UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Análisis de criterios técnicos a considerar en la planificación de proyectos que involucran un plan de inversión en nivel de tensión 2, en función de los índices de calidad del servicio

Cristian Jhoany Jiménez Guzmán

Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Manizales, Colombia

2022

Análisis de criterios técnicos a considerar en la planificación de proyectos que involucran un plan de inversión en nivel de tensión 2, en función de los índices de calidad del servicio

Cristian Jhoany Jiménez Guzmán

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica

Director:

M. Sc. César Arango Lemoine

Codirectora:

M. Sc. Dahiana López García

Grupo de investigación Environmental Energy and Education Policy – E3P

Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Manizales, Colombia

2022

A mi hijo Matías Jiménez

Declaración de obra original

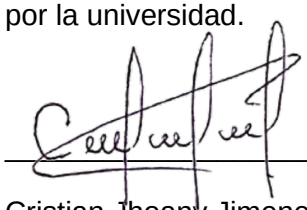
Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.



Cristian Jhoany Jimenez Guzman

08/11/2022

Fecha

Agradecimientos

A mi familia, por su apoyo y confianza incondicional, en especial a mi hermana Catalina Jimenez porque sé que desde el cielo me ha dado la fuerza y la motivación para seguir luchando por alcanzar mis metas.

A los profesores César Arango Lemoine y Dahiana López García por su constante acompañamiento y dedicación para con este proyecto de tesis.

Cristian Jhoany Jimenez Guzman , 2022

Resumen

Análisis de criterios técnicos a considerar en la planificación de proyectos que involucran un plan de inversión en nivel de tensión 2, en función de los índices de calidad del servicio

Una planeación adecuada del sistema de distribución local (SDL) tiende a impactar notablemente la mejora en el comportamiento de los índices de continuidad y/o calidad del servicio de energía eléctrica. En Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a través de la resolución 015 expedida en el año 2018, cuyo objeto es adoptar la metodología, fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el país, establece las características que deben cumplir los Operadores de Red (OR) respecto a la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica en los SDL mediante los cuales realizan la prestación del servicio; de igual manera, esta resolución establece los criterios generales a tener en cuenta en la presentación de los planes de inversión para un determinado periodo tarifario en el que se destacan los proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que pueden representar tanto la instalación de nuevos activos como el reemplazo de activos existentes con el fin de obtener una mayor capacidad del sistema.

Teniendo en cuenta lo anterior, el presente documento está enfocado en estudiar las causas de afectación que inciden directamente en los SDL de nivel de tensión 2 y que ocasionan que los índices de calidad del servicio de los sistemas de distribución se vean reducidos, con el propósito de analizar ciertos criterios técnicos, y aspectos transversales a estos, que a su vez permitan una planeación adecuada del sistema, orientada a la optimización y priorización de los recursos que se relacionan durante la presentación de un plan de inversión para determinado periodo tarifario, asegurando con ello un servicio confiable y la rentabilidad de la inversiones. En ese orden de ideas, se pretende realizar la revisión detallada del estado del arte actual en materia de planeación de sistemas de

distribución y el marco regulatorio colombiano que permita identificar las problemáticas que se presentan y su relación con el comportamiento de los índices de calidad del servicio, las ventajas de implementar la automatización y un análisis de factores, métodos y riesgos que permitan establecer criterios a considerar en la elaboración del plan de inversión orientado a una planeación adecuada del sistema; seguidamente se presentará una simulación a partir de un caso de estudio, evaluando si los criterios seleccionados para la corrección de los problemas de las redes fueron los adecuados y como estos inciden directamente en el comportamiento del índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI) y del índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI), ; finalmente se pretende concluir según los resultados obtenidos si los criterios seleccionados inciden directamente en el comportamiento de los indicadores de calidad del servicio y si estos deberían hacer parte de una planeación adecuada del sistema y ser tenidos en cuenta en la elaboración y propuesta de los planes de inversión.

Palabras clave: Calidad del servicio, Criterios, Plan de inversión, SAIDI, SAIFI, Planeación, Sistemas de Distribución.

Abstract

Analysis of technical criteria in project planning of the voltage level 2 investment plan, with respect to service quality indices

An adequate planning of the local distribution system - SDL tends to significantly impact the improvement in the behavior of the continuity and / or quality indices of the conventional electricity service. In Colombia, the Energy and Gas Regulation Commission – CREG through resolution 015 of 2018 whose purpose is to adopt the methodology, tariff formulas and other provisions for the remuneration of the electricity distribution activity in the country, establishes the characteristics that network operators – OR's must meet with respect to the quality of the electricity distribution service in the SDL through which perform the provision of the service; Likewise, this resolution establishes the general standard to be taken into account in the presentation of investment plans for a certain tariff period in which investment projects motivated by the attention of demand that can represent both the installation of new assets and the replacement of existing assets to obtain a greater capacity of the system are highlighted.

Taking into account the above, this document is focused on studying the causes of affectation that directly affect the SDL of voltage level 2 and that causes the service quality indices of the distribution systems to fall, with the purpose of analyzing certain technical criteria and transversal aspects to these, that allow an adequate planning of the system, oriented to the optimization and prioritization of the resources that are related during the presentation of an investment plan for a certain tariff period, thus ensuring a reliable service and the profitability of the investments. In this order of ideas, it is intended to carry out a detailed review of the current state of the art in the planning of distribution systems and the Colombian regulatory framework that allows identifying the problems that arise and their relationship with the behavior of the service quality indices, the advantages of implementing

automation and a factor analysis, methods and risks that allow the establishment of certain criteria to be considered in the preparation of the investment plan aimed at an adequate planning of the system; then a simulation will be presented based on a case study, evaluating whether the criteria selected for the correction of network problems were adequate and how these directly in the behaviour of the system average interruption duration index (SAIDI) and System Average Interruption Frequency Index (SAIFI); Finally, it will be concluded according to the results obtained about whether the selected criteria directly affect the behavior of the quality of service indicators and whether these should be part of an adequate planning of the system and be taken into account in the elaboration and proposal of the investment plans.

Keywords: Quality of service, Standards, Investment plan, SAIDI, SAIFI, Planning, Distribution Systems.

Contenido

Pág.

Resumen ..... **IX**

Lista de figuras ..... **XVI**

Lista de tablas ..... **XXI**

Lista de abreviaturas y definiciones ..... **XXIV**

1. Introducción **27**
1.1 Motivación 27
1.2 Objetivos del trabajo de profundización 28
1.2.1 Objetivo General 28
1.2.2 Objetivo Específicos 29
1.3 Estructura del documento 29

2. Fundamentación teórica **30**
2.1 Diagnóstico de la política energética en el contexto Colombiano 31
2.1.1 Normatividad del orden nacional 32
2.2 Comportamiento de los indicadores de calidad del servicio en los sistemas de distribución 33
2.3 Planificación del sistema de distribución 38
2.3.1 Factores que influyen en la planificación de redes de distribución de energía 39
2.3.2 Métodos utilizados en la planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica 41
2.3.3 La automatización de redes en la planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica 43
2.4 Proyección de la demanda del sistema de distribución 45
2.5 Análisis de riesgos en la planificación de sistemas de distribución 47
2.5.1 Riesgos de origen político 48
2.5.2 Riesgos por conflictos con grupos de interés 49
2.5.3 Riesgos por gestión predial 50
2.5.4 Riesgos por gestión ambiental 51
2.5.5 Riesgos por afectación a fauna 51
2.5.6 Riesgos por afectaciones al ingreso 52
2.5.7 Riesgos por ciberseguridad 53
2.5.8 Riesgos por calidad de servicios o productos 53
2.5.9 Riesgos por incumplimiento de terceros 54
2.6 Síntesis 54

3. Definición de criterios a tener en cuenta en la planificación de proyectos que involucran un plan de inversión en el nivel de tensión 2 para el sistema de distribución 58
3.1 Validación de indicadores de duración y frecuencia de eventos..... 59
3.2 Definición y priorización de los circuitos a intervenir 60
3.3 Análisis de los eventos 61
3.4 Identificación de causas de las interrupciones 62
3.5 Definición de acciones técnicas a implementar y unidades constructivas a considerar relacionadas con líneas y equipos 62
3.6 Otros criterios a considerar 72
- **3.6.1 Aspectos ambientales** 72
- **3.6.2 Aspectos sociales y de relacionamiento** 80
- **3.6.3 Aspectos Prediales** 86
- **3.6.4 Gestión de permisos de ocupación de espacio público** 95
- **3.6.5 Gestión de permisos de zona de uso de vías (nacionales, departamentales, concesionadas)** 98

3.7 Síntesis 100

4. Caso de Estudio 103
4.1 Definición de los circuitos a intervenir 104
4.1.1 Circuito No 1: Circuito Villa Colombia - 13,2 kV 104
4.1.2 Circuito No.2: Circuito Jamundí 3 - 13,2 kV 109
4.1.3 Circuito No 3: Circuito Nima 12 - 13,2 kV 113
4.1.4 Circuito No 4: Circuito Rio claro - 13,2 kV 117
4.1.5 Circuito No 5: Circuito Caicedonia - 13,2 kV 121
4.2 Priorización del circuito a intervenir 125
4.3 Análisis de eventos 125
4.4 Identificación de causas de las interrupciones 127
4.5 Acciones técnicas a implementar 127
4.6 Otros criterios a considerar 132
4.6.1 Análisis de aspectos ambientales 132
4.6.2 Análisis de aspectos sociales y de relacionamiento 135
4.6.3 Análisis de aspectos prediales 139
4.6.4 Análisis de permisos de ocupación de espacio público 143
4.6.5 Análisis de gestión de permisos de zona de uso de vías (nacionales, departamentales, concesionadas) 145
4.7 Formulación del Plan de inversión 148
4.8 Síntesis 153

5. Conclusiones y recomendaciones 155
5.1 Conclusiones generales 155
5.2 Difusión académica 162

6. Anexos 162
6.1 Anexo 1: Definiciones Índices de interrupción sostenida 162
6.2 Anexo 2: Condiciones operativas para considerar en la adición de GD a un sistema de distribución 164
6.3 Anexo 3: Tablas de Presupuesto 165
6.3.1 Anexo 3 – Sección 1 : Cantidades y costos asociados a materiales para la reposición de 28 kilómetros de red 165

6.3.2 Anexo 3 – Sección 2 : Cantidades y costos asociados con actividades de mano de obra en líneas desenergizadas para la reposición de 28 kilómetros de red 167
6.3.3 Anexo 3 – Sección 3 : Cantidades y costos asociados con actividades de mano de obra en líneas energizadas para la reposición de 28 kilómetros de red. ..168
6.3.4 Anexo 3 – Sección 4 : Cantidades y costos de materiales para el montaje de 10 Reconectadores en nivel de tensión 2. 168
6.3.5 Anexo 3 – Sección 5 : Cantidades y costos relacionados con la mano de obra para el montaje de 10 Reconectadores en nivel de tensión 2. 172
6.3.6 Anexo 3 – Sección 6 : Cantidades y costos asociados a actividades ambientales en nivel de tensión 2 del circuito Jamundí 3 - 13,2 kV 172
6.3.7 Anexo 3 – Sección 7 : Cantidades y costos de actividades sociales y de relacionamiento circuito Jamundí 3 - 13,2 kV 173
6.3.8 Anexo 3 – Sección 8 : Cantidades y costos asociados a actividades Prediales para el circuito Jamundi 3 - 13,2 kV. 174
6.3.9 Anexo 3 – Sección 9 : Cantidades y costos asociados a trámites para ocupación de espacio público y reposiciones asociadas para el circuito Jamundi 3 - 13,2 kV.....174
6.3.10 Anexo 3 – Sección 10 : Cantidades y costos asociados a trámites de uso de zona de vía.....175

7. Referencias.....176

Lista de figuras

Pág.

Figura 2-1: Evolución de los indicadores SAIDI y SAIFI en Colombia. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Asociación Nacional de Empresarios de Colombia - ANDI, 2020) 35
Figura 2-2: Indicador SAIDI por OR en el año 2019 en Colombia. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Dirección Técnica de Gestión de Energía , 2020). 35
Figura 2-3: Indicador SAIFI por OR en el año 2019 en Colombia. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Dirección Técnica de Gestión de Energía , 2020). 36
Figura 2-4: Indicador SAIDI año 2020 en Colombia. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Dirección Técnica de Gestión de Energía , 2020) 36
Figura 2-5: Indicador SAIFI por OR para el año 2020 en Colombia. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Dirección Técnica de Gestión de Energía , 2020). 37
Figura 2-6: Seguimiento de la demanda de energía eléctrica en Colombia 2020-2021. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2021). 46
Figura 2-7: Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia (año 2022). **Fuente**: Elaboración propia basada en (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2021). 47
Figura 3-1: Ejemplo de coordinación de protecciones para un sistema de distribución en nivel de tensión 2. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Canal Eléctrico, 2019) 69
Figura 3-2: Ejemplo ubicación geográfica de activos, asociados a circuitos de distribución de nivel de tensión 2. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022). 75
Figura 3-3: Identificación de figura de reserva forestal y Ley segunda de 1959. **Fuente**: (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022) 76
Figura 3-4: Identificación de individuos arbóreos en los trazados de los circuitos a intervenir en el plan de inversión. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022). 78
Figura 3-5: Distribución de territorios Urbanos y rurales en Colombia**. Fuente**: elaboración propia basada en (MOHORTE, 2016) 81

Figura 3-6: Ejemplo de validación de comunidades o resguardos indígenas. **Fuente**: elaboración propia basada en (Agencia Nacional de Tierras , 2022) 84
Figura 3-7: Esquema Metodológico - proceso de identificación predial. **Fuente**: Elaboración propia. 88
Figura 3-8: Trazado y predios distribuidos entre las zonas geográficas que aplican para la ubicación del proyecto. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022). 89
Figura 3-9: Sistema de información Geográfica INVIAS. **Fuente**: elaboración propia basada en (Intituto nacional de vías - INVIAS, 2022)..... 99
Figura 4-1: Ubicación geográfica circuito Villa Colombia 13,2 kV. **Fuente**: elaboración propia. 105
Figura 4-2: Comportamiento indicador SAIFI circuito Villa Colombia año 2020. **Fuente:** Elaboración propia. 105
Figura 4-3: Comportamiento indicador SAIFI acumulado del circuito Villa Colombia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022) 106
Figura 4-4: Comportamiento indicador SAIDI circuito Villa Colombia año 2020. **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).....106
Figura 4-5: Comportamiento indicador SAIDI acumulado del circuito Villa Colombia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022) 107
Figura 4-6: Cantidad y tipo de daños circuito Villa Colombia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 108
Figura 4-7: Comportamiento daños circuito Villa Colombia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 109
Figura 4-8: Ubicación geográfica circuito Jamundí 3 - 13,2 kV. **Fuente**: Elaboración propia. 109
Figura 4-9: Comportamiento indicador SAIFI circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 110
Figura 4-10: Comportamiento indicador SAIFI acumulado circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).....110
Figura 4-11: Comportamiento indicador SAIDI circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 111
Figura 4-12: Comportamiento indicador SAIDI acumulado circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).....111

Figura 4-13: Cantidad y tipo de daños circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 112
Figura 4-14: Comportamiento daños circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 113
Figura 4-15: Ubicación geográfica circuito Nima 12 - 13,2 kV. **Fuente**: Elaboración propia..... 113
Figura 4-16: Comportamiento indicador SAIFI circuito Nima 12 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022)..... 114
Figura 4-17: Comportamiento indicador SAIFI acumulado del circuito Nima 12 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 114
Figura 4-18: Comportamiento del indicador SAIDI para el circuito Nima 12 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 115
Figura 4-19: Comportamiento del indicador SAIDI para el circuito Nima 12 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 115
Figura 4-20: Cantidad y tipo de daños circuito Nima 12 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 116
Figura 4-21: Comportamiento daños circuito Nima 12 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 117
Figura 4-22: Ubicación geográfica circuito Rio Claro – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia..... 117
Figura 4-23: Comportamiento indicador SAIFI circuito Rio Claro año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022)..... 118
Figura 4-24: Comportamiento indicador SAIFI acumulado del circuito Rio Claro año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 118
Figura 4-25: Comportamiento indicador SAIDI circuito Rio Claro año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022)..... 119
Figura 4-26: Comportamiento indicador SAIDI circuito Rio Claro año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022)..... 119
Figura 4-27: Cantidad y tipo de daños circuito Rio Claro año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022) 120

Figura 4-28: Comportamiento daños circuito Rio Claro año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 121
Figura 4-29: Ubicación geográfica circuito Caicedonia – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia. 121
Figura 4-30: Comportamiento indicador SAIFI circuito Caicedonia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 122
Figura 4-31: Comportamiento indicador SAIFI circuito Caicedonia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022) 122
Figura 4-32: Comportamiento indicador SAIDI circuito Caicedonia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 123
Figura 4-33: Comportamiento indicador SAIDI circuito Caicedonia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 123
Figura 4-34: Cantidad y tipo de daños circuito Caicedonia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022) 124
Figura 4-35: Comportamiento daños circuito Caicedonia 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 124
Figura 4-36: Cantidad y tipo de daños circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 126
Figura 4-37: Nodos recurrentes de falla Circuito Jamundi 3 – 13,2 kV, año 2020. **Fuente**: elaboración propia. 128
Figura 4-38: Ubicación de reconectadores sobre los nodos recurrentes de falla en el circuito Jamundi 3 – 13,2 kV. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022). 131
Figura 4-39: Identificación de individuos arbóreos y perfil de alturas de vegetación circuito Jamundí 3 – 13,2kV **Fuente:** Elaboración propia. 134
Figura 4-40: Sectorización de vegetación crítica presente en el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia. 134
Figura 4-41: Trazado del circuito Jamundi 3 respecto a resguardos indígenas cercanos **Fuente:** Elaboración propia basada en (Agencia Nacional de Tierras , 2022). 136
Figura 4-42: Ubicación del Circuito Jamundí 3 respecto a zonas de reserva campesina Cercanas. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Agencia Nacional de Tierras , 2022). 137
Figura 4-43: Ubicación del Circuito Jamundí 3 respecto a consejos comunitarios Cercanos. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Agencia Nacional de Tierras , 2022). 138

Figura 4-44: Información Catastral área de influencia del circuito Jamundi 3 – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Instituto Geográfico Agustín Codazzi, 2022)... 140
Figura 4-45: Buffer de acción Plan de inversión circuito Jamundí 3 – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Instituto Geográfico Agustín Codazzi, 2022). 141
Figura 4-46: Descripción de trámite de intervención de espacio público con el municipio de Jamundí. **Fuente:** (Alcaldía de Jamundi, 2022) 144
Figura 4-47: Ubicación del Circuito Jamundí 3 - 13,2 kV respecto a vías nacionales, departamentales y concesionadas. **Fuente:** (Intituto nacional de vías - INVIAS, 2022). 146
Figura 4-48: Datos de red vial a gestionar en el plan de inversión para el circuito Jamundi 3 – 13,2 kV. **Fuente:** (Intituto nacional de vías - INVIAS, 2022)..... 147

Lista de tablas

Pág.

Tabla 2-1:Normatividad del orden nacional, relacionada con la planificación del sistema, planes de inversión y remuneración de la actividad de distribución **Fuente:** Elaboración propia. 32
Tabla 3-1:Posibles causas de interrupción del sistema de distribución **Fuente:** Elaboración propia. 62
Tabla 3-2: UC orientadas al blindaje de los conductores del sistema de distribución en nivel de tensión 2. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018). 66
Tabla 3-3: UC orientadas al montaje de Reconectadores en nivel de tensión 2. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018). 68
Tabla 3-4: UC orientadas al montaje de sistemas de puesta a tierra en nivel de tensión 2. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018). 69
Tabla 3-5: UC orientadas al montaje de cable de guarda en nivel de tensión 2. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018). 70
Tabla 3-6: UC orientadas al montaje de fibra óptica en nivel de tensión 2 por asimilación de nivel de tensión 4. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018). 71
Tabla 3-7: Ejemplo de nodos recurrentes de falla por vegetación por circuito **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022)..... 77
Tabla 3-8: Información censo forestal **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022) 79
Tabla 3-9: Tabla preliminar de afectación predial. **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022)..... 91
Tabla 3-10: Tabla preliminar de afectación predial. **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022)..... 93
Tabla 3-11: Descripción de clases de uso de suelo en Colombia **Fuente:** Elaboración propia basada en (Asociación Nacional de Empresarios de Colombia - ANDI, 2013)..... 96
Tabla 3-12: Requisitos para solicitud de permisos de ocupación de espacio público en Colombia. **Fuente:** Elaboración propia. 97
Tabla 3-13: Requisitos para solicitud de permisos de ocupación zona de uso de vía. **Fuente:** Elaboración propia. 100

Tabla 4-1: Información Circuitos Celsia Colombia S.A. E.S.P. año 2020. **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022) 103
Tabla 4-2: Información Circuito Jamundí 3, Celsia Colombia S.A. E.S.P. año 2020. **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022) 125
Tabla 4-10: Tabla preliminar de afectación predial Circuito Jamundi 3 – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia. 142
Tabla 4-11: Cálculo de áreas afectadas y montos estimados de predios circuito Jamundí 3 – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia..... 143
Tabla 4-13: Documentación complementaria necesaria para radicar solicitudes de intervención de espacio público. **Fuente:** Elaboración propia. 145
Tabla 4-15: Documentación complementaria necesaria para radicar solicitudes de uso de zona de vía. **Fuente:** Elaboración propia. 147
Tabla 4-8: Consolidado de costos Plan de inversión circuito Jamundi 3 – 13,2 kV .**Fuente:** Elaboración propia. 148
Tabla 4-18: Consolidado de remuneración en UC, plan de inversión circuito Jamundí 3 – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia. 149
Tabla 4-19: Distribución de la remuneración en Categorías de unidades constructivas en nivel de tensión 2 del plan de inversión sobre el circuito Jamundi 3. **Fuente:** Elaboración propia..... 150
Tabla 4-20: Costos asociados a actividades directas sobre los activos de distribución del circuito Jamundi 3 – 13,2 KV. **Fuente:** Elaboración propia..... 151
Tabla 4-21: Costos asociados a actividades Complementarias para viabilizar el plan de inversiones sobre del circuito Jamundi 3 – 13,2 KV . **Fuente:** Elaboración propia. 152
Tabla 6-1: Cantidades y costos asociados con materiales para la reposición de 28 kilómetros de red. **Fuente:** Elaboración propia 165
Tabla 6-2: Cantidades y costos asociados con actividades de mano de obra en líneas desenergizadas para la reposición de 28 kilómetros de red. **Fuente:** Elaboración propia 167
Tabla 6-3: Cantidades y costos asociados con actividades de mano de obra en líneas energizadas para la reposición de 28 kilómetros de red. **Fuente:** Elaboración propia... 168
Tabla 6-4: Cantidades y costos de materiales para el montaje de 10 Reconectadores en nivel de tensión 2. **Fuente:** Elaboración propia 168
Tabla 6-5: Cantidades y costos relacionados con la mano de obra para el montaje de 10 Reconectadores en nivel de tensión 2. **Fuente:** Elaboración propia 172
Tabla 6-6: Cantidades y costos asociados a actividades ambientales en nivel de tensión 2 del circuito Jamundí 3 - 13,2 kV **Fuente:** Elaboración propia 172
Tabla 6-7: Costos de actividades sociales y de relacionamiento circuito Jamundí 3 - 13,2 kV **Fuente:** Elaboración propia. 173
Tabla 6-8: Cantidades y costos asociados a actividades Prediales para el circuito Jamundi 3 - 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia. 174

Tabla 6-9: Cantidades y costos asociados a trámites para ocupación de espacio público y reposiciones asociadas para el circuito Jamundi 3 - 13,2 kV . **Fuente:** Elaboración propia. 174
Tabla 6-10: Cantidades y costos asociados a trámites de uso de zona de vía. **Fuente:** Elaboración propia. 175

Lista de abreviaturas y definiciones

Abreviaturas

Abreviatura	Término
ABC	Colonia de abejas artificial
ACS	Sistema de colonias de hormigas
ACSR	Conductor de aluminio con refuerzo de acero
ANI	Agencia Nacional de Infraestructura
ANLA	Autoridad nacional de licencias ambientales
ANT	Agencia nacional de tierras
ASAI	Índice promedio de disponibilidad de servicio
ASIDI	Índice de duración promedio de interrupción del sistema
ASIFI	Índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema
AOM	Administración, Operación y Mantenimiento
BF	Forrajeo bacteriano
BRA	Base regulatoria de activos
CAIDI	Índice de duración promedio de interrupción del cliente
CAIFI	Índice de frecuencia promedio de interrupciones
CAP	Corta anual permisible
CEMI	Índice de clientes que experimentan múltiples interrupciones
CND	Centro Nacional de Despacho
CNE	Compensación por energía no suministrada
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CTAIDI	Índice de tiempo promedio de interrupción del cliente
DA	Automatización del sistema de distribución
DANE	Departamento administrativo nacional de estadística
DAP	Diámetro de altura al pecho
DES	Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio
DP	Programación dinámica
EA	Algoritmos evolutivos
ENS	Energía No Suministrada
FES	Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio
FO	Fibra óptica
GA	Algoritmos genéticos
GD	Generación distribuida
GPRS	General Packet Radio Service (servicio general de paquetes vía radio)
IEEE	Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos
IGAC	instituto geográfico Agustín Codazzi
INVIAS	Instituto Nacional de Vías
IPP	índice de precios del productor

Abreviatura	Término
LAC	Liquidador y administrador de cuentas
MAIFI	Average Interruption Frequency Index (Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo)
MILP	Programación lineal entera mixta
MINLP	Programación no lineal de enteros mixtos
NERC	Corporación de confiabilidad eléctrica de américa del norte
OO	Optimización ordinal
OR	Operador de red
PDP	Power Distribution Planning (Planeación de sistemas de distribución)
PMAS	Plan de manejo ambiental y social
PMT	Plan de manejo de tránsito
PNB	producto nacional bruto
PNL	Programación no lineal
POT	Plan de ordenamiento territorial
PRs	Puntos de Referencia
PRFV	Poliéster reforzado con fibra de vidrio
RCS	Rectificador controlado de silicio
RUT	Registro único tributario
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema)
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SDL	Sistema de distribución local
SIN	Sistema interconectado nacional
SSPD	Superintendencia Servicios Públicos Domiciliarios
STN	Sistema de transmisión Nacional
STR	Sistema de transmisión regional
TS	Búsqueda de tabú
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
UC	Unidad Constructiva

Definiciones

Ver Artículo 3. Definiciones. Resolución CREG 015 de 2018. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018)

1. Introducción

En este capítulo se relaciona la motivación para el desarrollo del presente trabajo de profundización, sustentado en los objetivos a través de los cuales se pretende abordar la problemática objeto del trabajo y describiendo la estructura general del documento.

