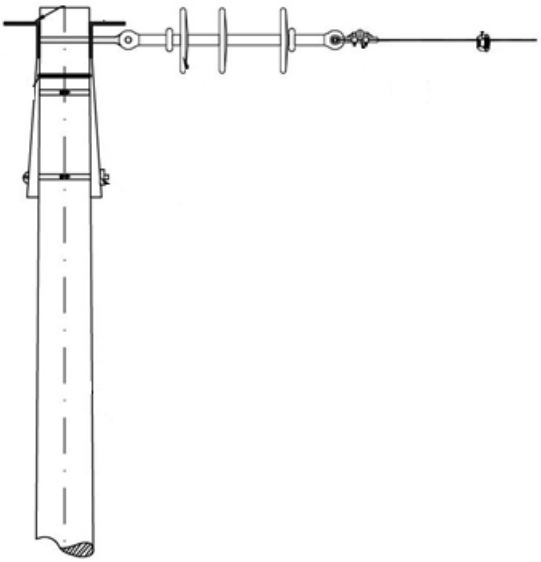
LA202 Circuito primario sencillo construcción tangencial



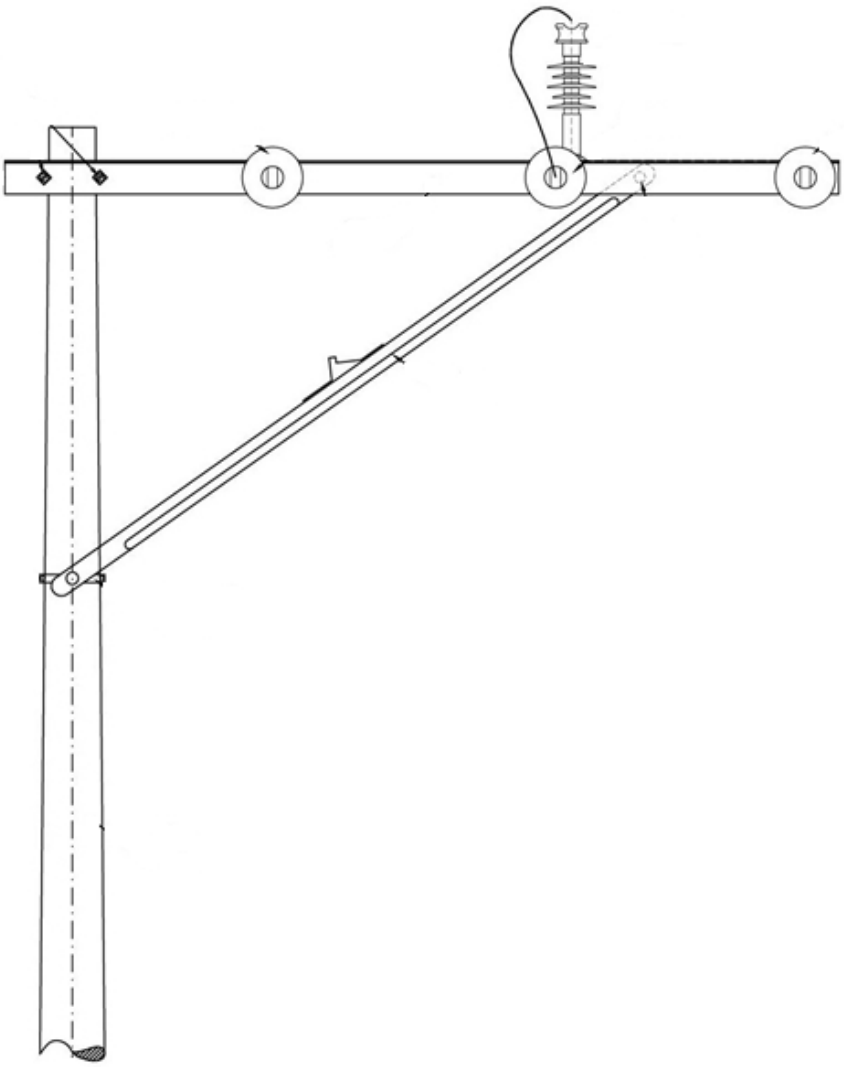
LA204 Circuito primario sencillo construcción tipo bandera con cruceta de 2,5 m



LA205 Circuito primario sencillo construcción tipo bandera en ángulo



LA211 Final de circuito primario sencillo



LA222 Retención doble circuito primario sencillo construcción tipo bandera

Nota: Tomado Likinormas [15]. Adaptación de la información realizada por el autor

11.7 Anexo G: Registro fotográfico de defectos de red

Se presentan varias de las evidencias fotográficas obtenidas en las inspecciones visuales.