1.1 Motivación

Debido a que gran parte de las fallas o daños que se presentan en los sistemas eléctricos en general están ubicadas propiamente en los sistemas de distribución de energía eléctrica, la llegada de nuevas tecnologías a la red como la Generación Distribuida (GD) y las estaciones de carga vehicular, conjunto con el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, conlleva a la necesidad constante de aumentar la confiabilidad de la red y mejorar la calidad del servicio prestado a los usuarios con la finalidad de que el negocio de la distribución de energía eléctrica no solo sea rentable sino que a la vez conserve la ideología misma de garantizar un servicio público eficiente y socialmente responsable.

En Colombia con el fin de motivar la inversión en las redes de distribución de energía eléctrica y así controlar la problemática en las mismas, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la Resolución CREG 015 de 2018 establecelos planes de inversión mediante los cuales los OR ven remuneradas estas inversiones a través de la aprobación de los cargos por uso de estas y según los criterios respecto a costos, establecidos para los planes de inversión, véase **Resolución CREG 015 de 2018, Articulo 4. Criterios generales , literal r** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018)**.**

En caso de que haya un incumplimiento de los planes de inversión mencionados anteriormente, la regulación menciona que se verán afectados los cargos por uso que se remuneran al OR; pero, además, habrá posibles afectaciones de la calidad, seguridad y confiabilidad de las redes. Por tanto, los índices de calidad del servicio (en este caso SAIFI y SAIDI), definidos en la misma regulación, inciden directamente en los cargos por uso y

aquí radica la importancia de aprovechar al máximo los presupuestos de inversión, para asegurar un 100% de reconocimiento estos.

Por otra parte, la CREG informará a la superintendencia de servicios públicos domiciliarios (SSPD), todo lo relacionado con el cumplimiento a los planes de inversión, lo cual puede derivar sanciones para el OR (Congreso de Colombia, 1994)

Es aquí donde se hace necesaria la determinación de ciertos criterios, tanto técnicos, como no técnicos y buenas prácticas que permitan que los OR presenten proyectos en los planes de inversión, mucho más ajustados a la realidad, es decir, que la probabilidad de riesgo de incumplimiento y afectaciones al mismo sea muy baja, y así, lograr un crecimiento notable en la expansión de sus redes de distribución, así como una mejora notable, en los índices de calidad de servicio de sus redes.

Por último, es importante la consideración de dichos criterios para así garantizar que las inversiones que se van a relacionar en los planes de inversión presentados a la CREG se cumplan satisfactoriamente, y así evitar inconvenientes que influyan de manera directa en la remuneración del negocio de distribución de energía eléctrica; esto sustentado de igual manera en aspectos relevantes de planificación que pueden presentar complejidad como por ejemplo, la competencia entre diferentes entidades inversoras en la ejecución de los planes a causa de recursos de espacio en la subestaciones y las líneas de transporte así como su interacción, por otra parte , la incertidumbre en la predicción de la demanda de energía por cuenta de la liberalización del mercado del lado de las ventas de energía y con ello la fluctuación del costo de la energía lo que representa un desafío en el pronóstico de la demanda, además , la ambigüedad en la relación costo beneficio de parte del OR quien puede preferir orientar sus inversiones en áreas urbanas desarrolladas y dejar de lado áreas remotas con bajos beneficios de inversión (Fan, y otros, 2018).

1.2 Objetivos del trabajo de profundización

1.2.1 Objetivo General

Analizar criterios técnicos a considerar en la planificación del sistema de distribución para implementar en la elaboración del plan de inversión en nivel de tensión 2 en función de los indicadores de calidad del servicio.

1.2.2 Objetivo Específicos

- Revisar antecedentes relacionados con la planificación de sistemas de distribución en función de los indicadores de calidad del servicio en nivel de tensión dos (2).
- Determinar los aspectos técnicos que pueden permitir una correcta planificación del sistema de distribución en nivel de tensión 2, en función de los indicadores de calidad de servicio.
- Establecer recomendaciones respecto a los criterios y características a considerar en la planeación del sistema de distribución para implementar en la elaboración del plan de inversión en nivel de tensión 2.

1.3 Estructura del documento

En el **capítulo 1**, se presenta la motivación para la realización del presente trabajo, los objetivos de este y su estructura general.

En el **capítulo 2**, se presenta la fundamentación teórica, cuya finalidad es dar a entender las problemáticas que se presentan en los sistemas de distribución en función del comportamiento de los índices de calidad del servicio vistos desde la literatura, el marco regulatorio y la normativa del orden nacional.

En el **capítulo 3**, se encuentra el desarrollo del proyecto en donde se analizan aspectos importantes a tener en cuenta en la planeación de sistemas de distribución a partir del estado del arte; se validan métodos, factores, y otros conceptos que permitan establecer ciertos criterios que inciden directamente en el comportamiento de los indicadores de calidad del servicio y la planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica.

En el **capítulo 4,** se desarrolla un caso de estudio real en el cual se identifica el comportamiento de los indicadores de calidad del servicio bajo los esquemas actuales de planeación para luego realizar un análisis del involucramiento en la etapa de planeación de los criterios definidos en el capítulo 3 y así poder desarrollar la formulación del plan de inversión.

En el **capítulo 5**, se exponen las conclusiones, recomendaciones que se identifican a partir del presente trabajo.

2. Fundamentación teórica

La planificación de los sistemas de distribución representa una etapa fundamental de cara al aseguramiento en la rentabilidad del negocio de distribución de energía eléctrica y la adaptación a los nuevos patrones de comportamiento de la demanda en el sector eléctrico colombiano; pensando en garantizar altos estándares en la prestación del servicio es necesario entonces evaluar los problemas y riesgos que se pueden materializar en la operación del sistema , para así mismo tener claridad en la toma de decisiones en la fase de planeación.

Es por ello que en este capítulo se presenta la información recopilada a partir de la literatura así como del marco regulatorio y normativo del orden nacional , respecto al objeto del presente trabajo de profundización, cuya finalidad es dar a entender las problemáticas asociadas al funcionamiento de los sistemas de distribución de energía en nivel de tensión 2, en función del comportamiento de los indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIFI a través de los cuales se realiza el seguimiento a los OR de acuerdo a lo establecido por la CREG. La sección 2.1 presenta conceptos generales revisados desde el análisis de antecedentes en la literatura y la regulación colombiana respecto a los problemas que se presentan en la etapa de planeación del sistema de cara a las inversiones que se deben realizar en este, así como la priorización adecuada en la atención de las inconsistencias; luego la sección 2.2 realiza una revisión sobre el concepto de indicadores de calidad del servicio, su implementación en el sector eléctrico colombiano y su comportamiento en los últimos años de acuerdo con mediciones realizadas por las entidades competentes y finalmente la sección 2.3 menciona brevemente la normativa colombiana en la que se relaciona la importancia de los conceptos de planificación en la mejora de la operación de los sistemas de distribución en el sector eléctrico colombiano.

2.1 Diagnóstico de la política energética en el contexto Colombiano

El tema de la planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica ha sido ampliamente tratado en todo el mundo con el objetivo de alcanzar la eficiencia en el uso de los recursos y racionalizar las necesidades de inversión en infraestructura eléctrica. La planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica ha sido importante para el Estado por cuanto conlleva grandes beneficios sociales a la población, incentivando económicamente a los OR con el fin de que se hagan inversiones para lograr así la mejora del servicio público de energía eléctrica, tanto en infraestructura como en la calidad del servicio (Gönen, 2014); para los OR además de lograr la mejora en la calidad del servicio, se logra tener una rentabilidad con base a la remuneración asociada a los activos que componen las redes de distribución vía cargos por uso, los cuales fueron definidos por la CREG en la resolución CREG 015 de 2018 , Articulo 3. Definiciones (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Esta remuneración se basa en los activos de uso o, en otras palabras, elementos utilizados para el transporte de la energía eléctrica operados en tensiones menores a los 220 kV y que sean utilizados por más de un usuario; la CREG refiere que un OR será remunerado mediante cargos por uso de los activos que opera y mantiene en el desarrollo de la actividad de la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica, independiente de si es propietario o no de estos, pero con la condición de que deberá de pagar al propietario por su inversión y que estos están en la obligación de reportar los activos que no deben de incluirse en la tarifa del servicio en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, en la forma en que quedó modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2021.

En la década de los 90, el Gobierno Nacional impulsó programas de modernización de infraestructura y de reducción de pérdidas de energía como el conocido PLANIEP, centrando sus esfuerzos en las electrificadoras de la Costa Atlántica. Posteriormente, el legislador de 1994, a través de la Ley 142 de 1994, estableció el criterio de eficiencia económica como uno de los principales criterios tarifarios a ser considerados por la CREG en el diseño de fórmulas tarifarias, señalando que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente de acuerdo con lo establecido en el artículo 92 de la ley 142 de 1994 (Congreso de Colombia, 1994).

Lo anterior fue desarrollado más ampliamente en el Artículo 45 de la Ley 143 de 1994 (Ley 143 de 1994, 1994), del cual se puede validar como el gobierno colombiano ha venido trabajando a la par con los OR para que la planeación óptima del sistema de distribución de energía en Colombia sea una realidad y así, no solo buscar la equidad en el servicio público de energía eléctrica sino también mejorar la calidad de este.

2.1.1 Normatividad del orden nacional

Tabla 2-1:Normatividad del orden nacional, relacionada con la planificación del sistema, planes de inversión y remuneración de la actividad de distribución **Fuente:** Elaboración propia.

Titulo	Definición	Pertinencia en este estudio
Ley 142 de 1994	"Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones".	El objetivo de esta ley radica en que el Estado debe intervenir en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia establecidas y, en el marco de lo dispuesto en la Constitución Política de Colombia.
Ley 143 de 1994	"Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética".	Esta ley establece que el Estado en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, debe definir los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promover el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.
Ley 1955 de 2019	"Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2024"	Esta ley tiene como objetivo sentar las bases de legalidad, emprendimiento y equidad que permitan lograr la igualdad de oportunidades para todos los colombianos, en concordancia con un proyecto de largo plazo con el que Colombia alcance los Objetivos de Desarrollo Sostenible al 2030
Resolución CREG 070 de 1998	"Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional"	Esta resolución tiene como objeto establecer el reglamento para regular la actividad de Transmisión Regional y/o Distribución Local de Energía Eléctrica, con base en los principios relacionados con la eficiencia, calidad y neutralidad, en cumplimiento del Artículo 23 de la Ley 143 de 1994; se definen y hacen operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica, se establecen procedimientos para la planeación, operación y expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL), y se definen normas para el diseño y ejecución del plan de inversiones y conexiones al sistema, entre otros. Adicionalmente, se definen y establecen criterios y procedimientos para la medición de los consumos, para la prestación del servicio de Alumbrado Público y para las remuneraciones asociadas con la propiedad de activos.

Titulo	Definición	Pertinencia en este estudio
Resolución CREG 097 de 2008	“Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los STR y SDL”.	A través de esta resolución la comisión aprobó los principios generales y la metodología a través de la cual los OR serán remunerados con motivo de los activos de su propiedad considerados de uso en los SDL y STR que operan; es decir aquellos bienes que se requieren para un OR se conecte físicamente a un STR o SDL y a través de los cuales se lleva a cabo el transporte de electricidad con objeto de conexión de usuarios , estos activos se clasifican en unidades constructivas (UC).
Resolución CREG 015 de 2018	“Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema interconectado Nacional (SIN)”.	Mediante esta resolución se adopta la metodología, fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN; aplica a los agentes que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica y a los usuarios que utilizan el servicio y tiene en cuenta definiciones ya establecidas en las leyes 142 y 143 de 1994, en el Decreto 388 de 2007 y en otras resoluciones vigentes de la CREG.
Ley 2099 DE 2021	"Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones"	Esta Ley tiene por objeto modernizar la legislación vigente y dictar otras disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético a través de la utilización, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía, la reactivación económica del país y, en general dictar normas para el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica , gas y combustible.

2.2 Comportamiento de los indicadores de calidad del servicio en los sistemas de distribución

Los indicadores de calidad del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Colombia se establecieron por la CREG, en principio mediante la resolución CREG 070 de 1998, allí se definen los primeros indicadores de calidad los cuales se denominan indicador de duración equivalente de las interrupciones del servicio (DES) e indicador de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio (FES) , los cuales solamente tenían en cuenta las interrupciones completas que se presentaban en los circuitos de distribución, es decir, que solo se contaba como una interrupción una desconexión completa de un circuito, a lo que posteriormente se le definirían medidas más rigurosas a través de nuevas resoluciones, Con el ánimo de tener una mayor certeza de las condiciones de calidad de servicio para cada usuario y teniendo en cuenta el mejoramiento y la masificación de los sistemas de información y tecnologías de la comunicación, entre otros aspectos, la CREG mediante la Resolución 097 de 2008 y más recientemente la Resolución CREG 015 de 2018 cambió los requisitos tecnológicos que debían cumplir los OR para la medición de las interrupciones (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Dirección Técnica de Gestión de Energía , 2020)

A partir de las resoluciones CREG 097 de 2008 y 015 de 2018, en línea con su objetivo fundamental de establecer principios generales y metodologías para la remuneración de la actividad de distribución, se crearon los indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIFI, los cuales se encargan de medir la duración total en horas de los eventos y la cantidad total de los eventos respectivamente para cada OR del país; En el caso colombiano, la CREG a través de la resolución CREG 015 de 2018, define los indicadores de calidad utilizados en Colombia, los cuales tienen como finalidad medir la cantidad de tiempo y frecuencia de las interrupciones o eventos presentados en un OR, véase resolución CREG 015 de 2018, Capitulo 5. Calidad del Servicio, numeral 5.2.3.1 Indicadores de calidad media) (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).Por otro lado, desde la literatura también se encuentran definiciones generales respecto a los Indicadores de Calidad media SAIDI y SAIFI (Véase **Anexo 1**).

Entre las anteriores definiciones podemos notar una diferencia ya que la normativa, se refiere a lo práctico, es decir, da un concepto aplicado, mientras que la literatura se extiende y explica un poco más de lo que se trata cada índice, así como sus implicaciones eléctricas dentro del sistema de distribución. En la figura 2-1 es posible revisar la evolución de los indicadores SAIFI y SAIDI en Colombia para los años 2010 a 2020.

A partir de la Figura 2-1 podemos inferir que los indicadores para el año 2017 tuvieron los valores más elevados y para el año 2018, año en el cual se expide y entra en vigor la resolución CREG 015 de 2018, se empieza a notar como los indicadores tienden a disminuir con base en la implementación de nuevas regulaciones a lo largo del tiempo evaluado, conforme a las disposiciones de estas respecto al cumplimiento de las metas establecidas y la obligatoriedad de aplicar una reducción del 8% anual de los indicadores evaluados con respecto a los indicadores de referencia para cada OR.

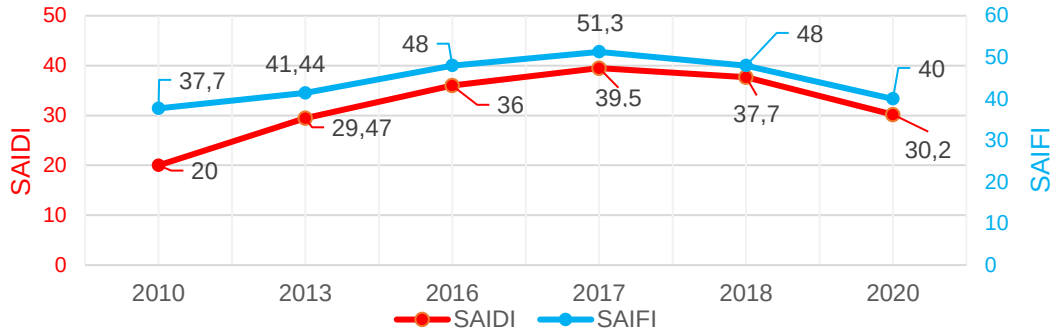


Figura 2-1: Evolución de los indicadores SAIDI y SAIFI en Colombia. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Asociación Nacional de Empresarios de Colombia - ANDI, 2020)

La calidad del servicio que ofrecen los OR trae consigo el establecimiento de metas regulatorias a través de las cuales se cuantifica el progreso o atraso alcanzado por cada empresa el cumplimiento de las metas determina la remuneración de cada OR para el año siguiente a la evaluación de los indicadores de calidad del servicio, en ese sentido los ingresos económicos del OR se ven impactados de manera positiva al cumplir la meta o negativa al incumplirla; las características de la meta anual se calculan con base en lo definido en la resolución CREG 015 de 2018 y por los artículos 58 y 59 de la Ley 142 de 1994 (Congreso de Colombia, 1994)En las siguientes figuras es posible observar la evolución de los indicadores de calidad del servicio SAIFI y SAIDI de cada OR en Colombia, para el año 2019 (figuras 2-2 y 2-3) y para el año 2020 (figuras 2-4 y 2-5).

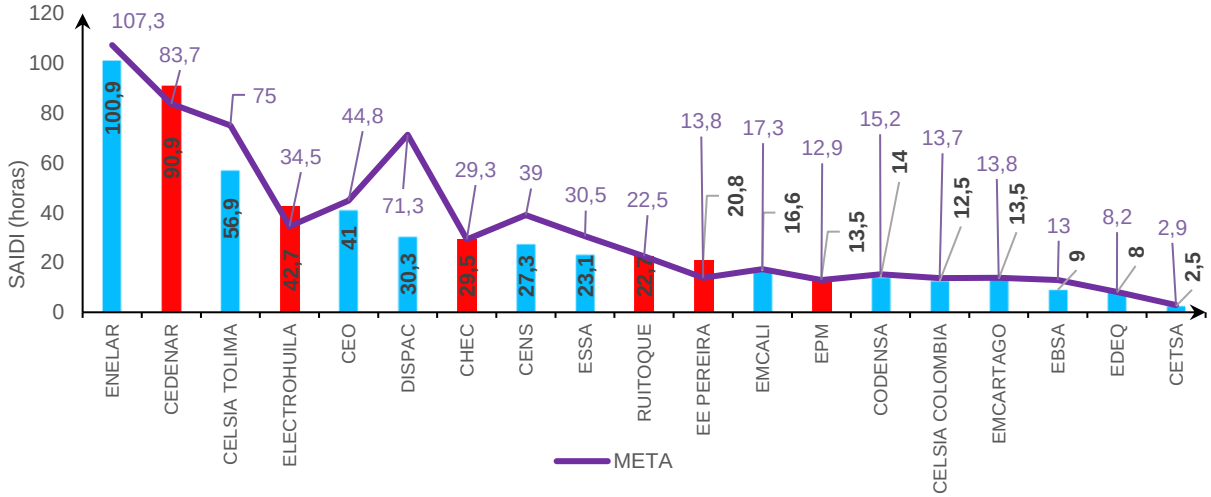


Figura 2-2: Indicador SAIDI por OR en el año 2019 en Colombia. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Dirección Técnica de Gestión de Energía , 2020).

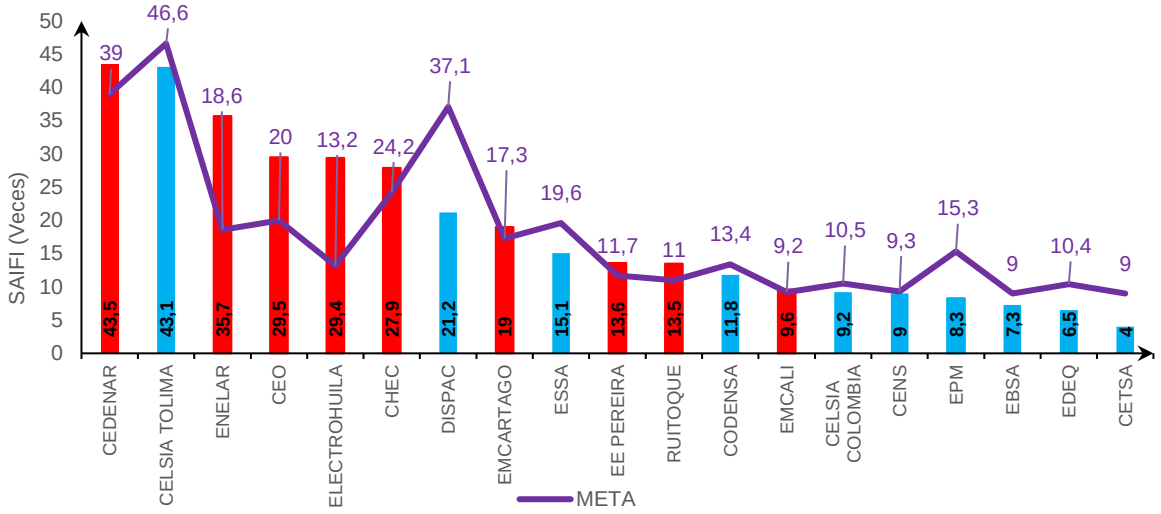


Figura 2-3: Indicador SAIFI por OR en el año 2019 en Colombia. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Dirección Técnica de Gestión de Energía , 2020).

Para el año 2019, de acuerdo con las figuras 2-2 y 2-3, es posible identificar en el caso del indicador SAIDI que de los diecinueve OR evaluados en el país, seis ORs (barras rojas) no cumplieron con la meta regulatoria establecida individualmente para ese año en horas; por otro lado, respecto al indicador SAIFI, nueve OR no cumplieron con la meta regulatoria anual de acuerdo con el número de veces en las que se presentaron eventos sostenidos que involucran el cálculo del indicador.

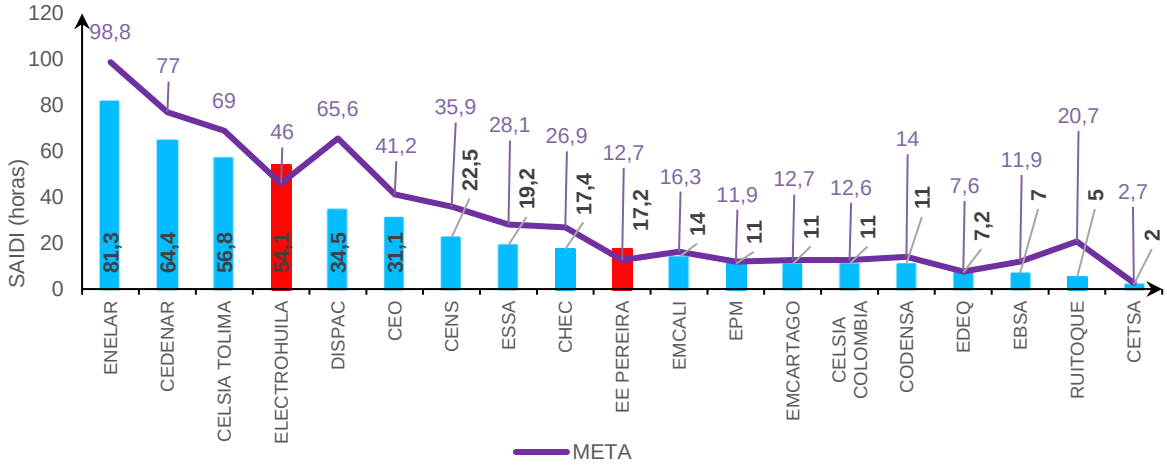


Figura 2-4: Indicador SAIDI año 2020 en Colombia. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Dirección Técnica de Gestión de Energía , 2020)

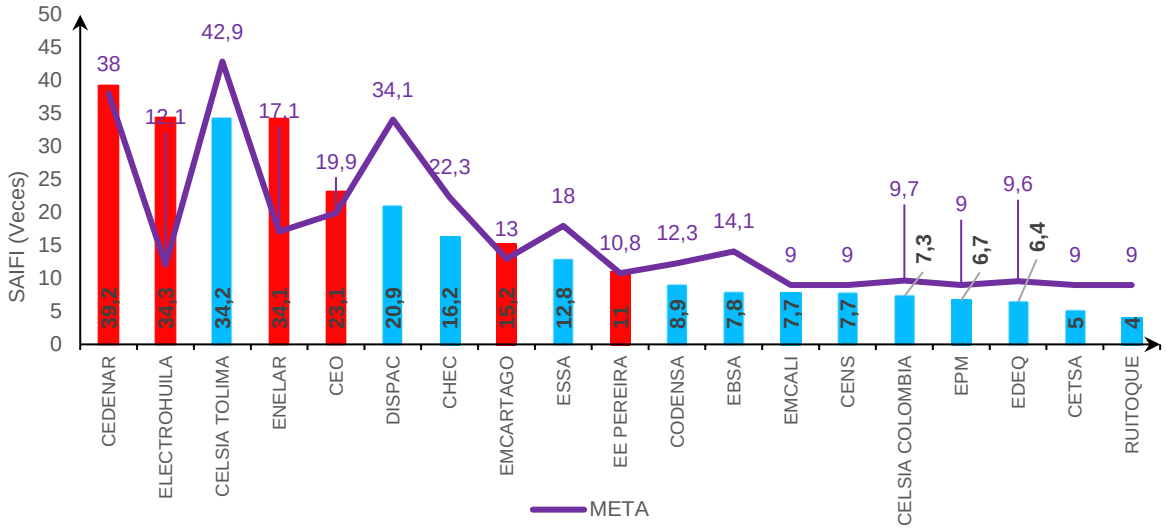


Figura 2-5: Indicador SAIFI por OR para el año 2020 en Colombia. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Dirección Técnica de Gestión de Energía , 2020).

En comparación con el año 2019, se puede evidenciar que en el año 2020 para el indicador SAIDI, tan solo dos empresas de las diecinueve en total incumplieron la meta anual y para el indicador SAIFI, seis empresas incumplieron la meta anual.

Por último, es importante resaltar que los indicadores SAIFI y SAIDI son los únicos que en la actualidad tienen alta relevancia en Colombia para la medición de la calidad del servicio; no obstante, vale la pena mencionar que hay una gran cantidad de indicadores, cuya finalidad es, traducir mediante un número medible y comparable la frecuencia y la duración de las fallas que se presentan en este caso en las redes de distribución de un OR , a continuación, se listaran algunos indicadores de calidad que existen según la literatura (Gers, 2014):

- **índice de frecuencia promedio de interrupciones (CAIFI):** proporciona la frecuencia promedio de interrupciones sostenidas para los clientes afectados con dichas interrupciones. (Fiesco Salinas, 2018)
- **Índice de duración promedio de interrupción del cliente (CAIDI):** permite conocer la duración promedio de la interrupción del cliente y se calcula como la relación entre el SADI sobre el SAIFI. (Gers, 2014)

- **Índice de tiempo promedio de interrupción del cliente (CTAIDI):** representa el tiempo promedio total en el período de reporte en el que los clientes experimentaron una interrupción sin electricidad, es similar al CAIDI con la diferencia que los clientes que son interrumpidos en más de una ocasión se tienen en cuenta solo una vez. (Fiesco Salinas, 2018)
- **Índice promedio de frecuencia de interrupción del sistema (ASIFI):** calcula la confiabilidad con base en la carga en lugar del número de clientes, es importante para áreas que atienden principalmente clientes industriales o comerciales. (Gönen, 2014)
- **Índice de duración promedio de interrupción del sistema (ASIDI):** Este índice fue diseñado con la misma filosofía como ASIFI, pero proporciona información sobre la duración promedio de las interrupciones del sistema. (Gönen, 2014)
- **índice promedio de disponibilidad de servicio (ASAI):** representa la fracción de tiempo (a menudo en porcentaje) que un cliente ha recibido energía durante el período de informe definido. (Fiesco Salinas, 2018):
- **Índice de clientes que experimentan múltiples interrupciones (CEMI):** está diseñado para rastrear el número n de interrupciones sostenidas a un cliente específico. Su propósito es ayudar a identificar los problemas de los clientes. (Gönen, 2014)

2.3 Planificación del sistema de distribución

Debido al constante y progresivo crecimiento de la demanda, los sistemas de distribución de energía eléctrica deben estar en permanente expansión y evolución, para garantizar la prestación del servicio y asegurar que este cuente con estándares mínimos de calidad, este concepto motiva la planificación adecuada del sistema de distribución de energía eléctrica.

Según (Gönen, 2014), la planeación del sistema de distribución es fundamental para garantizar que la demanda progresiva de energía eléctrica pueda ser satisfecha a través de actividades relacionadas con la expansión y la reposición de los activos que componen el sistema de distribución, acciones que a su vez se deben caracterizar por ser técnica y económicamente viables y razonables tanto para los OR como para los clientes atendidos

por el sistema. El objetivo principal de la planificación de sistemas de distribución es buscar diversas maneras que se puedan adoptar para mitigar los problemas que se presentan, a la vez garantizar la prestación del servicio a la creciente demanda y que estas medidas sean técnicamente correctas y económicamente viables para garantizar la rentabilidad y el cierre exitoso de los proyectos relacionados (Fan, y otros, 2018).

La planificación de sistemas de distribución se divide en un subconjunto de problemas, los cuales se pueden solucionar a partir del uso de métodos, técnicas o criterios (los cuales se enunciarán en la sección 3.1.2); en el caso en el que alguna de las anteriores alternativas, no sea la mejor o la que más se adapte al problema, es posible que se pueda buscar una solución minimizando el costo de los proyectos sin intervenir en la parte técnica, es decir, sin modificar condiciones técnicas iniciales del mismo (Alam, Zaid, Sabeel, & Sarwar, 2020).

Por otra parte, con la llegada de nuevas tecnologías como lo son la GD, el almacenamiento de energía eléctrica y las estaciones de cargas vehiculares, se proponen nuevos retos a los sistemas de distribución, ya que estos han sido diseñados tradicionalmente para operar con flujos de potencia unidireccionales, es decir que van desde la fuente (generación) hasta las cargas (usuarios finales residenciales comerciales o industriales) (Arango, 2014).

Con lo anterior es necesario tener presente todas las condiciones operativas a considerar, por ejemplo, en la adición de GD a un sistema de distribución (véase **Anexo 2**), lo cual trae consigo un cambio en la topología de la red respecto a la ubicación de la generación misma, al igual que los equipos que permitan una flexibilización del sistema.

2.3.1 Factores que influyen en la planificación de redes de distribución de energía

Debido a que la energía eléctrica se ha convertido en un insumo indispensable para sectores como la industria, el comercio, la operación de actividades económicas sensibles, las comunicaciones y la movilidad eléctrica; es indispensable profundizar cada vez más en aquellas problemáticas o factores que influyen directa o indirectamente en la operación del sistema, para de esta forma propender en todo momento a garantizar la prestación de este servicio fundamental para el ser humano; Cada vez se hace mas necesario involucrar el análisis de estos factores en la etapa de planificación del sistema de distribución teniendo en cuenta afirmaciones como por ejemplo la expuesta en artículos como (Alam, Vinay, &

Das, 2016), en donde se establece que en un sistema eléctrico de potencia las interrupciones del servicio se presentan de manera más recurrente en el sistema de distribución local, comparado con otras etapas del proceso de la energía y con ello afectando seriamente la continuidad y calidad del suministro de los usuarios.

Las fallas que se presentan en un sistema de distribución obligan a buscar planes de contingencia o soluciones de manera casi inmediata para evitar cortes de energía o indisponibilidades del servicio, lo que se convierte en un motivador más para la planificación de los sistemas de distribución, pues esta planificación juega un papel crucial a la hora de mitigar los factores que influyen en las redes. La frecuencia y el impacto de las amenazas que afectan a los sistemas de distribución está creciendo, las interrupciones, cortes y apagones pueden ocurrir debido a fenómenos naturales, como por ejemplo tormentas, terremotos, huracanes, inundaciones, entre otros, o problemas de índole cibernético como por ejemplo señales de control maliciosas no autorizadas, interrupciones en las comunicaciones de señales de control, también se deben tener en cuenta las afectaciones que se pueden presentar debido a la fauna y la flora como por ejemplo, las fallas por contacto con ramas de árboles, contacto de animales con redes subterráneas, entre otros (Georgilakis & Hatziargyriou, 2015).

Las afectaciones a las redes de distribución influyen directamente en la calidad del servicio, ya que si lo vemos desde el punto de los usuarios finales, estas afectaciones se van a convertir en el caso de la producción industrial en paradas en las fábricas , daños y/o retrasos en la producción; en la parte comercial se pueden convertir en impedimentos para la prestación de servicios o en la afectación de productos que requieran algún tipo de cadena de frio; y para los usuarios finales residenciales se podrían presentar afectaciones en el entretenimiento y comodidad, dificultades para realizar actividades académicas y hasta dificultades de tipo medico si se tienen personas con concentradores de oxígeno u otras máquinas de soporte vital (Gers, 2014). Por tanto, es esencial contar tanto con los factores internos y externos que pueden afectar un sistema de distribución ya que estos inciden de manera directa en la calidad del servicio y por consiguiente en los indicadores que para el caso colombiano como se ha mencionado anteriormente, son el SAIFI y SAIDI.

Es importante que la planificación para la mitigación de las fallas sea exigente y enmarcada en un ciclo de mejoramiento continuo para así evitar retrasos, reprocesos y otros inconvenientes, no solo con la calidad del servicio, sino también con sanciones que se den

a lugar por los entes de control respectivos en el tema ante incumplimientos por los planes de inversión aprobados a los OR.

2.3.2 Métodos utilizados en la planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica

Ya que la planeación del sistema de distribución (PDP), con el pasar de los años se ha convertido en una importante herramienta para diseñar el sistema de distribución logrando mantenerlo en las mejores condiciones, logrando así una mejor confiabilidad y resiliencia en la red, en los últimos años se han realizado importantes esfuerzos investigativos y se han planteado diversos métodos para lograr el equilibrio de la toma de decisiones respecto a acciones técnicamente correctas y económicamente factibles. Seguidamente encontraremos algunos métodos expuestos en la literatura (Sempértegui, Bautista, Griño Cubero, & Pereira, 2002)

Dentro de lo métodos numéricos utilizados en la PDP se encuentran:

- **Programación lineal entera mixta (MILP):** Un problema de expansión de distribución multietapa se formula como un problema MILP que se resuelve mediante un algoritmo de ramificación y enlace y/o solucionadores comerciales estándar. Una metodología de planificación integral de los sistemas de distribución primario-secundario se formula y resuelve utilizando MILP. Se formula una PDP espacial y se soluciona utilizando MILP (Georgilakis & Hatziargyriou, 2015).
- **Programación no lineal (PNL):** Se aplica PNL restringida continua para la solución de un modelo de planificación de horizonte generalizado (más de 20 años por delante) con aproximadamente diez variables de decisión (diseño). Un PDP basado en programación no lineal de enteros mixtos (MINLP) se soluciona a través de la descomposición de Benders. Un PDP dinámico se formula utilizando dos modelos interrelacionados, que son resueltos por MILP y PNL, respectivamente como bien se menciona en (Georgilakis & Hatziargyriou, 2015).
- **Programación dinámica (DP):** se trata de una perspectiva desarrollada para solucionar problemas de decisión de múltiples etapas con base en el principio de optimalidad; DP está orientado a dividir el problema original de la PDP en subproblemas y halla la solución desde el tamaño más pequeño segmentado, de

igual manera ayuda en la reducción de tiempos de ejecución de algoritmos más complejos. (Celli, Mocci, Susanna, & Pilo, 2007)

- **Optimización ordinal (OO):** la optimización ordinal se trata de un método de solución de problemas de optimización de dimensiones y enteros mixtos no lineales que puede garantizar una alternativa satisfactoria con altas probabilidades de éxito de manera rápida, en especial cuando se tienen espacios de solución portentosos, por tal motivo aplica para el caso de las redes en la PDP (Xiangning, y otros, 2014)

A su vez existen métodos heurísticos que son tenidos en cuenta en la PDP moderna , que se refieren a la solución del problema mediante métodos no rigurosos, algunos de ellos los listaremos a continuación:

- Algoritmos evolutivos (EA)
- Algoritmos genéticos (GA)
- Búsqueda de Tabú (TS)
- Colonia de abejas artificial (ABC)
- Sistema de colonias de hormigas(ACS)
- Forrajeo bacteriano (BF)

Es importante destacar que las técnicas mencionadas, tienen sus ventajas y desventajas, especialmente cuando tenemos un gran número de variables involucradas, es decir, donde se encuentre una serie de planes o alternativas como es el caso del PNL en donde se tiene por ejemplo 10 variables de diseño y escoger la alternativa más optima se puede tornar difícil (Georgilakis & Hatziargyriou, 2015).

Adicionalmente, existen métodos empíricos o investigaciones además de los métodos heurísticos , los cuales buscan encontrar la solución a los problemas de la PDP, como por ejemplo la planeación multiobjetivo, la cual describe como planteamiento del problema los altos costos de instalación, así como los costos derivados del refuerzo , mantenimiento y operación de los equipos en los sistemas de distribución de energía; es allí donde el planificador del sistema debe adoptar una estrategia óptima en la fase de planificación.

Uno de los temas críticos con respecto a la confiabilidad de una red de distribución es la instalación de dispositivos de conmutación para la restauración de la red de distribución.

Por lo tanto, el planificador debe buscar el número, tipo y ubicación óptimos de estos equipos y, al mismo tiempo, minimizar los costos del sistema (Pombo, Murta-Pina, & Pires, 2014).

2.3.3 La automatización de redes en la planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica

Debido a que las redes de distribución de media tensión son extensas y carecen en su gran mayoría de la capacidad de ser monitoreadas, contraladas y de dar una respuesta a interrupciones o fallas de forma remota debido a la utilización de dispositivos de protección tradicionales, y atendiendo la necesidad de mitigar los efectos de los factores que pueden afectarla, se aplican técnicas modernas para mejorar la confiabilidad, resiliencia, eficiencia y los índices de calidad del servicio en las redes de distribución; a estas técnicas, se les llama automatización de las redes de distribución, según el instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos (IEEE) se trata de un sistema que permite a un OR monitorear, coordinar y operar de forma remota los componentes de distribución en tiempo real desde ubicaciones remotas (Gers, 2014).

Teniendo en cuenta lo encontrado en la literatura, debido a que entre el 70% al 80% de las interrupciones del servicio que experimentan los usuarios finales se debe a fallas en los sistemas de distribución, la automatización de las redes se ha convertido casi que en una herramienta obligatoria para los OR, (Gönen, 2014).

En la actualidad los OR implementan el concepto de automatización del Sistema de Distribución (DA) en gran medida durante la etapa de planificación, lo cual trae consigo beneficios como lo son el incremento en la confiabilidad del servicio, accesibilidad remota a los dispositivos de red y monitoreo de las variables del sistema en tiempo real , lo que acelera el proceso automático de administración de fallas. De igual manera la implementación de DA plantea desafíos económicos ya que se incurre en una gran inversión que resulta ser un obstáculo importante para su realización, de allí la necesidad de implementar estrategias para la optimización de costos, una de ellas consiste en la colocación simultánea y óptima de los dispositivos de protección de automatización, en particular los interruptores de rectificador controlado de silicio (RCS) controlados a distancia, los indicadores de circuito fallado y los Reconectadores , en ubicaciones óptimas de estructuras de distribución radial. (Alam, Zaid, Sabeel, & Sarwar, 2020) Como se ha

revisado anteriormente, para el caso colombiano, existen los indicadores de calidad del servicio, los cuales miden la cantidad y el tiempo de las interrupciones que perciben los usuarios, estos motivan cada vez más la implementación de la DA como una herramienta de gran utilidad que permite que los indicadores mantengan su comportamiento en niveles óptimos y así evitar sanciones y/o multas por una mala calidad en la prestación del servicio.

A continuación, veremos cómo se beneficia la red a partir del uso de reconectadores como método de automatización, como bien se pudo validar en el artículo (Lyubchenko, Iskhakov, & Pavlyuchenko, 2021) , el cual menciona que el uso de equipos de reconexión automática en el sistema de distribución de media tensión presenta características prometedoras, tecnológicamente a la vanguardia y justificado, además de que brinda una excelente alternativa de inversión en la implementación del concepto de redes inteligentes.

Los reconectadores al ser usados como punto de seccionamiento automático y en conjunto con un sistema de monitoreo y control, son dispositivos inteligentes los cuales pueden analizar y reconfigurar automáticamente la red eléctrica donde se encuentran instalados, también existen modos de emergencia o de falla mediante los cuales puede localizar la sección de la red en donde se encuentra un daño o falla y restaurar el suministro de energía automáticamente a los usuarios de la porción de red en donde no se encuentre el daño y en caso de que el fallo sea transitorio después de despejarlo, reconectar la red automáticamente (Gers, 2014). Los reconectadores tienen la ventaja de que son dispositivos con un mantenimiento casi nulo y su vida útil es de mínimo 25 años, además de estar diseñados para resolver tareas como, la operación de conmutación para la reconfiguración de la red, restauración automática de retroalimentación, restablecimiento de energía suministrada a las secciones no dañadas, recogida automática de información sobre los parámetros del modo de funcionamiento de la red, entre otros (Gers, 2014).

La automatización del sistema de distribución no solamente se trata de instalar dispositivos en cualquier lugar de la red, ya que, los OR tienden a ubicarlos en lugares o puntos estratégicos en donde por lo general se presentan más problemas, por lo tanto, el criterio de selección de estos puntos representa un insumo fundamental para el montaje de estos, como por ejemplo lo sugerido por (Faria, Martins, Nametala, & Pereira Jr, 2020), respecto a inserción de los dispositivos en la red implementando modelos de optimización , brindando más que seguridad a los componentes de la red, determinando el área afectada por determinado evento o hasta intervenciones por mantenimiento programados y no

programados y su incidencia directa sobre lis indicadores de continuidad del servicio, lo que si bien tiene beneficios, también trae consigo incremento en los tiempos de actuación del sistema de protección y elevar los costos de inversión (Faria, Martins, Nametala, & Pereira Jr, 2020).

En los sistemas de distribución eléctrica aérea, casi el 70% de las fallas son temporales, que se eliminan mediante un reconectador o interruptor aguas arriba. El uso de un reconectador en las líneas aéreas de distribución o un interruptor con un relé de recierre en la subestación reduce significativamente el SAIFI, el SAIDI y el MAIFI.

2.4 Proyección de la demanda del sistema de distribución

Hablar acerca de la proyección de la demanda en la etapa de planeación del sistema de distribución de energía eléctrica, es un punto fundamental teniendo en cuenta que es uno de los grandes motivadores para implementar alternativas o acciones a corto, mediano y largo plazo.

De acuerdo a conceptos de planificación de sistemas de distribución (Gönen, 2014); el crecimiento acelerado de la población, sobre todo en los centros poblados de mayor reconocimiento tienden a afectar e incidir seriamente en el proceso de planificación del sistema de distribución en un futuro muy próximo; esto debido a situaciones de alto impacto como la migración de habitantes desde áreas rurales hacia áreas urbanas, según (Gönen, 2014) esta tendencia hasta hace poco comienza a manifestarse en la operación de los sistemas de distribución de diferentes OR y ha venido presentando un mayor aumento en las últimas 5 décadas, a lo anterior se le suma el establecimiento de comunidades en zonas aledañas a los centros urbanos, provocando la expansión de las ciudades al absorber el área rural cercana, lo cual pone en riesgo la capacidad del suministro de los sistemas de distribución.

En el caso colombiano y teniendo en cuenta que el año 2020 tuvo complicaciones debido a la pandemia del COVID-19 se ha podido encontrar con base en información de (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2021), que la demanda de energía eléctrica en el año 2020 fue de 70.422 GWh-año, además que frente a los 71.925 GWh-año registrados en 2019 representa una reducción del 2%. El promedio de la demanda mensual fue de 5.868 GWh-mes y 192,4 GWh-día en promedio diario. Lo anterior, implica una disminución

de 6,14 puntos porcentuales respecto al consumo del año 2019 y una disminución promedio mensual de 2,09%. tal como se puede evidenciar en la figura 2-6.