Anexo G Registro fotográfico de defectos



Se requiere cambio de cruceta



Se requiere cambiar poste y normalizar estructura



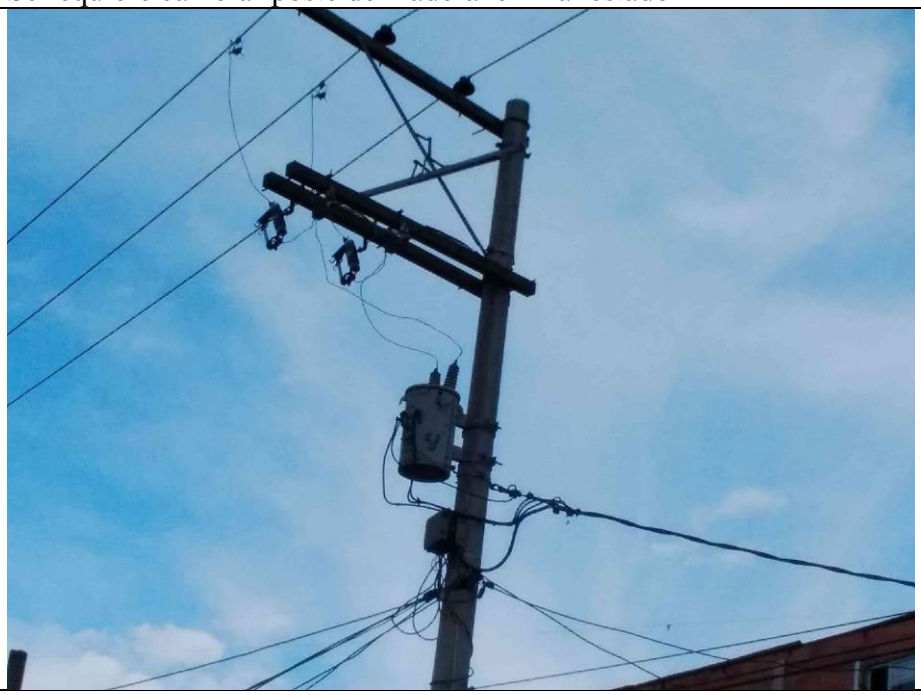
Se requiere cambiar a conductor semiaislado
Se requiere realizar podas



Se requiere cambiar a conductor semiaislado
Se requiere realizar podas



Se requiere cambiar poste de madera en mal estado



Se requiere instalar seccionadores



Se requiere instalar seccionadores
Se requiere cambiar derivaciones en BT



Se requiere cambiar estructura



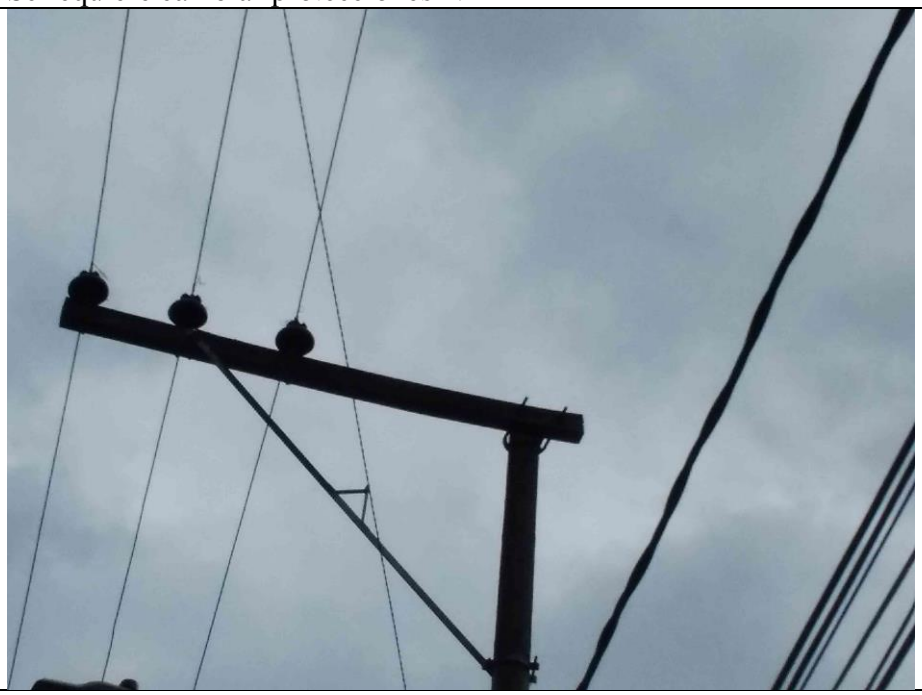
Se requiere distancia de seguridad con el predio



Se requiere instalación de línea a tierra



Se requiere cambiar protecciones NH



Se requiere cambio de conductor por semiaislado


Se requiere cambiar a conductor semiaislado Se requiere realizar podas

Se requiere realizar podas

Nota: Tomado de la plataforma Sip web. Adaptación de la información realizada por el autor

11.8 Anexo H: Instructivo

Anexo H Instructivo

Nota: Tomado de la plataforma Geolumina, Sip web, St web. Adaptación de la información realizada por el autor