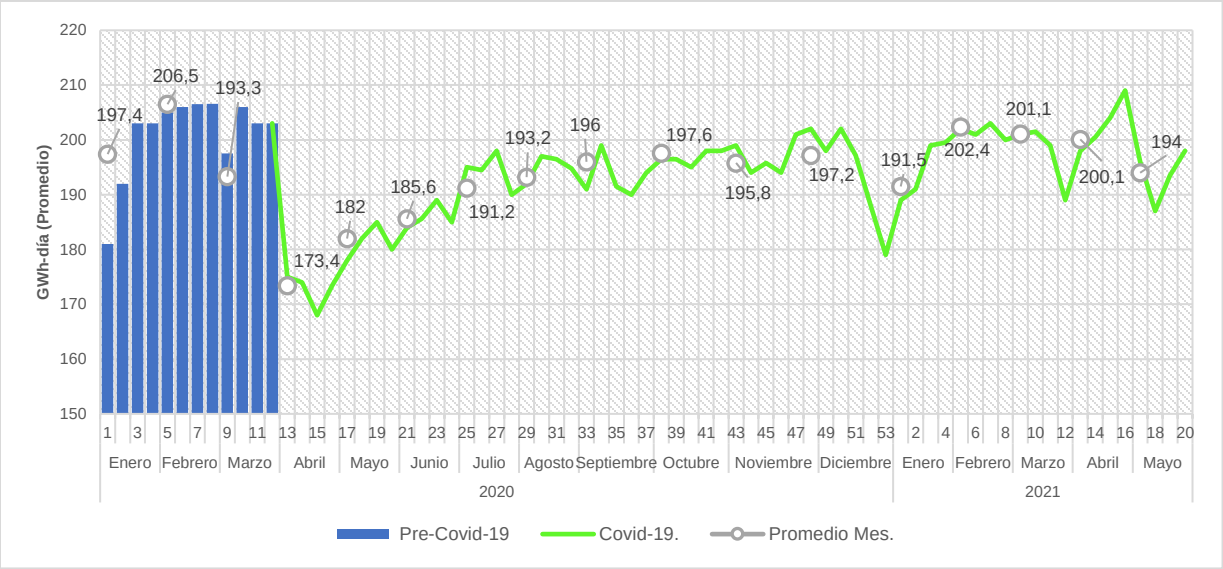


Figura 2-6: Seguimiento de la demanda de energía eléctrica en Colombia 2020-2021. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2021).

De otra parte, la UPME indica que se espera para Colombia, una demanda de energía a corto plazo (años 2022 y 2023), de 187 a 211 GWh-día, con un 71% de probabilidad, esto supone un aumento de 3,4% respecto a la información validada para el año 2020 y que se puede observar en la figura 2-6; este aumento se espera a raíz de la reactivación económica mundial y la normalización de los sectores de producción por el comportamiento evidenciado en los últimos 3 meses del año 2020 (ver figura 2-7).

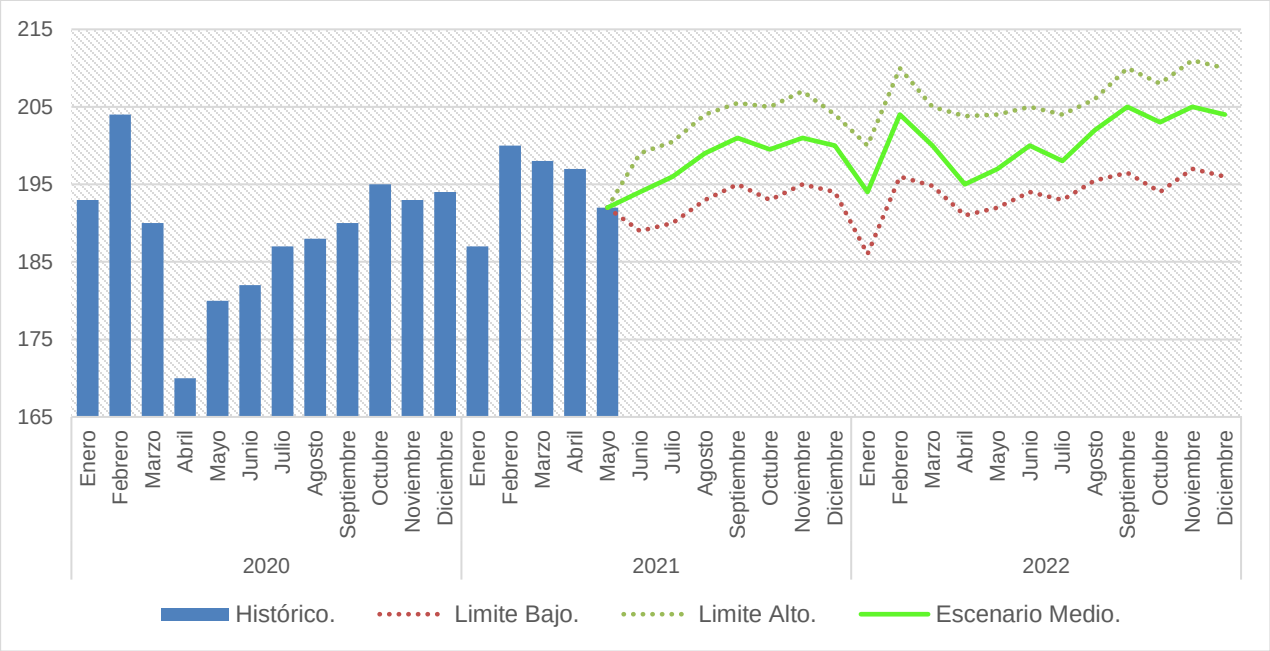


Figura 2-7: Proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia (año 2022). **Fuente**: Elaboración propia basada en (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2021).

En la figura 2-7 se evidencia que, de acuerdo con la proyección realizada por la UPME, el comportamiento de la demanda a partir del tercer trimestre de 2021 alcanzaría y posteriormente superaría los valores obtenidos en el año 2019, esto a raíz de la situación mencionada anteriormente asociada directamente a la pandemia del COVID-19, y según el comportamiento evidenciado en el que se visualiza la recuperación económica que se viene presentando.

Finalmente, en complemento a la información anterior la UPME proyecta en su informe, que la demanda de energía eléctrica entre los años 2021 a 2035 llegará a tener un aumento promedio por cada año entre el 2,28% y el 2,68% con una probabilidad de ocurrencia del 34% (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2021).

2.5 Análisis de riesgos en la planificación de sistemas de distribución

Un insumo fundamental a tener en cuenta en la planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica es el desarrollo de las alternativas, soluciones o criterios a implementar a partir de los riesgos que se pueden presentar en cada uno de los proyectos que

involucran el plan de inversión de un OR entendiendo que existen algunos riesgos que no inciden directamente en el desarrollo de las redes , pero que si implican la aplicación de criterios (los cuales se expondrán más adelante en el numeral 3.4), para que los riesgos puedan ser claramente identificables, mitigables y con ello no lleguen a materializarse durante el desarrollo de los proyectos y la operación misma del sistema del sistema de distribución en el futuro.

En el caso colombiano, durante los últimos años se han podido identificar una serie de riesgos que pueden afectar considerablemente la PDP, más exactamente en la elaboración de los proyectos orientados tanto a la expansión como a los cambios en la topología del sistema de distribución, motivados por la necesidad de atención de la demanda; a continuación, se relacionan algunos de estos riesgos, que pueden ir desde el ámbito político, pasando por temas sociales e incidiendo fuertemente en la parte técnica.

2.5.1 Riesgos de origen político

Los riesgos políticos se presentan muy comúnmente y pueden ser por ejemplo los que se derivan de los ámbitos regulatorios o legales, es decir, aquí se incluyen las modificaciones o expedición de nuevas normas, leyes y regulaciones dictaminadas por organizaciones internacionales, gobierno nacional, regional o las entidades que este último disponga para ese fin, un ejemplo muy claro para este caso es la resolución CREG 097 de 2008 mediante la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso y con el paso de los años expide de la resolución CREG 015 de 2018 mediante la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución, con esta se deroga la resolución CREG 097 y se adiciona la presentación de los planes de inversión para la aprobación de los cargos por uso a los OR.

Este tipo de riesgos, producto de cambios en exigencias o requisitos de las entidades gubernamentales pueden ocasionar, en caso de materializarse, la suspensión de actividades necesarias para poder desarrollar los planes de inversión aprobados al operador de red por el no cumplimiento de estas disposiciones, esto conlleva a su vez al aplazamiento y por ende cambio en los cronogramas de ejecución de los proyectos lo que repercute seriamente en el cumplimiento mismo del plan de inversión aprobado por el regulador; la inclusión de un nuevo impuesto, o el aumento de alguna tasa existente que no fueron tenidas en cuenta en la elaboración y presentación de los planes de inversión

pueden ocasionar sobrecostos a los proyectos que pueden poner en jaque la rentabilidad y la disposición completa de los recursos necesarios para el cumplimiento de estos (Willis Towers Watson, 2021).

Los cambios en los planes de ordenamiento territorial municipales representan un alto impacto respecto a las clases de topologías a implementar en las soluciones técnicas y económicas que se proponen en los planes de inversión y por ende deben ser tenidos en cuenta durante la planeación de los proyectos orientados a la mejora del sistema de distribución.

2.5.2 Riesgos por conflictos con grupos de interés

Estos riesgos hacen alusión a posibles inconvenientes que se pueden llegar a presentar en cualquiera de las etapas de los proyectos que involucran el plan de inversiones de un OR, debido a la dificultad en mantener y alinear los procesos y estrategias adecuadas de comunicación con los grupos de interés que se ven beneficiados o afectados con estas iniciativas, estos grupos de interés respecto al OR pueden ser internos, externos, clientes, aliados estratégicos con los que necesariamente se debe tener una claridad importante en la definición de expectativas y acuerdos de doble vía que permitan generar una relación asertiva no solo durante la vida de los proyectos sino a lo largo del tiempo, ya que de esta buena comunicación y colaboración pueden llegar a depender futuras iniciativas que permitan la mejora del sistema de distribución.

Los conflictos de carácter social, ambiental y/o políticos con diversos grupos de interés derivar en aspectos que podrían afectar la planeación como lo son bloqueos, sabotajes, hurtos, oposición total o parcial de las comunidades, oposición de grupos al margen de la ley, afectación de recursos naturales, así como la negativa a la ocupación de los trazados de las redes que componen y a través de las cuales se pretende realizar la expansión del sistema de distribución (Willis Towers Watson, 2021).

Estos riesgos tienen asociación con los riesgos de origen político, ya que de no tener una relación adecuada por ejemplo con entidades encargadas de expedir permisos y licencias es muy probable que se presenten demoras o imposibilidades en la obtención de estas en los ámbitos sociales, técnicos y ambientales.

Además, es importante poder involucrar dentro del desarrollo de los planes de inversión, los acuerdos y/o compromisos a los que se llega con los grupos de interés tanto a nivel técnico como económico, con la identificación de estos y sobre todo con su cumplimento se puede llegar a mitigar la materialización de posibles suspensiones, demoras, sobrecostos por una mala divulgación y con ello oposición de los grupos de interés a la realización de los proyectos.

2.5.3 Riesgos por gestión predial

Se refiere a todas aquellas situaciones a las que se ven expuestos los proyectos relacionados con la expansión de redes de uso general enfocados en la atención de la nueva demanda, respecto a la disponibilidad de uso de la tierra, bien sea por la necesidad de permisos de paso, negociación de servidumbres, permisos de ocupación de espacio público, permisos de ocupación de zona o franja de vías.

La expansión del sistema de distribución siempre va a tener que contar necesariamente con la gestión predial asociada a los nuevos trazados o modificación de los trazados existentes de las redes de distribución y el riesgo se presenta en la imposibilidad de obtener los permisos necesarios en los trazados determinados como técnica y económicamente más viables; es por ello que se debe hacer hincapié en la mitigación de los riesgos que se pueden presentar con los grupos de interés y el poder contar tanto con trazados alternos desde el punto de vista técnico que permitan viabilizar otras opciones, al igual que contar con los presupuestos necesarios para realizar las negociaciones tanto en los trazados nuevos como en los trazados existentes que no cuentan con servidumbres legalmente constituidas por la misma antigüedad de las redes y las formas que se manejaban anteriormente en el país para poder brindar el servicio de energía a los usuarios finales, lo cual indudablemente ha venido cambiando de la mano de las nuevas disposiciones y reglamentaciones gubernamentales y por ende deben ser tenidos en cuenta durante la PDP en la elaboración de los planes de inversión.

Dentro de estos riesgos cabe tener en cuenta losposibles hallazgos de patrimonio arqueológico no previstos durante la ejecución del proyecto, pero que de llegarse a presentar influyen significativamente en la realización de este.

2.5.4 Riesgos por gestión ambiental

Están enfocados en las condiciones del orden ambiental a las que se encuentran expuestos los planes de inversión motivados en la atención de la demanda del servicio de energía, en los últimos años se ha venido haciendo mucho énfasis en que el componente ambiental de los proyectos y el desarrollo de las comunidades son temas que van de la mano, entendiendo que la energía eléctrica representa un insumo fundamental del sector productivo del país y su desarrollo no debe afectar la disponibilidad y aprovechamiento de los recursos naturales de la nación.

Indudablemente la expansión o reposición del sistema de distribución debe tener implícito el concepto del cumplimiento de las políticas ambientales vigentes; los estudios ambientales deben ser gestionados adecuadamente por parte del OR para garantizar su aprobación, cumpliendo con los requerimientos exigidos por las autoridades previo al envío para la solicitud de las licencias además de tramitar oportunamente los cambios en licencias, y/o permisos requeridos por los cambios en los diseños para asegurar el cumplimiento de los planes. Esto se puede llegar a presentar ya que en muchas ocasiones la coexistencia de ambos conceptos representa diferencias de fondo, que de no ser analizadas correctamente pueden repercutir en alternativas no viables o que presentan aumento en los presupuestos inicialmente aprobados y con los cuales se realizaron los análisis de cara a la presentación y aprobación de los planes de inversión por parte del regulador.

2.5.5 Riesgos por afectación a fauna

Se refiere a las amenazas a las que se ven propensas las redes que componen el sistema de distribución en función los proyectos que integran el plan de inversiones a causa de la intervención inoportuna de origen animal, que sin lugar a duda representa un gran problema tanto en la instalación, operación y mantenimiento los activos.

Un amplio número de animales pueden causar afectaciones al sistema de distribución, existen antecedentes a nivel mundial en donde estos han propiciado que un país completo se quede sin el suministro del servicio de energía a causa de acciones sobre el sistema de distribución en donde animales como roedores, aves, monos, etc. son responsables de una gran cantidad de daños (Asman, Aziz, Abd Kadir, & Amirulddin, 2020).

Otro factor que actualmente se le debe agregar al análisis de este tipo de afectaciones por fauna es el cambio climático, ya que este incide sobre los cambios de entorno o habitad de ciertas especies en lugares donde antes no era habitual su presencia, esto tiende a generar mayor cantidad de incidentes o eventos que pueden derivar en interrupciones del servicio y con ello afectan directamente la actividad económica de los usuarios, así como los índices de calidad y confiabilidad, lo cual orienta a los responsables de elaborar la PDP a tener en cuenta alternativas que permitan combatir los incidentes ocasionados a causa de abundante fauna, utilizando, por ejemplo, conductores de alta calidad y características técnicas especiales que pueden ayudar a reducir el problema y mantener el sistema de distribución operando de manera fluida (Shahnia, Kashtiban, Milani, & Haque, 2006).

2.5.6 Riesgos por afectaciones al ingreso

Hacen referencia a todas aquellas situaciones que, en caso de materializarse ocasionan menores ingresos por impactos operativos o decisiones regulatorias actuales o futuras, factores como la posible volatilidad en variables macroeconómicas o de precios de insumos (variación en inflación, tasas de cambio, tasas de interés mayores a los niveles presupuestados).

Estos riesgos pueden desencadenar el incumplimiento del plan de inversión en el marco de las disposiciones de la resolución CREG 015 del año 2018, en donde las afectaciones al ingreso no solo se ven representadas en la aprobación de cargos por uso sino también en las que infieren directamente sobre alcanzar las metas regulatorias en los índices de calidad del servicio , de igual manera se pueden presentar sobrecostos en los planes y con ello afectación al ingreso por las compensaciones que se deben reconocer vía tarifa a los usuarios finales por el incumplimiento de los indicadores de calidad.

Por otro lado, se puede presentar la pérdida de rentabilidad en los modelos de negocio del inversionista debido a cambios en las condiciones del regulador o clientes y el retraso de puesta de operación de los proyectos, lo cual puede afectar la operación, funcionamiento y estabilidad del OR. Todos los riesgos relacionados en este capítulo influyen directa o indirectamente en los ingresos y el desarrollo correcto de los proyectos que involucran los planes de inversión.

2.5.7 Riesgos por ciberseguridad

La implementación de soluciones tecnológicas en las redes de distribución de energía como es el caso de elementos de protección y telecontrol a nivel del sistema de distribución, dado que utilizan redes de fibra óptica, dispositivos inteligentes, computadores, servidores, sistemas electrónicos a través de los cuales se realiza el monitoreo del sistema e indicen directamente en la operación y mantenimiento de los activos están constantemente sometidos o son propensos a ataques cibernéticos que pueden poner en peligro la prestación del servicio mismo de energía eléctrica o la entrega de productos que comprometen la disponibilidad, integridad y confidencialidad de la información (Randall & Allen, 2021).

Fallas en la definición, especificaciones y presupuestación de protocolos de ciberseguridad adecuados de los activos críticos categorizados como ciber activos, hacen relevante centrar la atención en la seguridad de la información cuyo enfoque es proteger la integridad, calidad y sobre todo privacidad de los datos, tanto en la etapa de almacenamiento como en el tránsito de esta hacia los sistemas dispuestos para tal fin.

Lo anterior influye directamente en los indicadores de calidad del servicio en los que se enfocarán los esfuerzos de los planes de inversión y por lo tanto este concepto debe hacer parte de la PDP.

2.5.8 Riesgos por calidad de servicios o productos

Este tipo de riesgos se presentan durante la ejecución del plan de inversión en los casos en los que en la etapa de PDP se hayan considerado una especificaciones técnicas inadecuadas para el manejo de los diseños y la ingeniera misma o la hoja de ruta de los activos involucrados en la proyección del plan; estos riesgos aplican tanto para la adquisición misma de los activos (postes, conductores, herrajes, equipos) así como posibles errores desde la planeación para lo que será la construcción y montaje de estos.

En el momento de la elaboración de los planes de inversión es necesario pensar en los riesgos que trae consigo realizar trabajos sobre activos que presentan obsolescencia o mala calidad de equipos de activos o tecnologías que en el momento de ser intervenidos afectan la calidad del servicio.

Durante la ejecución o implementación del plan se requiere, a partir de una PDP adecuada poder llevar a cabo una supervisión a detalle acompañado del control de calidad en la fabricación y montaje de los activos que conforman los proyectos y con ello el plan de inversión presentado y aprobado por el regulador, asegurando la calidad conforme a las especificaciones establecidas.

2.5.9 Riesgos por incumplimiento de terceros

Gran parte de las actividades a desarrollar en el marco de los planes de inversión aprobados por el regulador y a cargo del OR, se llevan a cabo a través de contratos, tanto en el caso del suministro como en la instalación o montaje de los elementos que conforman los activos según lo establecido en la resolución CREG 015 del 2018.

Lo anterior abre el camino a los riesgos por incumplimiento de estos contratos, los cuales en el caso de materializarse durante el desarrollo de los proyectos pueden perjudicar el desarrollo correcto de los planes, por ejemplo una posible quiebra o insolvencia económica del contratista, daño, pérdida o hurto de equipos; retrasos en el envío de equipos o componentes críticos, contratación con firmas o profesionales que no tengan las capacidades técnicas y administrativas, la competencia o la experiencia requeridas; lo que disminuye la habilidad de alcanzar los estándares y objetivos esperados, e implican sobrecostos, incrementos en los tiempos de ejecución o imposibilidad de desarrollo de los proyectos.

2.6 Síntesis

En este capítulo se expuso la fundamentación teórica del presente trabajo de profundización, dentro de la cual se relacionaron conceptos a partir de una revisión de antecedentes de las problemáticas que históricamente se manifiestan en la fase de PDP y su alta influencia en la optimización de los recursos para el mejoramiento no solo de la rentabilidad del negocio sino de las condiciones de operación y mantenimiento de los activos que componen las redes de distribución en Colombia.

Lo anterior enfocado en el establecimiento de planes de inversión que a la luz de la regulación y la normatividad vigente permitan a partir de la evaluación de la operación del sistema, la definición de las acciones técnicas a implementar.

Se resaltó también la importancia de incluir estos conceptos en la proyección para la atención de la demanda de los OR en el contexto colombiano. Haciendo énfasis en el involucramiento de métodos, factores de riesgo y otros conceptos relacionados que permitan determinar un conjunto de criterios validos que incidan positivamente sobre el comportamiento de los indicadores de calidad del servicio al ser implementados en los planes de inversión de los OR, partiendo de la evaluación que se realiza a la operación del sistema de distribución y la definición de las acciones técnicas a involucrar.

De los conceptos revisados en este capítulo se resaltan:

- La correcta PDP está orientada a poder alcanzar la eficiencia en el uso de recursos y racionalizar las necesidades de inversión en infraestructura eléctrica.

- El aseguramiento de una calidad del servicio adecuada trae consigo beneficios sociales a la población, incentivando con esto económicamente a los OR con el fin de que se hagan cada vez más inversiones en la infraestructura para lograr así la mejora continua del servicio público de energía eléctrica

- El estado colombiano ha trabajado en el desarrollo de normatividad que permita el aseguramiento de un servicio con altos estándares de calidad para la población, incluyendo modificaciones y nuevas resoluciones que integren conceptos de vanguardia a nivel mundial, queriendo con esto posicionarse como un referente para la región.

- Los indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIFI, se encargan de medir la duración total en horas de los eventos y la cantidad total de los eventos respectivamente para cada OR del país; En el caso colombiano, la CREG a través de la resolución CREG 015 de 2018, define los indicadores de calidad utilizados en Colombia, los cuales tienen como finalidad medir la cantidad de tiempo y frecuencia de las interrupciones o eventos presentados por un OR.

- La operación del sistema de distribución trae consigo una serie de problemáticas que inciden directamente en el comportamiento de la calidad del servicio para los usuarios finales, lo que a su vez compromete las actividades según el tipo de

usuario afectado (industrial, comercial, oficial, residencial, etc.), incidiendo con esto a la economía del país.

- Con la creciente adición de GD a los sistemas de distribución, es necesario tener presente todas las condiciones operativas a considerar para que desde la fase de PDP se involucren alternativas en la topología de la red y los equipos que permitan la flexibilización del sistema en el contexto de la transición energética, lo que a su vez garantiza la calidad del servicio tanto a los usuarios que hacen uso de GD como los usuarios que se alimentan del servicio convencional.

- En la actualidad existen métodos de PDP orientados a buscar las mejores decisiones a nivel técnico y económico, estos varían dependiendo la integralidad de las alternativas, así como el horizonte de proyección de la demanda requerido, no obstante , pese a que existen diversos métodos y poderosas herramientas computacionales, las decisiones deben ser gestionadas por el equipo de PDP en aras de asegurar la calidad del servicio y la rentabilidad en las inversiones.

- La implementación de la DA permite que los indicadores de calidad del servicio mantengan su comportamiento en niveles óptimos y así evitar sanciones y/o multas por una mala calidad en la prestación del servicio, es por ello que el uso de equipos de reconexión automática en el sistema de distribución de media tensión presenta características prometedoras, tecnológicamente a la vanguardia y justificado, además de que brinda una excelente alternativa de inversión en la implementación del concepto de Smart Grids.

- Revisando la información de proyección de demanda en el contexto colombiano se pudo verificar que en el año 2020 se presentaron complicaciones y comportamiento atípico de la demanda, esto debido a la aparición de la pandemia del COVID-19, propiciando que la demanda de energía eléctrica en este año fuera de 70.422 GWh-año, es decir 2% menos que el año inmediatamente anterior.

- El análisis de riesgos en los proyectos de los OR representa un insumo fundamental a tener en cuenta en la PDP, ya que a partir de estos es posible verificar las alternativas, soluciones o criterios que a su vez deben ser considerados en la

formulación de los planes de inversión para que estos puedan ser claramente identificables, controlables y mitigables, impidiendo con ello la materialización en la etapa de implementación y aumentando la probabilidad del cumplimiento regulatorio exigido a la empresas prestadoras del servicio.

3. Definición de criterios a tener en cuenta en la planificación de proyectos que involucran un plan de inversión en el nivel de tensión 2 para el sistema de distribución

A partir del análisis de riesgos validado previamente, con el cual se llevó a cabo la identificación de los diferentes tipos de amenazas, eventos o efectos adversos que pueden llegar a generar un alto nivel de incertidumbre de cara al cumplimiento de los objetivos que enfrentan los proyectos que integran el plan de inversiones, es posible determinar ciertos aspectos o criterios a considerar en la elaboración de los proyectos orientados tanto a la expansión como a la reposición de los activos que componen el sistema de distribución en el nivel de tensión 2, así como aquellos que incluyen actividades encaminadas a la flexibilización y automatización de dicho sistema, esto durante la etapa de planificación del proyecto; este proceso se realiza con el fin de tener en cuenta desde el inicio, los futuros aspectos o medidas a implementar como mecanismos de mitigación y control, anticipándose así a posibles situaciones adversas durante el desarrollo de las iniciativas planteadas. Eventos como la pandemia del COVID-19 han puesto en evidencia como una situación que en algún momento parecía tan distante de ocurrir, termina sometiendo al mundo entero en una crisis sanitaria global de consecuencias sorpresivas e inesperadas (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2021).

En complemento a lo anterior, teniendo en cuenta, lo validado a partir de la literatura, en donde por ejemplo en (Alam, Vinay, & Das, 2016), se indica que en un sistema eléctrico en general las interrupciones tienden a ser provocadas por fallas a nivel de la red de distribución (en Colombia niveles 2 y 3), lo que conlleva a problemas en la continuidad y la calidad del suministro del servicio de energía eléctrica. Lo anterior lleva a repensar estas situaciones en función del cumplimiento de los indicadores de calidad del servicio, las fallas sobre el sistema de distribución son por sí mismas uno de los riesgos más importantes, si no el mayor, en el que la planeación de los proyectos y del sistema debe centrar su atención, partiendo de los efectos catastróficos en los que podría derivar en caso de su materialización durante el desarrollo de los proyectos y la operación del sistema.

En Colombia, con la expedición de la resolución CREG 015 del año 2018, la CREG establece que los OR deben presentar un plan de inversiones para determinado periodo tarifario considerando diferentes tipos de proyectos, los cuales pueden estar motivados o no en la atención de la demanda y en función de la instalación o el reemplazo de activos; estos proyectos son catalogados claramente por la CREG dependiendo el objetivo de las inversiones. La misma resolución establece unos requerimientos generales que cada OR debe aplicar para la formulación y presentación del plan de inversión de acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018 en su Capítulo 6. Planes de inversión (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018). Lo anterior infiere que, para la presentación del plan de inversión, el OR debe involucrar dentro su análisis tanto las acciones encaminadas a resolver situaciones que se presentan en la operación actual de su sistema como las alternativas a implementar de cara a la proyección del funcionamiento adecuado de dicho sistema en un horizonte de tiempo representativo.

A continuación, se presenta un análisis de los criterios a considerar con el fin de encaminar los planes de inversión al cumplimento de los requerimientos generales establecidos en la resolución CREG 015 de 2018, involucrando el concepto de una planificación basada en pautas estratégicas que complementen las diferentes perspectivas que usualmente se tienen en cuenta en la formulación y elaboración de los proyectos relacionados con las redes de distribución y por ende en la planeación misma del sistema, intentando con esto atender problemas como la reducción de la calidad del servicio, el uso ineficiente del presupuesto, la incorrecta orientación de los recursos, la falta de optimización del sistema de distribución así como el incumplimiento mismo del plan de inversión aprobado por la CREG.

3.1 Validación de indicadores de duración y frecuencia de eventos

El OR, siendo el encargado de operar y mantener sus activos debe iniciar por analizar las necesidades actuales que le demanda su sistema de distribución en nivel de tensión 2 en función de los indicadores de calidad media del servicio, para ello es necesario contar con información técnica detallada respecto al funcionamiento u operación del sistema para cada uno de los circuitos existentes en nivel de tensión 2 como lo es la cantidad de clientes atendidos, cantidad de eventos ocurridos, duración de los eventos y cantidad de clientes afectados para cada uno de estos circuitos, esta información se consolida de manera anual

y su implementación en detalle se puede consultar a través de la resolución CREG 015 del año 2018 en su Capítulo 5. Calidad del Servicio, numeral 5.2.3.1 Indicadores de calidad media (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

De acuerdo con lo establecido en la resolución, cada OR es el responsable de los cálculos de estos indicadores y la información a utilizar para ello deber ser la misma que se reporta de manera diaria al liquidador y administrador de cuentas (LAC), quien es la entidad encargada de la liquidación y administración, así como del cálculo del ingreso regulado de los OR.

La información de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos ocurridos sobre cada uno de los circuitos que componen el sistema de distribución local en el nivel de tensión 2 (mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV) para el periodo de tiempo establecido, permite determinar cuál es la muestra efectiva sobre la cual deben enfocarse las actividades que conforman la PDP en dicho nivel de tensión y con ello la formulación del plan de inversión.

3.2 Definición y priorización de los circuitos a intervenir

Con base en el cálculo individual de los indicadores de calidad media del servicio de todos los circuitos que componen el sistema de distribución en nivel de tensión 2, se debe extraer de la muestra aquellos que presentan mayor impacto en dichos indicadores y, por ende, representan la mayor criticidad para el cumplimiento de las metas regulatorias.

La mejora en los índices de calidad y con ello en la confiabilidad del SDL son susceptibles de mejora a través de la identificación y respuesta oportuna a las fallas o eventos que ocurren en las redes de distribución; dado que un SDL típico representa el 40% del costo de entrega de energía y el 80% del costo está asociado a problemas de confiabilidad del cliente, la planeación, el diseño y la operación del sistema de distribución son variables críticas para el éxito financiero de la empresa de servicios públicos y la satisfacción del cliente (Gönen, 2014).

A partir de entonces, con los circuitos de distribución claramente definidos, en aras de poder iniciar una correcta PDP, se hace necesario analizar algunos aspectos adicionales de manera individual como la cantidad de usuarios atendidos por cada circuito, su longitud,

cantidad de daños y otras características representativas que permitan reordenar la muestra previamente definida de manera que se realice una priorización adecuada en las intervenciones proyectadas, encaminadas a mejorar la operación y estabilidad del sistema de distribución.

3.3 Análisis de los eventos

Las interrupciones o eventos normalmente son analizados mediante el uso de herramientas de evaluación de confiabilidad predictiva en función de la topología del sistema y sus componentes; los índices de confiabilidad de distribución o de calidad del servicio son calculados precisamente como insumo de dichas herramientas (Gönen, 2014). La confiabilidad reducida de los activos de uso general de los OR se penaliza con base en estos índices de calidad.

Algunas empresas de servicios públicos se ven también beneficiadas por bonificaciones basadas en un desempeño sobresaliente; respecto a la expansión del SDL y la nueva demanda proyectada, existen clientes catalogados como comerciales e industriales que previo a la solicitud de nuevos servicios, indagan respecto a los índices de calidad con el objeto de tener mayor seguridad en la ubicación de una nueva instalación.

La mayoría de los reguladores como es el caso de Colombia, han trazado objetivos claros para los índices de calidad del servicio, los cuales están sujetos a sanciones por presentar cifras superiores a las definidas (Gers, 2014).

Una vez se cuenta con los datos y la priorización de los circuitos más críticos que componen el SDL y que aportan significativamente a la reducción de la confiabilidad del sistema, se tiene el listado de lo que se puede denominar el top de circuitos con mayor criticidad, con los que se debe iniciar el reconocimiento de manera individual para determinar la cantidad de clientes que se ven impactados y así mismo iniciar el análisis de las fallas presentadas en estos circuitos y su nivel de recurrencia o cantidad de daños registrados para el periodo evaluado; esta información es aportada en su mayoría por las áreas de operación y mantenimiento del OR, las cuales conocen de primera mano el registro de los eventos ocurridos.

3.4 Identificación de causas de las interrupciones

Como parte del análisis de cada uno de los circuitos en nivel de tensión 2 que integran el top de criticidad previamente identificado, es necesario determinar el conjunto de causas detalladas que han sido las responsables de las interrupciones del servicio así como la cantidad de estas interrupciones por tipo de causa, este insumo es de suma importancia, ya que a partir de dicha evaluación se da inicio al el proceso de PDP a través de la proyección en la implementación de acciones que permitan mitigar las causas establecidas, pueden ser causas de ocurrencia de los eventos, entre otras, las relacionadas en la tabla 3-1.

Tabla 3-1:Posibles causas de interrupción del sistema de distribución **Fuente:** Elaboración propia.

Ítem	Causa de interrupción	Ítem	Causa de interrupción
1	Descargas atmosféricas	13	Factores Climáticos
2	Alta vegetación	14	Falla en aislamiento
3	Falla en la red secundaria	15	Falla en elemento de Corte
4	Influencia animal	16	Falla en sistema de protecciones
5	Accidentes de tránsito	17	Falla en sistema de puesta a tierra
6	Conexión floja	18	Activos en mal estado
7	Puente averiado	19	Objetos lanzados a la red
8	Línea reventada	20	Fallas por ramal particular
9	Hilo guarda reventado	21	Sobrecarga del circuito
10	Retenida reventada	22	Falla - defecto equipo interruptor
11	Transformador averiado	23	Falla telecontrol
12	Vandalismo, hurto	24	Otras

3.5 Definición de acciones técnicas a implementar y unidades constructivas a considerar relacionadas con líneas y equipos

Como ya se ha validado, los eventos o interrupciones del servicio que se presentan sobre el SDL sean temporales o sostenidos, dan lugar a perturbaciones, fallas y tiempos de indisponibilidad del servicio para cualquier tipo de usuario que esté conectado al sistema (residencial, comercial, industrial, oficial, etc.) lo cual tiene consecuencias críticas en determinadas situaciones. En el caso de la industria por ejemplo, muchos procesos se

pueden ver perjudicados por la ausencia del servicio sin contar con los daños en los componentes especiales y equipos así como la destrucción del producto que se esté desarrollando.

Las soluciones o acciones a implementar para evitar las causas de las interrupciones varían dependiendo de su eficiencia y los costos de su implementación, operación y mantenimiento, respecto a estos últimos se refieren a los costos de mano de obra, herramientas y consumibles asumidos por las empresas prestadoras del servicio para garantizar la operación estable y confiable de la red eléctrica después de la finalización de la construcción de esta y la puesta en marcha oficial. Son costos variables, que en el sistema se pueden dividir en costos de operación y mantenimiento de subestaciones y costos de operación y mantenimiento de las redes de distribución y equipos asociados (Yao Wang, 2020).

El objetivo principal de la PDP debe enfocarse entonces en eliminar o disminuir la probabilidad de ocurrencia de los potenciales inconvenientes que representan alta incertidumbre en la operación del SDL, para lo cual se debe tener en cuenta la recurrencia de las causas de interrupción establecidas sobre el sistema, la topología o características de la red actual, la mitigación de los riesgos previamente analizados, no solo durante la implementación de las acciones sino también en la posterior operación y mantenimiento de los activos, así como los costos derivados de la compenetración de estos análisis.

A partir de las posibles causas de interrupción planteadas anteriormente, el presente análisis se centrará en las que históricamente se han considerado más representativas en cuanto al impacto que representan en la desmejora de los índices de calidad del servicio en el sistema de distribución, involucrando los posibles riesgos transversales que traen consigo para el planteamiento de las alternativas o acciones a implementar en la etapa de formulación de un plan de inversiones, teniendo en cuenta que las medidas adoptadas podrán repercutir positivamente en la mitigación o eliminación de más de una causa de interrupción del servicio.

En lo que respecta a las fallas y/o daños relacionados con la alta presencia de vegetación e influencia animal sobre el sistema de distribución en nivel de tensión 2, una planeación deficiente o mala gestión ecológica puede hacer que se descuiden los bosques o sectores cubiertos de vegetación, así como los individuos arbóreos esporádicos que hacen

presencia cerca de las redes de distribución, los cuales dada la cercanía están más propensos a ocasionar incendios forestales y salidas intempestivas del servicio.

La invasión de vegetación en las servidumbres de las redes de distribución representa una grave amenaza para los conductores desnudos que componen las líneas eléctricas en configuración aérea, debido al crecimiento progresivo de la vegetación y las condiciones del viento, en donde entra a jugar otra causa de alta influencia como lo son los factores climáticos adversos. Esto puede resultar en cortocircuitos eléctricos en las inmediaciones donde los árboles entran en contacto directo con las redes de distribución. La confiabilidad de la transferencia de energía depende en gran medida del funcionamiento seguro y estable de las líneas de distribución.

Con el rápido aumento del consumo de energía eléctrica, el entorno operativo de las redes de distribución se ha vuelto más complejo, especialmente en áreas naturales no desarrolladas. Las incidencias provocadas por el conflicto externo entre la vegetación y las redes de distribución se han convertido en un tema crítico de la gestión forestal (Rong, He, Du, Li, & Yu, 2021)

El manejo ineficaz de la vegetación se identificó como una de las principales causas del apagón del noreste de 2003. Este apagón afectó a aproximadamente 55 millones de usuarios en los EE. UU. y Canadá. También ha sido un factor causal de 290 apagones automáticos en América del Norte entre 2009 y 2016. Para reducir el riesgo de cortes relacionados con la vegetación, la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC) desarrolló el estándar de confiabilidad del manejo de la vegetación NERC FAC-003 que define las distancias de espacio libre para niveles de voltaje específicos de las líneas de transporte de energía. Por lo tanto, es importante que los OR desarrollen esquemas efectivos de manejo de la vegetación para cumplir con los requisitos estándar y evitar posibles fallas en los circuitos. (Rong, He, Du, Li, & Yu, 2021).

La inspección manual común de las redes de distribución eléctricas con cuadrillas operativas a pie puede ser exhaustiva y llevar mucho tiempo. También es difícil determinar la violación de la distancia de despeje de vegetación confiando únicamente en la vista humana desde una gran distancia, lo que lleva a una alta tasa de falsos e ignorancia en el juicio de determinación de invasión de vegetación. Como resultado, esas inspecciones

tradicionales no pueden cumplir con los requisitos de la operación confiable de las redes eléctricas (Rong, He, Du, Li, & Yu, 2021).

Por su parte, las consideraciones de confiabilidad y seguridad son uno de los problemas más importantes en los SDL. El aumento de la confiabilidad de las redes de distribución de energía depende de muchos factores, desde la configuración de la red, la estrategia de transmisión y las condiciones climáticas hasta factores sociales y culturales. Entre estos, las redes de distribución aérea debido a su extensión, ubicación cerca de los clientes, paso por diferentes áreas y las consideraciones de dependencia climática tienen el efecto más importante en la confiabilidad de las redes de distribución de energía eléctrica (Shahnia, Kashtiban, Milani, & Haque, 2006)

De acuerdo con lo anterior, la implementación de conductores cubiertos o semiaislados como son referenciados en la descripción de unidades constructivas contenidas en la resolución CREG 015 del año 2018, en concordancia con el desarrollo general de soluciones en líneas aéreas de distribución en los últimos años, parece ser la alternativa más viable, evaluada desde los puntos de vista técnico y económico comparado con los conductores desnudos convencionales. Las primeras investigaciones en este campo comenzaron alrededor de la década de 1970 en los países escandinavos, donde la primera línea conductora cubierta comenzó a operar en 1984 en Finlandia. Después de eso, se utilizaron en otros países donde, por ejemplo, en la actualidad, hay más de 2200 kilómetros de redes de distribución de media tensión instaladas en Noruega, 2800 km en Suecia, 3200 kilómetros en Finlandia, 864 kilómetros en Eslovenia y aproximadamente el 96 % de los gastos generales de distribución de redes de distribución de media tensión en Corea del Sur (Shahnia, Kashtiban, Milani, & Haque, 2006).

Adicional a lo descrito anteriormente, proyectar el uso de conductores semiaislados en líneas aéreas de distribución apunta de igual manera desde la PDP de manera inicial a la mitigación de riesgos de origen ambiental y afectaciones de fauna tanto en la etapa constructiva como en la operación y el mantenimiento del SDL, más exactamente en aquellos circuitos que presentan indicadores de calidad del servicio deficientes; por tal motivo se hace necesario verificar en los tramos del circuito en donde se hayan identificado de manera recurrente afectaciones a causa a alta vegetación, influencia animal y factores climáticos adversos, proyectar la reposición de dichos activos a redes en configuración

compacta con cables semiaislados que permitan blindar el circuito ante la ocurrencia de alguna situación originada por estos factores.

Para el nivel de tensión 2, conforme a lo establecido en la resolución CREG 015 del año 2018, para las unidades constructivas (UC) de líneas aéreas de nivel de tensión 2, 3 y 4 se deben reportar las estructuras de suspensión o de retención, las cuales ya incluyen el montaje, obra civil e ingeniería, así como todos los accesorios, puesta a tierra y los elementos requeridos para su normal funcionamiento (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018). Para esto se debe reportar el nivel de aislamiento real, en coherencia con los parámetros de diseño apropiados a partir de las variables de operación del sistema (Vahidinasab, y otros, 2020) . Además, es necesario incluir en la elaboración del plan de inversiones las UC adecuadas. En la información relacionada en la tabla 3-2 se incluyen las UC asociadas a postes de suspensión y retención en estructuras de concreto al igual que metálicos y poliéster reforzados con fibra de vidrio (PRFV) para aquellos sitios en donde se dificulte la entrada de grúas u otro tipo de vehículo para el transporte de este tipo de elementos.

Tabla 3-2: UC orientadas al blindaje de los conductores del sistema de distribución en nivel de tensión 2. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Ítem	UC	Descripción
1	**N2L70**	Poste de concreto de 12 m 510 kg - suspensión
2	**N2L71**	Poste de concreto de 12 m 1050 kg - retención
3	**N2L72**	Poste de concreto de 12 m 750 kg - retención
4	**N2L73**	Poste de PRFV de 12 m 510 kg - suspensión
5	**N2L74**	Poste de PRFV de 12 m 1050 kg - retención
6	**N2L75**	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención
7	**N2L138**	Poste metálico de 12 m 750 kg
8	**N2L139**	Poste metálico de 12 m 1050 kg
9	**N2L93**	km de conductor (3 fases) semiaislado 4 AWG
10	**N2L94**	km de conductor (3 fases) semiaislado 2 AWG
11	**N2L95**	km de conductor (3 fases) semiaislado 1 AWG
12	**N2L96**	km de conductor (3 fases) semiaislado 1/0 AWG
13	**N2L97**	km de conductor (3 fases) semiaislado 2/0 AWG
14	**N2L98**	km de conductor (3 fases) semiaislado 3/0 AWG
15	**N2L99**	km de conductor (3 fases) semiaislado 4/0 AWG

Ítem	UC	Descripción
16	**N2L100**	km de conductor (3 fases) semiaislado 266 kcmil
17	**N2L101**	km de conductor (3 fases) semiaislado 336 kcmil
18	**N2L102**	km de conductor (3 fases) semiaislado 477 kcmil
19	**N2L103**	km de conductor (3 fases) semiaislado 795 kcmil

De otra parte, hay que tener en cuenta que la automatización de la red eléctrica mejora la eficiencia operativa, la confiabilidad y la calidad del servicio al cliente y hace parte de las tecnologías innovadoras de vital importancia para la implementación práctica de redes inteligentes.

La mejora en la confiabilidad de las redes de distribución también está asociada a la descentralización de la gestión de percances provocados por daños debido a factores como la presencia de alta vegetación, influencia animal, descargas atmosféricas entre otros, dicha descentralización es implementada sobre los principios de seccionamiento automático de las redes de distribución a través de reconectadores como dispositivos inteligentes; el reconectador es un equipo capaz de analizar los modos de operación de la red eléctrica y de reconfigurar su topología automáticamente en situaciones de emergencia, es decir, localiza áreas dañadas y restablece el suministro de energía a los consumidores de las secciones de red no dañadas. El principal efecto económico del uso de reconectadores es reducir el suministro insuficiente de electricidad y el costo de mantenimiento del equipo eléctrico. La gestión adecuada de los reconectadores requiere resolver el problema de su ubicación óptima a través de diversas metodologías basadas en minimizar los indicadores de calidad del servicio.

Alrededor del 70% de todas las interrupciones del suministro de energía que ocurren en los SDL son causadas por la escasez de dispositivos de conmutación y un bajo nivel de automatización de la conmutación en los modos posteriores a la emergencia (Gers, 2014). Todo esto conduce a cortes a largo plazo en la continuidad del suministro de electricidad. Una partición eficiente de la red aumenta significativamente su confiabilidad. La división de la red eléctrica en tramos se suele realizar mediante seccionadores o construyendo nuevas subestaciones. Sin embargo, esta última alternativa es costosa y no siempre es posible. Como se ha señalado en múltiples estudios, la forma más efectiva de mejorar la confiabilidad de las redes de distribución es la implementación práctica del sistema de automatización de distribución basado en la automatización descentralizada en modos de

emergencia utilizando equipos reconectadores de circuito automático. (Lyubchenko, Iskhakov, & Pavlyuchenko, 2021).

La gestión descentralizada de la red eléctrica en los modos de emergencia plantea una serie de desafíos para los OR encargados de la prestación del servicio de energía eléctrica, y uno de los más significativos radica en la ubicación óptima de los reconectadores. En muchos artículos se consideran varios métodos de ubicación óptima de reconectadores, generalmente es posible hallar la solución más eficiente posible implementando algoritmos heurísticos y metaheurísticos (Lyubchenko, Iskhakov, & Pavlyuchenko, 2021); Estos métodos toman como fuente de información entre otros, los datos asociados a los nodos de falla más recurrentes y que significan la salida de mayor cantidad de clientes del circuito que se esté analizando; una vez se tenga claridad en la ubicación de los equipos es posible realizar la segmentación o seccionamiento tanto de los alimentadores o troncales principales como los alimentadores secundarios del sistema de distribución, para poder reducir significativamente tanto la frecuencia como la duración de las interrupciones del servicio y con ello mejorar los indicadores de calidad del servicio de los clientes servidos por el SDL.

De acuerdo con lo anterior, se hace necesario incluir entonces dentro de los criterios de PDP orientados al plan de inversiones las unidades constructivas asociadas al montaje de los equipos reconectadores en nivel de tensión 2, tomando como base el listado de UC propuesto en la resolución CREG 015 de 2018 las cuales se discriminan en la tabla 3-3.

Tabla 3-3: UC orientadas al montaje de Reconectadores en nivel de tensión 2. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Ítem	UC	Descripción
1	**N2EQ24**	Seccionador monopolar - N2
2	**N2EQ35**	Reconectador - N2
3	**N2L72**	Poste de concreto de 12 m 750 kg - retención
4	**N1T1**	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 5 kVA

Pueden existir variaciones en la UC asociada al montaje postes de concreto, debido a que podría tratarse de postes metálicos o fibra de vidrio, postes con mayor altura o capacidad

de rotura o definitivamente no requiera considerase un nuevo poste ya que el reconectador se instalará en un poste existente.

Durante la implementación del plan de inversiones se debe hacer hincapié en una parametrización correcta de las señales de los reconectadores, que permita realizar una adecuada coordinación de las protecciones del sistema, aquí intervienen las curvas de protección de fusible, reconectador y protección del alimentador principal (ver figura 3-1).

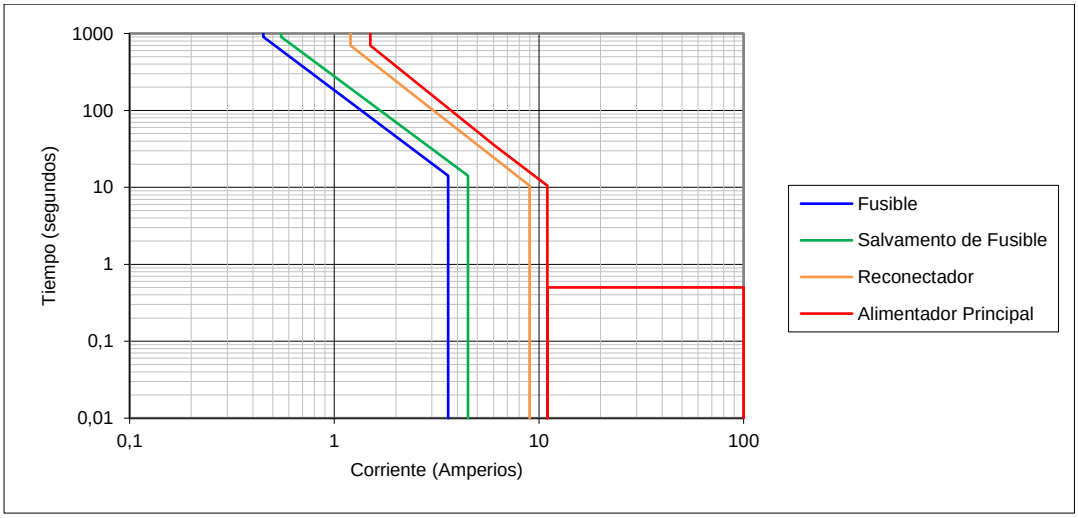


Figura 3-1: Ejemplo de coordinación de protecciones para un sistema de distribución en nivel de tensión 2. **Fuente**: Elaboración propia basada en (Canal Eléctrico, 2019)

Como complemento a la implementación de conductores semiaislados y la ubicación de reconectadores en la red de distribución en nivel de tensión 2, en aras de minimizar los riesgos asociados a descargas atmosféricas se sugiere incluir dentro del plan de inversión propuesto las UC relacionadas con la instalación de sistemas de puesta a tierra en puntos clave a lo largo del circuito analizado (ver tabla 3-4).

Tabla 3-4: UC orientadas al montaje de sistemas de puesta a tierra en nivel de tensión 2. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Ítem	UC	Descripción
1	**N2L137**	Sistema de puesta a tierra diseño típico

Esta UC (N2L137) se debe considerar en cada punto en el que se proyecte la instalación de un equipo (transformador/ reconectador) así como en puntos estratégicos del sistema

para un despeje adecuado de las posibles fallas que se puedan presentar, con base en el tipo de red a implementar.

El apantallamiento correcto del sistema también permitirá reforzar el despeje adecuado de las fallas que puedan ocurrir y con ello la disminución del tiempo indisponible del sistema, es por eso por lo que adicional a la proyección de los sistemas de puesta tierra típicos en puntos estratégicos de la red de distribución y en los casos en donde sea posible proponer el uso de red semiaislada en configuración convencional se debe en cuenta la UC relacionada en la tabla 3-5.

Tabla 3-5: UC orientadas al montaje de cable de guarda en nivel de tensión 2. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Ítem	UC	Descripción
1	**N2L136**	Cable de Guarda

En los casos en donde se utilice cable semiaislado en configuración convencional se debe considerar el montaje independiente del cable de guarda con todos los costos que este acarrea, pero cuando se proyecte el montaje en configuración compacta, el cable mensajero que soporta la red compacta cumpliría la función de cable de guarda, por lo que es importante considerarlo en el análisis que se realice al plan de inversiones dentro de la remuneración esperada.

Otro aspecto clave a considerar para apoyar la eficacia en el montaje de reconectadores y asegurar con ello que se efectúe realmente la automatización operativa adecuada que permita aumentar la confiabilidad del SDL es la inclusión de estos equipos en los sistemas de supervisión, control y adquisición de Datos (SCADA) a través de la aplicación que determine el OR que permita llevar a cabo el control remoto o telecontrol al igual que el análisis en tiempo real de las variables obtenidas mediante los reconectadores y el comportamiento de la red; de esta manera es posible obtener el mayor provecho posible de estos equipos en pro de un SDL confiable y eficiente (Alam, Zaid, Sabeel, & Sarwar, 2020)

Para esto se presentan diferentes métodos de comunicación remota como lo son la radio frecuencia que está limitada a enlaces punto a punto en rangos de distancia cortos, o la comunicación de servicio general de paquetes vía radio (GPRS) que es la más utilizada

la cual se basa en la implementación de módems que permiten transmitir y recibir los datos de mando remoto, esta solución es óptima sobre todo en áreas urbanas donde los operadores celulares garantizan una cobertura adecuada, sin embargo gran parte de las fallas sobre el SDL ocurren en zonas rurales donde la cobertura celular no es tan buena ocasionando con ello la pérdida del control remoto de los equipos ante posibles eventos.

De igual manera, en la actualidad el tipo de comunicación GPRS es el más utilizado por su equilibrio entre los costos de equipos de telecontrol, planes celulares, entre otros y la comunicación que se establece con el centro de control del OR para la supervisión y el monitoreo a través del sistema SCADA, estos equipos no tienen asociada una UC especifica en la resolución CREG 015 del año 2018 pensando en lo que sería la inversión y remuneración directa de estos activos, sin embargo es responsabilidad de los OR involucrar estos costos tanto de los materiales como de la mano de obra dentro del análisis que se realice de cara a la formulación del plan de inversiones.

Es aquí donde el planeador del sistema de distribución debe verificar, de acuerdo al reconocimiento de los nodos o puntos recurrentes de falla y la posible ubicación de los reconectadores en donde será adecuada la implementación de comunicación GPRS ya que en los puntos en donde no se presente una cobertura adecuada se puede proponer en el marco de lo que será la ejecución de las actividades asociadas a las redes del SDL, el montaje de conductor de fibra óptica (FO) que permita la comunicación más fiable de los equipos con el centro de control y el sistema SCADA dispuesto por el OR, según lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018 siempre y cuando aplique conforme al criterio tomado para la PDP, se podría incluir entonces para estos casos y por asimilación de la UC disponible para nivel de tensión 4 (ver tabla 3-6) debido a que el costo sería el mismo independientemente del nivel de tensión, redactando en todo caso la justificación correspondiente a la CREG.

Tabla 3-6: UC orientadas al montaje de fibra óptica en nivel de tensión 2 por asimilación de nivel de tensión 4. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Ítem	UC	Descripción
1	**N4L52**	km de fibra óptica ADSS/OPGW

3.6 Otros criterios a considerar

Se espera que en la etapa de PDP, al tener en cuenta los criterios previamente mencionados en los numerales 3.1 al 3.5, en la elaboración de los proyectos de nivel de tensión 2 que hacen parte del plan de inversiones a presentar por parte del OR, se involucren desde el inicio los futuros aspectos o medidas a implementar como mecanismos de mitigación y control, anticipándose así a posibles situaciones adversas durante el desarrollo de las iniciativas planteadas y como ya se había mencionado anteriormente en función del cumplimiento efectivo de los indicadores de calidad del servicio al ser las fallas sobre el SDL por sí mismas uno de los riesgos más importantes, si no el mayor, en el que la planeación de los proyectos en beneficio del SDL como tal debe centrar su atención, partiendo de los efectos catastróficos en los que podría derivar en caso de su materialización durante el desarrollo de los proyectos y la operación del sistema.

En el desarrollo de la PDP de igual manera es necesario que sean analizados por parte del equipo de planificación de la red , una serie de aspectos complementarios que de no ser tenidos en cuenta puede significar la materialización de los riesgos en los proyectos que involucran el plan de inversiones del OR, y con ello desencadenar desequilibrios económicos y el incumplimiento de las metas regulatorias aprobadas por la CREG así como en las fechas de puesta en operación de los activos.

A continuación se presenta entonces el análisis de criterios respecto a temas ambientales, legalización de servidumbres, interacción con las comunidades, permisos de ocupación de espacio público y viales , que traen consigo conceptos bastante interesantes y útiles para ser considerados de manera transversal en la elaboración de los presupuestos y cronogramas dentro de la formulación de los proyectos que integran el plan de inversión del OR.

- **3.6.1 Aspectos ambientales**

Es fundamental que cada uno de los proyectos presentados le permitan a su vez al OR una notable reducción en los costos de operación y mantenimiento del SDL compuesto por uno o más circuitos que hayan sido el foco del plan de inversiones presentado a la CREG.

Es entonces menester del equipo de PDP del OR, además de incluir los requerimientos técnicos del sistema dentro de la formulación del proyecto, incorporar dentro de los aspectos adicionales aquellas actividades encaminadas a poder tener el control en el comportamiento de la vegetación ubicada en las franjas de servidumbre de las redes de distribución de nivel de tensión 2 que conforman los circuitos relacionados en el proyecto, teniendo como premisa que estas actividades se llevan a cabo lo mínimo posible de manera correctiva, puesto que implica sobrecostos para la compañía por el desgaste de las cuadrillas de mantenimiento así como el perjuicio que representa para los clientes servidos de estos circuitos y con ello para el OR, en función de los índices de calidad del servicio y las millonarias pérdidas por energía no suministrada, compensaciones económicas al igual que el impacto en la recuperación de las inversiones vía tarifa por el incumplimiento de los indicadores.

Debe entonces el OR llevar a cabo en paralelo a las acciones eléctricas, la inversión en un plan de actividades específicas que refuerce las medidas proyectadas para garantizar la mejora en los indicadores de duración y frecuencia de los eventos que provocan la interrupción del servicio, financieramente estos costos significarían gasto, puesto que no dan de alta UC por sí mismos, pero hacen parte de los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) necesarios para llevar la energía eléctrica desde los puntos de conexión al sistema de transmisión nacional (STN) hasta los puntos de conexión de los usuarios finales al SDL y el cual es sujeto a reconocimiento durante cada uno de los años del periodo tarifario a través de la metodología establecida en el capítulo 4 (ingreso anual por gastos de AOM) de la resolución CREG 015 del año 2018. Las acciones encaminadas a mejorar los indicadores de calidad del servicio y que hacen parte del plan de inversiones propuesto por el OR pueden derivar en inversiones de proyectos tanto de reposición de activos existentes como de expansión de nuevos activos del SDL que permitan el aumento de la confiabilidad del servicio de energía de eléctrica que perciben los usuarios finales.

Las actividades de silvicultura a ejecutar sobre las redes de distribución de energía implican una gran cantidad de gestiones y trámites para la obtención de licencias de intervención las cuales son reglamentadas por las corporaciones autónomas regionales y de desarrollo sostenible que han sido creadas por la ley para administrar dentro de cada región estos recursos naturales orientado al desarrollo sostenible de estos, dichos trámites presentan diferentes características dependiendo del tipo de actividades (expansión o reposición de activos) a realizar sobre el SDL.

La elaboración del plan de inversión no puede estar supeditada a contar de inmediato con las licencias o permisos ambientales necesarios ya que se trata hasta ahora de la proyección de una serie de actividades cuyo objetivo es la mejora en los indicadores de calidad del servicio, sin embargo, resulta conveniente incluir en la formulación del proyecto la información de los recursos necesarios para poder llevar a cabo este conjunto de actividades; es por esto que para cada uno de los circuitos que involucran acciones dentro del plan de inversión es pertinente considerar el levantamiento de información de potenciales restricciones de carácter ambiental existentes dentro del área de influencia de estos; a partir de esta identificación es posible conocer los factores que componen los ecosistemas que a su vez hacen presencia sobre las franjas de servidumbre en donde se encuentran establecidas o se pretenden establecer las redes de distribución de nivel de tensión 2 que conforman los circuitos relacionados en el proyecto, es importante el análisis de las limitaciones que se pueden ocurrir en aras de proyectar correctamente las acciones y los costos derivados de estas con el fin de asegurar la viabilidad del proyecto.

Como primera medida es elemental validar, a partir de la ubicación geográfica de los activos existentes a reponer y/o de los activos nuevos a construir que hacen parte del proyecto, si es necesario realizar solicitud de sustracción de área de reserva forestal, en donde la autoridad ambiental recibe dicha solicitud y estima la posibilidad de levantar las restricciones de reserva forestal de Ley 2° de 1959 o en un área específica para el desarrollo, en este caso de un proyecto que involucra obras y actividades complementarias sobre los circuitos de nivel de tensión 2 previamente seleccionados (ver figura 3-2).

De conformidad con el Decreto 2106 del 22 de noviembre de 2019, «por el cual se dictan normas para simplificar, suprimir y reformar trámites, procesos y procedimientos innecesarios existentes en la administración pública», el presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las facultades extraordinarias conferidas en el artículo 333 de la Ley 1955 de 2019, en su artículo 124 estableció el uso de la ventanilla integral de trámites ambientales (Ambiente, 2022).

Figura 3-2: Ejemplo ubicación geográfica de activos, asociados a circuitos de distribución de nivel de tensión 2. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022).

La figura 3-3, presenta una forma de validación visual en la que con base a la ubicación de los activos que componen uno de los circuitos de nivel de tensión 2 elegidos para mejorar los índices de calidad del servicio SAIDI y SAIFI, se valida a partir de sistemas de información geográfica y otras herramientas digitales disponibles, la pertinencia de considerar la inclusión de la gestión de solicitud de levantamiento de reserva forestal y con ello la viabilidad del proyecto en aras de poder ejecutar las actividades de carácter ambiental en el periodo tarifario establecido por la CREG.

A partir de la validación realizada, el equipo de PDP tendrá la información suficiente para determinar no solo si efectivamente es necesario incurrir en alguna solicitud para los tramos del circuito a intervenir que se encuentren incluidos dentro de alguna de las zonas de reserva forestal de acuerdo con la ley segunda de 1959 sino también, con base en el tiempo que demandan estos trámites, cuál será el horizonte de tiempo proyectado en el cual se pueda asegurar la ejecución real de estas acciones teniendo en cuenta los criterios generales que el OR debe aplicar para la formulación y presentación del plan de inversión según lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018 , Capitulo 6.Planes de inversión, numeral 6.1 Criterios generales, literales c, d, k (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

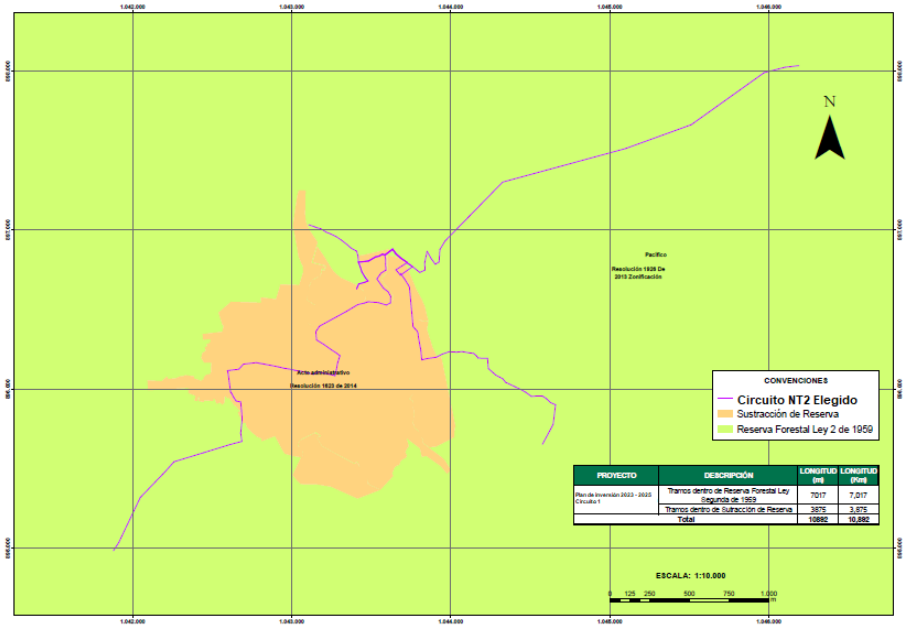


Figura 3-3: Identificación de figura de reserva forestal y Ley segunda de 1959. **Fuente**: (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022)

Continuando con el análisis de potenciales restricciones ambientales existentes en el área de influencia del proyecto, con un enfoque mucho más detallado en las franjas de servidumbre donde se encuentran los activos que conforman el circuito a intervenir, se hace necesario poder establecer a partir del análisis de los históricos de fallas que ocasionaron interrupciones del servicio cuya duración, frecuencia y cantidad de usuarios afectados desencadenaron el aporte significativo en detrimento de los índices de calidad del servicio.

La tabla 3-7 ejemplifica un resumen que contiene el histórico reconstruido en los últimos periodos respecto a un circuito con influencia superlativa en los índices de calidad del servicio en donde se evidencia la recurrencia de las fallas ocurridas por causas atribuibles a la vegetación, al igual que la cantidad de clientes afectados por dichas interrupciones, para obtener esta información es indispensable poder consolidar los datos a partir de las incidencias atendidas por los equipos de mantenimiento y de operación del SDL.

Tabla 3-7: Ejemplo de nodos recurrentes de falla por vegetación por circuito **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022)

Nodo	Recurrencia	Prioridad	Número órdenes	Clientes afectados	Coordenada X	Coordenada Y
10730	1	2,09934648	1	406	3,51943334	-76,25359408
18279	4	16,34008952	1	134	3,31988659	-76,40103837
221499	1	10,32868032	1	130	4,71610892	-75,78305117
213621	11	18,72375282	3	119	4,70238924	-75,85007852
127316	1	8,24760996	1	97	3,92206063	-76,37990278
20647	1	7,03338636	1	97	3,47757075	-76,45428651
32198	3	5,6106224	1	86	3,62431281	-76,19237338
32353	2	12,46887692	1	73	3,62740866	-76,07968507
108431	7	10,51560996	1	68	3,90487594	-76,3797727
213670	1	13,62543584	1	56	4,71385214	-75,85692796
17953	1	5,90441316	1	56	3,21557121	-76,59287913
213695	13	25,38485277	3	47	4,68884534	-75,85110985
28382	1	2,00369312	1	46	3,54442678	-76,30325256
65873052	1	3,05393784	1	41	3,66637514	-76,57394069
105772	5	4,02193784	1	36	3,66182048	-76,57569159
126429	6	11,71363304	2	32	3,89148673	-76,60946544
28384	5	3,09169312	1	30	3,54505236	-76,30320646
789	1	4,14568992	2	29	3,46932038	-76,42940332
213749	1	16,95690248	1	26	4,64904186	-75,85417469
115101	1	8,8371462	7	17	3,74679327	-76,38546891
212350	1	8,87303112	1	16	4,80377844	-76,08693608

Para la formulación del plan de inversiones, es conveniente a partir de esta información, junto con levantamientos complementarios que se realicen con el apoyo del equipo de mantenimiento del OR, identificar con claridad la muestra representativa de las condiciones reales de la vegetación existente sobre el circuito, esto con el fin de considerar de manera oportuna cuales son los tramos del circuito en los que se enfocarán las actividades de

silvicultura y con ello poder involucrar el tipo, cantidad , costo y tiempo de las acciones dentro de la propuesta y formulación del proyecto.

Con el fin de optimizar las inversiones, el análisis se centra en la coincidencia de los nodos recurrentes de falla identificados para el circuito y las zonas en donde se identifica mayor presencia de vegetación (ver figura 3-4).

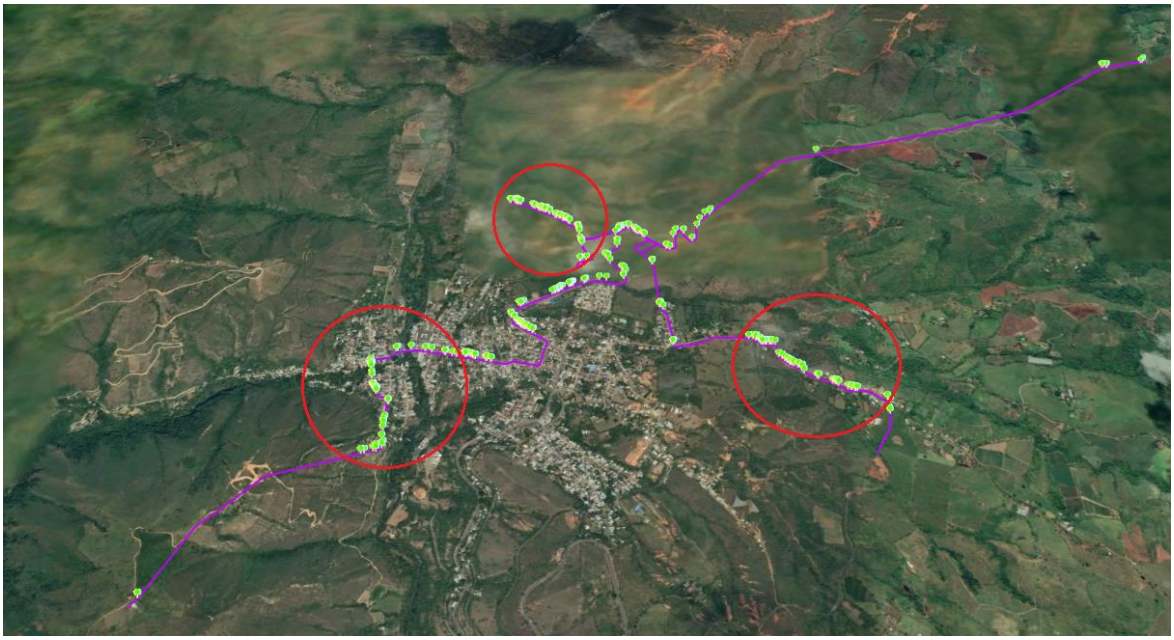


Figura 3-4: Identificación de individuos arbóreos en los trazados de los circuitos a intervenir en el plan de inversión. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022).

Otro aspecto fundamental a tener en cuenta es la altura de la vegetación existente, sin embargo, estos análisis tienden a ser muy detallados para la etapa de formulación del plan de inversiones y son realizados por firmas aliadas del operador de red, especialistas en el ámbito ambiental que se complementan con censos forestales que detallan específicamente los individuos que hacen presencia en las franjas de servidumbre de los circuitos; la figura 3-4 presenta un ejemplo tipo de este tipo de análisis para un circuito de nivel de tensión 2. El censo forestal detallado es un instrumento de evaluación cuantitativo y cualitativo que detalla la presencia de categorías arbóreas y da cuenta de su impacto ecológico en la zona de influencia, representando el potencial de recursos forestales que deben ser intervenidos y cuáles serían las acciones recomendadas a implementar tomando como referencia la normatividad aplicable y reglamentada por las corporaciones

autónomas regionales, las secretarias de ambiente, ministerio de medio ambiente y desarrollo sostenible y demás entidades a regular las intervenciones de este tipo (Ambiente, 2022) Los censos forestales proporcionan entre otros, aspectos relevantes respecto a la vegetación existente , algunos ítems se relacionan en la tabla 3-8.

Tabla 3-8: Información censo forestal **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022)

ítem	Descripción	ítem	Descripción
1	Código en árbol	23	Descompensado
2	Cobertura	24	Defoliado
3	Grupo censista	25	Poda reiterativa
4	fecha	26	En contacto
5	nombre común	27	Inclinado
6	nombre científico	28	Poda no técnica
7	Genero	29	Quemado
8	Especie	30	Especie rápido crecimiento
9	Familia botánica	31	Rebrotado
10	Corta anual permisible (CAP)	32	Suprimido
11	Altura total (m)	33	Seco
12	Altura de fuste (m)	34	Senescente
13	Diámetro de copa (m)	35	Nivel interferencia
14	Diámetro altura al pecho (DAP)	36	Especies vasculares
15	Área basal	37	Especies no vasculares
16	Volumen (m3)	38	Debajo de la red
17	Estado fitosanitario	39	Acciones de red
18	Tipo de predio	40	Observaciones del árbol
19	Propuesta intervención	41	Observaciones generales
20	Afectación mecánica	42	Coordenada X
21	Bifurcado	43	Coordenada Y
22	Polifurcado	44	Registro Fotográfico

En algunos casos, producto de estudios realizados por evaluaciones anteriores, el OR ya cuenta con información de estos censos forestales para determinados circuitos, en estos casos es fundamental proceder con la validación y verificación de los datos para que a raíz de ello, estos sean susceptibles de involucrar de manera más simple en las acciones a considerar dentro del plan de inversión, interviniendo en ello diferentes grupos de apoyo del OR que puedan tener una sinergia importante con el equipo encargado de la PDP y la formulación del proyecto a incluir en el plan de inversiones;

Con base en las observaciones revisadas respecto a los aspectos y/o actividades de carácter ambiental a considerar en la formulación, elaboración y propuesta de los proyectos que involucran el plan de inversión de un OR en función de los índices de calidad del servicio se recomienda tener presente entre otros, los siguientes costos , relacionados

con las actividades propias de actividades ambientales y estrategias de mitigación de riesgos de este tipo, que de no considerarse pueden propiciar la materialización de los riesgos y con ello traer como consecuencia el detrimento en las inversiones realizas por el OR:

- Costos de mano de obra relacionados con la actividad propia de poda sobre los circuitos a intervenir.
- Costos por disposición final de residuos
- Costos de trámites y gestión de licencias ambientales
- Costos de elaboración de planes de manejo ambiental y social (PMAS)
- Costos por censos forestales
- Costos relacionados de mano de obra y materia prima para desarrollar posibles compensaciones ambientales
- Costos por capacitaciones al personal propio y tercerizado
- Costos de pedagogía ambiental y su coexistencia con redes de distribución del SDL en nivel de tensión 2.

La no inclusión de los costos asociados a dichas actividades dentro del modelo financiero utilizado para viabilizar el proyecto puede ocasionar desviaciones económicas significativas en el momento incurrir en estos durante la ejecución del plan de inversión propuesto por el OR.

- **3.6.2 Aspectos sociales y de relacionamiento**

Actualmente el planificador del SDL divide el problema de PDP total en un conjunto de subproblemas técnicos que se pueden manejar utilizando métodos disponibles, generalmente apropiados, adecuados o especialmente dispuestos para los fines específicos; Por supuesto, hay algunos otros factores que deben tenerse en cuenta, como las tarifas que se cobran a los clientes y otros aspectos sobre los cuales el planificador del sistema de distribución no tiene influencia pero que, sin embargo, deben ser considerados en una buena PDP de largo alcance, pensada en involucrarse en el horizonte de un plan de inversión por ejemplo la ubicación de la demanda de energía (usuarios finales); tendencias socioeconómicas cambiantes, como la creciente demanda de bienes y servicios; crecimiento o declive inesperado de la población local; cambio del comportamiento público como resultado de cambios tecnológicos; conservación de

energía; cambio en las preocupaciones ambientales del público; condiciones económicas cambiantes, como una disminución o un aumento en el producto nacional bruto (PNB), proyecciones, inflación y/o recesión; y reglamentos de las entidades gubernamentales. (Gönen, 2014).

En Colombia existen divisiones territoriales claramente identificadas por el estado, las cuales se encuentran establecidas en provincias; las provincias se agrupan en categorías urbanas, intermedias (periurbanas, cercanas o alejadas) y rurales (periurbanas, cercanas a urbana, cercanas a intermedia, y alejadas o aisladas), cada una de estas categorías conforma un grupo cuyas provincias comparten patrones demográficos y espaciales similares. Este establecimiento territorial presenta bastantes hechos que parecen contrarios a la lógica, toda vez que en la actualidad se presentan constantes reorganizaciones de estos territorios y con ello menor claridad en la propiedad de los terrenos, lo cual se ve agudizado por los constantes y cambiantes procesos económicos mundiales. (J. & P, 2017). La figura 3-5, da cuenta de la concentración de los territorios con mayor y menor nivel de ruralidad en el país.

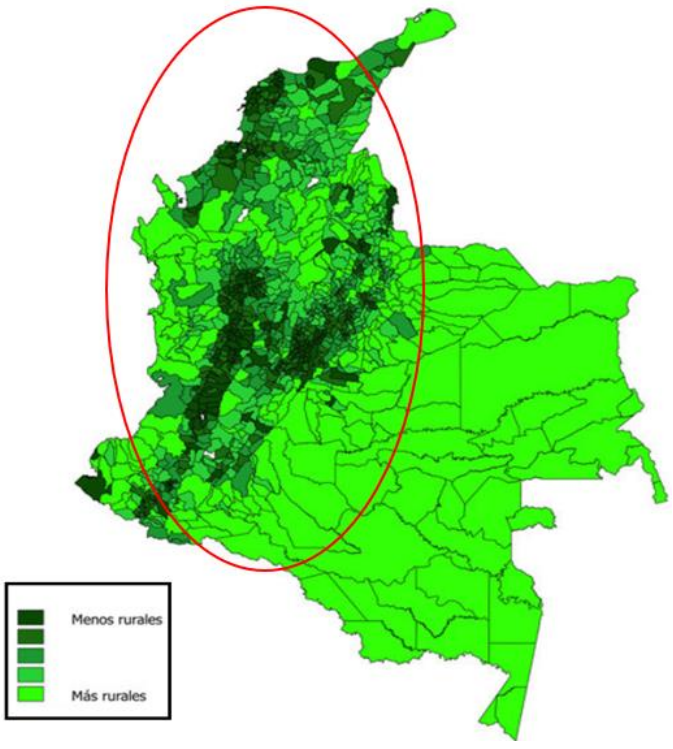


Figura 3-5: Distribución de territorios Urbanos y rurales en Colombia**. Fuente**: elaboración propia basada en (MOHORTE, 2016)

En lo que respecta a esta distribución de territorios, cabe resaltar los grandes esfuerzos que se realizan por parte del OR y el estado para ampliar la cobertura de la provisión del servicio de energía eléctrica a la vez que se intenta mejorar la calidad del servicio a los usuarios que actualmente cuentan este, todo en el marco de los proyectos que involucra el plan de inversiones presentado por el OR atendiendo los lineamientos de la CREG; el OR se encuentra constantemente con que sus proyectos se traslapan con territorios tanto urbanos como rurales en los que hacen presencia grupos poblacionales comunes y vulnerables como zonas de reserva campesina, resguardos indígenas, consejos comunitarios, parcelaciones privadas, etc.

En este sentido el equipo de PDP junto con las áreas apoyo involucradas del OR, deben validar a partir de la ubicación geográfica actual o proyectada, tanto de los activos existentes a reponer como de los activos nuevos a construir, en función de los requerimientos técnicos previamente analizados, de manera que se tenga en cuenta desde la etapa de planificación las posibles actividades a realizar en los grupos o comunidades que hacen presencia en el área de influencia del proyecto.

Es muy común que para los proyectos que traen consigo la ejecución de actividades de reposición de activos, es decir que los trabajos se enfocan en zonas en donde ya existen redes del SDL asociadas a circuitos eléctricos en nivel de tensión 2 los OR se confíen y simplemente proceden con la ejecución de las actividades técnicas consideradas en los proyectos matriculados en el plan de inversiones al tratarse de territorios en donde ya sus activos se encuentran en operación, sin embargo en los últimos años con frecuencia se presentan inconvenientes con las comunidades a raíz de inconsistencias en las propiedades de los terrenos, así como la incomodidad histórica de las personas propietarias de los terrenos por cuenta de activos de redes de distribución instalados sobre sus predios sin tener servidumbres legalmente constituidas (aparentemente sin autorización) o la inmersión sin autorización en territorios donde hacen presencia grupos poblacionales considerados como vulnerables, estos inconvenientes se presentan tanto en actividades de reposición de activos, actividades de expansión de activos, la operación y el mantenimiento de estos.

En la formulación del plan de inversiones, una vez se determinen los circuitos que deben ser intervenidos tanto nuevos como existentes, orientados a mejorar los indicadores de

calidad del servicio es necesario considerar la validación de la presencia de alguna de estas comunidades en el área de influencia que involucra a su vez las franjas de servidumbre sobre las cuales están instalados o se proyectan instalar los activos de nivel 2 del SDL, con el fin de tener claridad en los posibles impactos que traen consigo las actividades de reposición, construcción, operación y mantenimiento de estos y así poder identificar las restricciones de carácter social junto con su análisis cuantitativo y cualitativo de cara a inclusión de dichos aspectos en la elaboración de los modelos económicos del plan de inversiones.

Estas validaciones sobre potenciales restricciones sociales existentes en el área de influencia directa del proyecto se llevan a cabo a través del levantamiento de información primaria básica, obtenida en visitas de campo a los sitios previamente propuestos por el área técnica a partir de la identificación de los circuitos a intervenir, se realizan fotointerpretaciones, se recopilan y revisan en el postproceso de las visitas datos secundarios a partir de sistemas de información geográfica y otras herramientas digitales disponibles, como por ejemplo las que pone a disposición entidades como el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), el instituto geográfico Agustín Codazzi (IGAC) , La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), entre otros.

Las figura 3-6 muestra cómo es posible realizar la validación en escritorio de la presencia de comunidades indígenas a través del sistema de información web dispuesto por la Agencia Nacional de Tierras (ANT) (Agencia Nacional de Tierras , 2022), revisión que tiene validez en la etapa de PDP y formulación del proyecto o proyectos que involucran el plan de inversiones, en aras de poder identificar tempranamente cuales serían las acciones a implementar durante la ejecución de las actividades encaminadas a mejorar los índices de calidad del servicio en el periodo tarifario aprobado por la CREG.

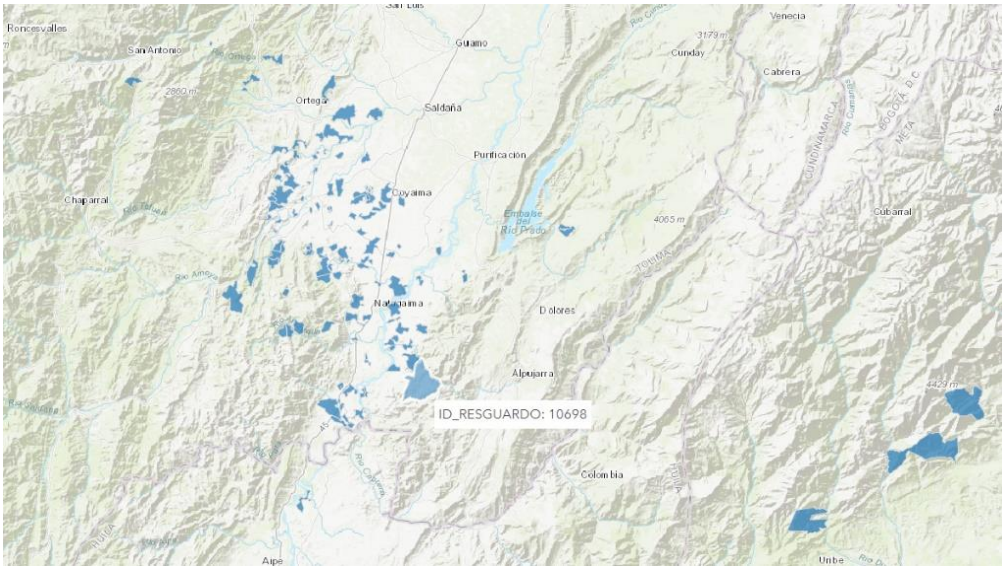


Figura 3-6: Ejemplo de validación de comunidades o resguardos indígenas. **Fuente**: elaboración propia basada en (Agencia Nacional de Tierras , 2022)

En este caso es posible descargar la información geográfica a través de archivos con extensión CSV, KML, ShapeFile, GeoJSON, Geodatabase de archivos; los cuales pueden sobreponerse a los trazados de los circuitos existentes o de los tramos nuevos proyectados según lo indiquen las acciones técnicas relacionadas en cada proyecto, con lo que es posible identificar que se deben realizar gestiones sociales en una o más comunidades.

De otro lado, cualquiera que sea la ubicación de los proyectos, con presencia o no de comunidades vulnerables, es necesario incluir dentro las acciones de intervención de los proyectos las socializaciones de actividades a realizar con las comunidades presentes en su área de influencia, bien sea por que se trate de reponer activos existentes o construir nuevos activos relacionados con el SDL en nivel 2; estas socializaciones con la comunidad acompañadas de la orientación y justificación de los trabajos permiten que a la hora de ejecutar el plan de inversiones se presente una dinámica que permita llevar a cabo las actividades planteadas y con ello el fin exitoso de los proyectos; de no hacerlo se pueden materializar riesgos de oposición a los trabajos por parte de las comunidades, riesgos de seguridad física, relacionamiento, conflicto en el uso de vías de acceso y solicitudes de inversiones sociales adicionales a las proyectadas en el plan de inversión.

Otro aspecto importante a considerar a nivel social es el relacionamiento con las entidades gubernamentales de las zonas en donde se llevarán a cabo las intervenciones objetivo del

plan de inversión, haciéndolas participes desde el inicio en la socialización de las iniciativas que adelanta el OR, la estrecha interacción con estos grupos de interés permiten mantener una comunicación de doble vía y un diálogo asertivo permanente para generar valor compartido en el tiempo; el relacionamiento en este caso es un pilar fundamental, que permite que el OR sea interlocutor relevante, confiable y propositivo con las entidades gubernamentales y regulatorias en pro del desarrollo adecuado no solo del plan de inversiones sino del negocio como tal, cuyos temas de interés son la verificación y cumplimiento de la regulación y la normatividad para el sector, el cumplimiento de la legislación en torno a las funciones de inspección, la vigilancia, control y el apoyo a las iniciativas gubernamentales propuestas y lideradas por los gremios.

Por lo anterior, el objetivo de mantener una comunicación asertiva está orientado a la debida articulación que el OR debe tener con las oficinas de gobernación, alcaldías, planeación municipal, curadurías municipales y demás entidades responsables de expedir licencias o permisos de construcción y velar por el bienestar de las comunidades para el cabal cumplimiento de lo establecido por la CREG respecto a los planes de inversión aprobados al OR.

Hechos como por ejemplo la electrificación rural de zonas campesinas que pueden contar con la posibilidad de realizar acciones sencillas como encender una luminaria, pasan por desapercibido en muchos hogares de Colombia, pero generan una inmensa alegría en algunos rincones del país, donde, por las condiciones geográficas y de acceso, se hace muy difícil llevar infraestructura eléctrica y estas dificultades requieren mayores esfuerzos conjuntos tanto de los operadores de red como de las entidades en pro de materializar las acciones proyectadas contenidas en los planes de inversión

De otro lado y pensando en la ejecución de los proyectos es importante que se generen documentos desde las propias entidades, solicitando al operador de red la intervención en el SDL que sirve los usuarios de sus comunidades, con el fin de que la ejecución de estas actividades y los posibles cortes del suministro que ellas conllevan puedan ser excluidas para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio del OR, como lo indica la resolución CREG 015 de 2018, Capitulo 5 , numeral 5.1.9 Eventos excluidos, literal h (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Con base en los aspectos analizados respecto a las consideraciones de actividades de carácter social dentro de la formulación de los proyectos que conforman el plan de

inversión del OR en función de los índices de calidad del servicio se recomienda tener presente, entre otros, los siguientes costos, relacionados con las actividades propias de índole social y estrategias de mitigación de riesgos de este tipo, que de no considerarse pueden propiciar la materialización de los riesgos y con ello traer como consecuencia el detrimento en las inversiones a realizar por parte del OR dependiendo las comunidades identificadas en el área de influencia de los proyectos:

- Costos de actividades de socialización a las comunidades (alquiler de sitios, refrigerios, transportes, etc.)
- Costos de elaboración de los PMAS
- Costos de actividades de socialización a entidades gubernamentales (alquiler de sitios, refrigerios, transportes, etc.)
- Costos asociados a la gestión de consulta previa
- Costos derivados del plan de compensaciones sociales a comunidades identificadas
- Costos asociados al suministro e instalación de redes internas de las viviendas a electrificar
- Costos de pedagogía de la energía para nuevas familias a electrificar y comunidades con mal índice de pago.

La no inclusión de los costos de estas actividades dentro del modelo financiero utilizado para viabilizar el proyecto puede ocasionar desviaciones económicas significativas en el momento incurrir en estos durante la ejecución del plan de inversión propuesto por el OR.

- **3.6.3 Aspectos Prediales**

Otro de los factores que afecta la PDP y que de igual manera implica restricciones importantes para OR en el momento de ejecutar los proyectos aprobados dentro del plan de inversión, es la carencia de tierra disponible en áreas urbanas y rurales para el establecimiento de la infraestructura eléctrica que compone los activos nuevos del SDL en nivel de tensión 2 así como la gestión o trabajos que se deben realizar sobre la infraestructura existente en cumplimiento de las actividades planteadas, esta limitación es una de tantas que implica soluciones más allá de los programas o aplicaciones de diseño de redes de distribución de energía y sugiere una importante y cuidadosa gestión por parte del equipo de PDP del OR. Restricciones en la disponibilidad de terrenos, su costo, las

regulaciones de uso del suelo (Congreso de Colombia, 1997) , reclamaciones por terrenos con presencia actual de redes de distribución representan un riesgo inminente que juega un papel fundamental en posibilidad de ejecución de los proyectos. (Gönen, 2014).

Teniendo en cuenta lo anterior, con base en las propuestas técnicas establecidas para cada circuito, encaminadas al mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio, es necesario considerar de manera transversal aquellas acciones que sugieren la gestión de los riesgos de tipo predial para el proyecto; para esto se debe desarrollar el proceso de identificación predial del trazado de la línea a intervenir, el cual tiene como finalidad principal evidenciar los resultados obtenidos a partir del análisis de información de tipo secundario, en especial lo que tiene que ver con los folios de matrícula inmobiliaria de los predios que cuentan con antecedente registral y su identificación catastral.

La formulación del plan de inversión no puede dar espera a que se realice una gestión inmediata y completa en cuanto a la adquisición misma de los predios involucrados en los trazados de los circuitos a intervenir, ya que, en esta etapa, el objetivo es proyectar la mayor cantidad de actividades encaminadas a controlar los riesgos en los proyectos que tienen como meta el mejorar los indicadores de calidad del servicio.

Sin embargo, resulta conveniente entonces incluir en la formulación del proyecto la información relacionada a los recursos necesarios para poder llevar a cabo este conjunto de actividades cuando el proyecto aprobado se esté ejecutando; es por esto que para cada uno de los circuitos que involucran acciones dentro del plan de inversión es pertinente el levantamiento de información de potenciales restricciones de carácter predial que hagan presencia dentro del área de influencia de estos, identificando los componentes que caracterizan estas franjas de servidumbre requeridas para establecer los activos asociados a las redes de distribución del SDL en nivel de tensión 2; el análisis de las limitaciones que se pueden presentar para de proyectar correctamente las acciones y los costos derivados de estas en aras de asegurar la viabilidad del proyecto y con ello el cumplimiento regulatorio.

Existen diversos tipos de metodologías para realizar estos análisis de identificación, la figura 3-7 presenta un ejemplo de esquema metodológico propuesto para identificar las acciones prediales adecuadas que se deben involucrar a su vez en los análisis de cara a la formulación del plan de inversión.

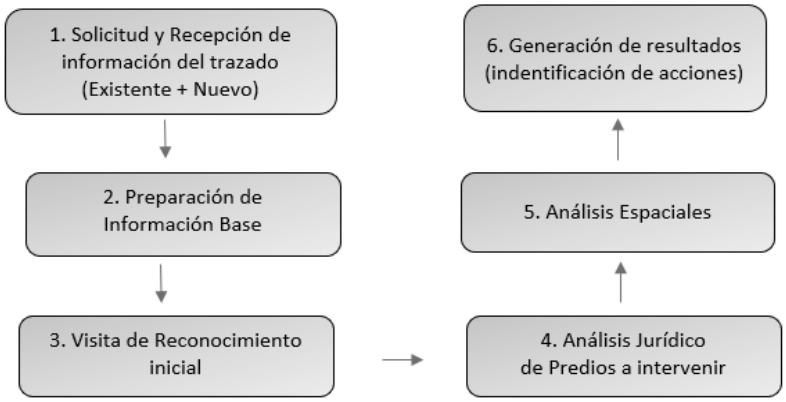


Figura 3-7: Esquema Metodológico - proceso de identificación predial. **Fuente**: Elaboración propia.

En primera instancia se toma como punto de partida la solicitud y recepción de información del trazado del circuito sobre el cual el OR debe proyectar las actuaciones para el mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio; como se ha observado en criterios anteriores, es posible que parte de las actuaciones se tengan que realizar sobre el circuito existente y otra parte se deba realizar sobre extensiones de red completamente nuevas; esta información se puede extraer del sistema de georreferenciación de los activos en la base de datos dispuesta por el OR, complementada con los trazados adicionales que se deban expandir dentro de las soluciones técnicas planteadas.

En la figura 3-8 se puede ver en color rojo el ejemplo del trazado suministrado por el equipo de PDP encargado de la formulación del plan de inversión; Seguidamente se procede con en el proceso de identificación predial sobre los predios localizados en el área de influencia del trazado, con objeto de viabilizar el futuro desarrollo del proyecto a través de la mitigación de los riesgos que se pueden materializar; las fuentes de información utilizadas corresponden a la información secundaria disponible para el caso de cada predio o cada zona en donde se encuentra ubicado, la cual es sintetizada y reorganizada con el fin de confirmar los hallazgos y ampliar el contenido de la información. La información a utilizar en esta etapa se basa en los datos catastrales vigentes y los folios de matrícula inmobiliarias disponibles.

A esta altura cabe resaltar que lo que se requiere a partir de esta información base es poder efectuar una estimación económica preliminar del proceso de legalización de las franjas de servidumbre sobre los predios interceptados por el trazado del proyecto

solicitado y a partir de esto definir su viabilidad o los elementos que se deben tener en cuenta desde la formulación del proyecto para que este sea factible.

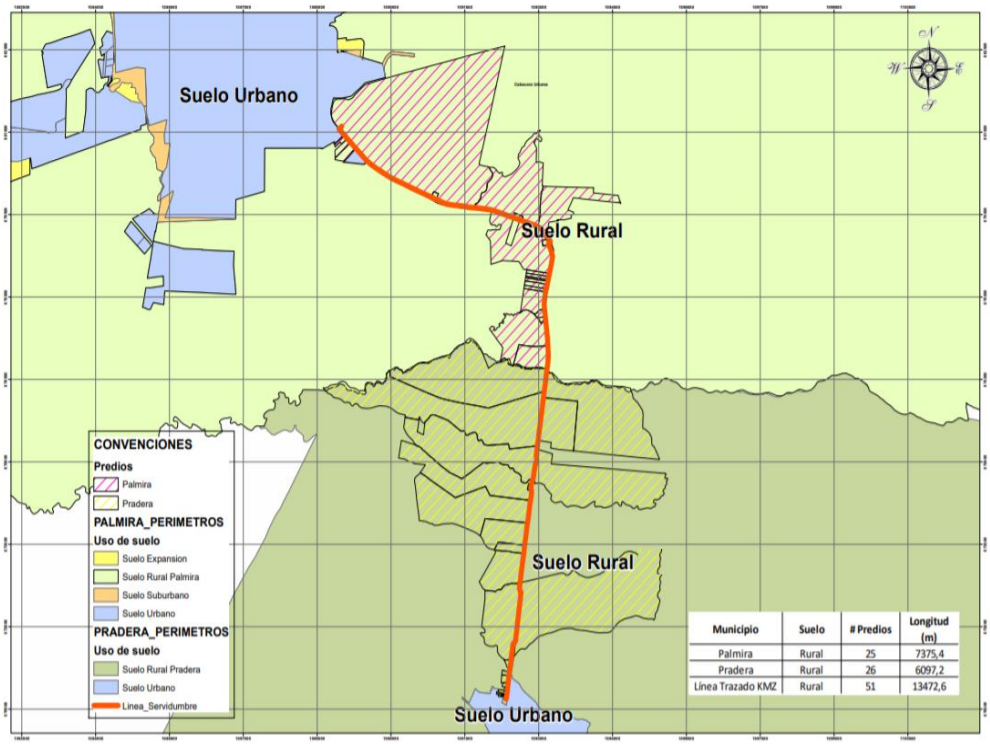


Figura 3-8: Trazado y predios distribuidos entre las zonas geográficas que aplican para la ubicación del proyecto. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022).

Es importante sacar el mayor provecho posible a la información con la que se cuenta de cada circuito como lo es el nivel de tensión, alternativas del trazado, objetivo operativo del proyecto, longitud del circuito, configuración de la red tanto existente como proyectada según los tramos en donde aplique, existencia de redes asociadas a otros circuitos u otros OR, constitución de servidumbre de los tramos existentes del trazado, entre otros; a partir de lo anterior se obtienen resultados preliminares en donde se validan las intercepciones prediales en función de la cantidad de predios que se encuentran distribuidos entre las zonas geográficas que aplican para la ubicación del proyecto, en consecuencia se procede también a realizar una evaluación preliminar de afectaciones, junto con el valor potencial que conllevaría la constitución de estas servidumbres bajo el supuesto que fuera a legalizarse en su totalidad, supuesto que debe ser igualmente depurado pero se toma como punto de partida para valorizar el caso más extremo e ir revisando cuales son los

escenarios más aterrizados a considerar en el costo del proyecto. Se procede entonces a establecer la cantidad de predios que comprende el trazado del circuito eléctrico de nivel de tensión 2 a intervenir en el proyecto, como resultado de la intersección catastral evidenciada entre la información suministrada por el equipo técnico a través de archivos en formato ".kmz" y la información cartográfica oficial disponible del IGAC, permitiendo con esto identificar la cantidad de predios en área rural , área urbana y los municipios a los cuales corresponden.

Dentro de la gestión predial, se realiza un análisis espacial de las ubicaciones, resultante de operaciones y relaciones entre capas de sistemas de información geográfica y consultas a bases de datos oficiales, que permiten evidenciar con seguridad la cantidad de predios afectados por la servidumbre del circuito a intervenir en el proyecto, validando así la manera en la cual se encuentran jurídicamente constituidos y la distribución de la propiedad en función de personas naturales y/o jurídicas. Con lo anterior se establecen de manera preliminar los predios afectados y el área total correspondiente en metros cuadrados, haciendo énfasis en el área afectada por el ancho y largo de la servidumbre y su porcentaje respecto al total de los predios, la tabla 3-9 presenta un ejemplo de la información relevante que se puede manejar en esta etapa de la gestión predial.

Con la información disponible en las bases de datos consultadas y conforme a las disposiciones de cada municipio conforme al tipo de áreas a intervenir, se establecen los valores de avalúo teniendo en cuenta características como ubicación, entorno, uso de suelo de acuerdo con lo establecido en la resolución número 620 de 2008 respecto a los procedimientos para los avalúos según lo dispuesto en la ley (Congreso de Colombia, 1997).

Por otra parte, para efectos del avalúo de los predios se tiene en cuenta de igual manera la clasificación de estos con base en la destinación económica de conformidad con la actividad predominante que se desarrolla en estos , como lo establece el artículo 67 de la resolución 2555 de 1998 emitida por el IGAC, se pueden tener diferentes tipos de destinación como lo son habitacional, industrial, comercial, agropecuario, minero, cultural, recreacional, salubridad, institucional, educativo, religioso, agrícola, pecuario, agroindustrial, forestal, uso público, lote urbanizable, lote urbanizado, lote no urbanizable, servicios especiales, entre otros; cuya incidencia se evidencia en el aspecto económico y fiscal del catastro, esta información se constituye en insumo para la toma de decisiones en

la definición del valor y en la determinación de tarifas de impuesto predial a cargo de los concejos municipales de que trata la Ley 44 de 1990 (Instituto Geográfico Agustin Codazzi, 2007).

Tabla 3-9: Tabla preliminar de afectación predial. **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022)

Código Catastral	Propietario	Avalúo	Área Terreno (m2)	Área Afectada (m2)	Área Afectada (%)
76520000100000000000000000000000	EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO	$ 43.612.000	16.834	535	3,181
76520000100000000000000000000000	MOLANO CRUZ SARA MATILDE	$ 74.265.000	29.177	303	1,037
76520000100000000000000000000000	FIDUBOGOTA AGROGROUP	$ 615.409.000	183.630	1.699	0,925
76520000100000000000000000000000	RODRIGUEZ VASQUEZ SYLVIA	$ 2.727.195.000	900.715	2.158	0,24
76520000100000000000000000000000	AGRICOLA EL PORVENIR LTDA	$ 2.187.842.000	586.729	1.251	0,213
76520000100000000000000000000000	HACIENDA SAN JOSE SA	$ 23.403.577.000	6.360.875	14.133	0,222
76520000100000000000000000000000	FIDUBOGOTA AGROGROUP	$ 1.818.491.000	657.135	2.335	0,355
76520000100000000000000000000000	AGROPECUARIA RIVERA FIGUEROA Y CO	$ 773.966.000	265.896	2.388	0,898
76520000100000000000000000000000	RAMIREZ GIRALDO FRANCISCO	$ 140.757.000	11.916	296	2,486
76520000100000000000000000000000	CASTRO MACEDO SOFIA- DIAZ MACEDO ANA ISABEL	$ 3.284.981.000	1.182.898	5.756	0,487
76520000100000000000000000000000	WILLS VASQUEZ SILVIA	$ 28.494.000	18.879	969	5,135
76520000100000000000000000000000	VASQUEZ WILLS SILVIA-RODRIGUEZ VASQUEZ SYLVIA	$ 55.824.000	10.458	81	0,773
76520000100000000000000000000000	MORALES ROJAS JOSE-MORALES ROJAS CONSTANZA-ESCOBAR MORALES MANUEL	$ 244.107.000	60.940	78	0,128
76520000100000000000000000000000	BARRERO MURILLO OMAR	$ 131.440.000	37.779	95	0,252
76520000100000000000000000000000	LEMA BOTERO ERNESTO-LEMA BOTERO BENJAMIN Y OTROS	$ 53.378.000	18.366	280	1,527
76520000100000000000000000000000	MOLANO CRUZ SARA MATILDE	$ 74.432.000	27.038	284	1,05
76520000100000000000000000000000	MOLANO CRUZ SARA MATILDE	$ 37.215.000	13.249	140	1,059
76520000100000000000000000000000	MORALES LOPEZ BERENICE	$ 74.432.000	27.377	291	1,064
76520000100000000000000000000000	CORDOBA GUEVARA DEISI	$ 111.646.000	38.173	409	1,072
76520000100000000000000000000000	MAYA BALLESTEROS LUZ ANGELA	$ 74.432.000	27.842	302	1,086

Con lo anterior es posible obtener un presupuesto preliminar de negociación para la legalización de las áreas de servidumbre que se pueden presentar, tanto en predios por donde actualmente pasan las redes como en predios en donde se proyecte la expansión de redes nuevas como parte de las alternativas encaminadas a la mejora de los indicadores de calidad del servicio; la idea principal en esta etapa es poder integrar este presupuesto dentro de la valorización del proyecto en aras de un costeo adecuado del mismo.

Dada la etapa preliminar en la que se encuentra el proyecto, en la que hasta ahora se trabaja en la formulación de este, el presupuesto preliminar de negociación para la legalización de las áreas de servidumbre se realiza por analogía bajo el siguiente método de aproximación:

- Se toma como referencia el avalúo catastral, asumiendo que este equivale a menos del 60% del valor comercial de la tierra que, a su vez, se corresponde con el rango de referencia de los presupuestos de negociación de las áreas de paso de servidumbre eléctrica (Departamento administrativo nacional de estadística, 2020).

- Es necesario percatarse con fundamento en las imágenes aéreas abiertas, el área construida señalada en la información catastral y el recorrido de campo realizado por el equipo de apoyo, en qué casos el avalúo general constatado con la información del IGAC en lo que respecta a terreno más construcción, es principalmente del terreno, por las incipientes o nulas mejoras físicas identificadas.

- Una vez constatado que el porcentaje de intervención se realizara sobre terreno con presencia actual o proyección futura de redes de distribución, se debe validar la vocación o destinación que tienen la mayoría de los predios, por ejemplo, agropecuario, agroindustrial, agrícola, etc. y por ende hay que asegurar que no cuentan con construcciones, con lo que el avalúo catastral en la práctica reflejaría el avalúo del terreno. De igual forma, es posible que la única opción en algunos casos es encontrar predios con construcciones significativas que deben ser tenidas en cuenta con una valoración adicional.

A los avalúos de terreno de cada predio bajo las anteriores condiciones se extrae el valor por metro cuadrado y con ello se multiplica por el valor de las cabidas de las áreas de

servidumbre respectivas. En complemento, cuando el mayor peso sobre el avalúo catastral sea de manera evidentemente la construcción presente sobre el terreno se procede en sustitución a imputar montos promedio de valor de la tierra en centro poblado rural y cascos urbanos. La tabla 3-10 presenta un ejemplo del desarrollo del cálculo de las áreas afectadas y montos estimados de negociación para el circuito:

Tabla 3-10: Tabla preliminar de afectación predial. **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de Prefactibilidad, 2022)

Código Catastral	Avalúo	Área Terreno (m2)	Área Afectada (m2)	Área Afectada (%)	Valor Área afectada
76520000100000000000000000000	$ 43.612.000	16.834	535	3,181	$ 1.386.023
76520000100000000000000000000	$ 74.265.000	29.177	303	1,037	$ 771.246
76520000100000000000000000000	$ 615.409.000	183.630	1.699	0,925	$ 5.693.943
76520000100000000000000000000	$ 2.727.195.000	900.715	2.158	0,24	$ 6.534.014
76520000100000000000000000000	$ 2.187.842.000	586.729	1.251	0,213	$ 4.664.832
76520000100000000000000000000	$ 23.403.577.000	6.360.875	14.133	0,222	$ 51.999.567
76520000100000000000000000000	$ 1.818.491.000	657.135	2.335	0,355	$ 6.461.646
76520000100000000000000000000	$ 773.966.000	265.896	2.388	0,898	$ 6.950.949
76520000100000000000000000000	$ 140.757.000	11.916	296	2,486	$ 3.496.379
76520000100000000000000000000	$ 3.284.981.000	1.182.898	5.756	0,487	$ 15.984.765
76520000100000000000000000000	$ 28.494.000	18.879	969	5,135	$ 1.462.527
76520000100000000000000000000	$ 55.824.000	10.458	81	0,773	$ 432.384
76520000100000000000000000000	$ 244.107.000	60.940	78	0,128	$ 312.442
76520000100000000000000000000	$ 131.440.000	37.779	95	0,252	$ 330.522
76520000100000000000000000000	$ 53.378.000	18.366	280	1,527	$ 813.797
76520000100000000000000000000	$ 74.432.000	27.038	284	1,05	$ 781.818
76520000100000000000000000000	$ 37.215.000	13.249	140	1,059	$ 393.251
76520000100000000000000000000	$ 74.432.000	27.377	291	1,064	$ 791.158
76520000100000000000000000000	$ 111.646.000	38.173	409	1,072	$ 1.196.231
76520000100000000000000000000	$ 74.432.000	27.842	302	1,086	$ 807.364
				Total	**$ 111.264.860**

Cabe resaltar que estos criterios de cálculo son preliminares y por ende es muy relevante el conocimiento que tenga el OR respecto a la zona de influencia del proyecto y entra a jugar un papel fundamental el histórico de reclamaciones por servidumbres legalmente no constituidas, en donde sería más factible incluir estos costos para que las actividades no se vean retrasadas por posibles reclamaciones de los propietarios. Esta metodología permite considerar las actividades y los costos asociados dentro de la formulación de los proyectos que integran el plan de inversiones, sobre todo aquellos cuyo objetivo principal es la mejora de los indicadores de calidad del servicio.

Es posible que, en la búsqueda de información predial, el equipo de apoyo a la PDP en la verificación de predios encuentre terrenos que estén involucrados con la ley 1448 de 2011, conocida como la ley de víctimas y restitución de tierras. En Colombia la restitución de tierras, se define como el derecho que tienen las víctimas del conflicto armado de que se les haga devolución de sus predios a causa de haber sido despojadas o haber tenido que abandonar sus terrenos por esta condición, esta restitución no depende de que la persona que realiza la reclamación tiene o no títulos del predio; esta ley pretende devolver la tierra con su respectivo título de propiedad al igual que mejorar las condiciones socioeconómicas de las personas restituidas propendiendo así por una vida más digna. La restitución de tierras es una parte de la reparación integral de la Ley de Víctimas, por lo cual si una persona fue afectada por otro tipo de delitos podrá reclamar la indemnización, la rehabilitación, garantías de satisfacción y garantías de no repetición. (Ministerio de Agricultura, 2022).

La Ley 1448 de 2011 distingue, que la participación de la sociedad civil y del Estado es crucial. Es por esto por lo que el Gobierno debe impulsar la participación ciudadana en todos los procedimientos, incluida la restitución; Según el principio de participación conjunta, la sociedad civil y el sector privado deben ser solidarios, respetar a las víctimas y apoyar a las autoridades en los procesos de reparación Invocando este principio, el Decreto 4829 de 2011 establece que las entidades privadas vinculadas directa o indirectamente con el tema de tierras y aquellas que presten servicios públicos, deben brindar el apoyo que la unidad de restitución solicite (Unidad de restitución de tierras, 2016).

Por lo anterior se hace necesario que el OR involucre dentro de sus análisis prediales la solicitud de concepto a la agencia nacional de restitución de tierras con el fin de validar la viabilidad de las actuaciones que se pretenden realizar sobre los circuitos objeto del plan de inversiones.

Producto de los análisis prediales, es necesario incluir entonces siempre y cuando aplique al circuito a intervenir: los siguientes costos en la etapa de formulación del plan de inversiones:

- Costos asociados a derechos inmobiliarios de servidumbre

- Costos por honorarios notariales y registrales legalización derechos servidumbre
- Costos de gestión predial interna
- Costos de viaje de interventoría
- Costos asociados con avalúos y procesos de imposición de servidumbres
- Costos por trámites ante agencia nacional de restitución de tierras

▪ 3.6.4 Gestión de permisos de ocupación de espacio público

Como pudimos revisar en conceptos anteriores, en Colombia existen normas que deben ser consideradas al momento de proyectar el aprovechamiento de la tierra. Cada municipio tiene la libertad de poder establecer las pautas para el ordenamiento de su región, el uso conveniente del suelo, así como la protección de su patrimonio cultural y ecológico; por tal razón las entidades territoriales encargadas de estas acciones establecen reglas que regulan el uso del suelo, las cuales varían según las clases de este. A estas reglas acuden las autoridades competentes para autorizar, a través de licencias de intervención, determinadas acciones a realizar sobre las diferentes clases de suelo (ver tabla 3-11).

Los planes de ordenamiento territorial (POT) son el conjunto de objetivos, directrices, políticas, estrategias, metas, programas, actuaciones y normas adoptadas para orientar y administrar el desarrollo físico del territorio y la utilización del suelo; los POT se clasifican en tres clases, dependiendo del número de habitantes de los municipios y distritos:

- Planes de ordenamiento territorial: para entidades territoriales con población superior a 100.000 habitantes.

- Planes básicos de ordenamiento territorial: para entidades territoriales con población entre 30.000 y 100.000 habitantes.

- Esquemas de ordenamiento territorial: para entidades territoriales con población inferior a 30.000 habitantes.

Tabla 3-11: Descripción de clases de uso de suelo en Colombia **Fuente:** Elaboración propia basada en (Asociación Nacional de Empresarios de Colombia - ANDI, 2013).

Ítem	Tipo suelo	Descripción
1	Suelo urbano	lo conforman las áreas destinadas a usos urbanos, que cuenten con infraestructura vial y de acceso a servicios públicos domiciliarios, posibilitándose su urbanización y edificación
2	Suelo de expansión urbana	lo conforman las áreas que quieren destinarse en el futuro a usos urbanos, según la ejecución de planes de crecimiento del suelo urbano
3	Suelo rural	lo conforman las áreas no aptas para uso urbano por razones de oportunidad o por el hecho de tener una destinación diferente
4	Suelo suburbano	lo conforman las áreas ubicadas en suelo rural en las cuales se ve cierta urbanización. Por lo tanto, allí se establecen medidas diferentes para regular esas especiales circunstancias.
5	Suelo de protección	lo conforman las áreas que, por sus características, hacen parte de zonas de utilidad pública para la ubicación de infraestructura destinada a la provisión de servicios públicos o zonas de riesgo para asentamientos humanos. Por estas razones, no se permite allí la urbanización.

De otra parte, las licencias urbanísticas se refieren a las autorizaciones que se requieren previamente para poder adelantar obras de urbanización y parcelación de predios, proyectos de construcción y demolición de edificaciones, de intervención y ocupación del espacio público, además para realizar el loteo o subdivisión de predios, expedida por el curador urbano a la autoridad competente según las normas del POT. Las licencias se clasifican en licencias de urbanización, licencias de parcelación, licencias de subdivisión, licencias de construcción, licencias de intervención y ocupación del espacio público. (Asociación Nacional de Empresarios de Colombia - ANDI, 2013).

La licencia de intervención y ocupación del espacio público es aquella a través de la cual las entidades territoriales encargadas, permiten las actuaciones relacionadas con actividades de construcción, modificación y/o ampliación de sistemas o instalaciones, así como de redes mediante las cuales se lleva a cabo la provisión de servicios públicos domiciliarios y de telecomunicaciones, es por esto que el OR del sistema de distribución de energía, dadas las características que presentan los activos de nivel de tensión 2 y debido a la cercanía de los circuitos eléctricos con los centros urbanos, debe considerar la gestión y trámites inherentes a los permisos de intervención y ocupación del espacio

público conforme a las disposiciones de cada entidad, a continuación en la tabla 3-12 se relacionan algunos requisitos que deben anexarse a las solicitudes de este tipo.

Tabla 3-12: Requisitos para solicitud de permisos de ocupación de espacio público en Colombia. **Fuente:** Elaboración propia.

ítem	Descripción
1	Carta de solicitud licencia de ocupación de espacio público
2	Formulario de solicitud diligenciado
3	Documento de identidad representante legal
4	Registro único Tributario (RUT)
5	Certificado de existencia y representación legal
6	Poder especial
7	Descripción del proyecto
8	Planos del diseño del proyecto
9	Matricula profesional Ingeniera apoderada
10	Certificado de vigencia de Matricula profesional
11	Plan de manejo de tránsito (PMT)
12	Registro Fotográfico

Cabe resaltar que dependiendo el municipio se pueden presentar variaciones tanto en el procedimiento como en los requisitos exigidos para el trámite de licencias de intervención y ocupación de espacio público (Asociación Nacional de Empresarios de Colombia - ANDI, 2013), lo mismo puede ocurrir con las pólizas exigidas por cada entidad, cuya expedición puede ser o no solicitada y cuyos gastos deben ser asumidos por el OR en aras de viabilizar y poder iniciar las intervenciones aprobadas asegurando así los recursos de cada municipio; estos trámites traen consigo un tiempo estimado desde su solicitud, pasando por la aprobación hasta la expedición de pólizas, este tiempo depende de cada ente territorial , sin embargo y dependiendo la complejidad es pertinente considerar entre 2 y 4 meses previo al inicio de actividades en la etapa de ejecución del proyecto.

Junto con las acciones anteriormente relacionadas a tener en cuenta en la planeación de los proyectos, el OR debe considerar de igual manera los costos asociados a estos trámites, algunos de los costos que se pueden llegar a presentar son:

- Costos asociados a la validación de sectores que involucren intervención del espacio público
- Costos por trámites de radicación de permisos ante entidades territoriales

- Costos por levantamiento de actas de vecindad (para verificar el estado de activos como vías, andenes, fachadas, etc.)
- Costos asociados a tramites y expedición de pólizas
- Costos por reposición de activos propiedad de los municipios.

- **3.6.5 Gestión de permisos de zona de uso de vías (nacionales, departamentales, concesionadas)**

La gestión de permisos de zona de uso de vía es un trámite similar a las licencias de intervención y ocupación del espacio público, sin embargo, estos trámites están enfocados en poder obtener el permiso, entre otras, para aquellas actividades asociadas con la construcción o reposición de redes de servicios públicos, que involucren el retiro o instalación de postes, canalizaciones a cielo abierto, canalizaciones a través de perforaciones dirigidas, etc. Sobre vías carreteras de orden nacional, departamental o cruces de vías férreas.

De acuerdo en lo dispuesto en la ley 228 de 2008, las vías que conforman el sistema nacional de carreteras o red vial nacional conforme a sus características y criterios técnicos se denominan arteriales o de primer orden, intermunicipales o de segundo orden y veredales o de tercer orden; el ministerio de transporte define cuáles de estas carreteras estarán a cargo del estado, los departamentos o municipios. (Congreso de Colombia, 2008). La franja de retiro corresponde al ancho de la zona de exclusión de las carreteras en las cuales está prohibida la presencia de cualquier construcción nueva o mejoras asociadas a construcciones existentes; la ley 1228 de 2008 establece de igual manera que estas zonas o franjas de retiro obligatorio para las carreteras del sistema nacional de carreteras son, para vías de primer orden: 60 metros, vías de segundo orden: 45 metros y de tercer orden: 30 metros; la mitad de estas medidas debe tomarse a cada lado del eje de la vía (Congreso de Colombia, 2008).

Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario que el equipo encargado de la PDP desde la formulación de los proyectos, realice una validación de la presencia de vías nacionales, departamentales o concesionadas tanto carreteras como férreas al igual que su categoría; tomando como referencia los trazados con la información geográfica de los circuitos a intervenir y realizando una superposición con los sistemas de información geográfica disponibles en aras de tener en cuenta los requerimientos de las entidades encargadas de administrar las vías y facilitar la toma de decisiones en cuanto a las actividades que integran los planes de inversión. La figura 3-9 corresponde a la imagen de uno de los

sistemas de información disponibles en Colombia cuya finalidad es integrar la información geográfica de los procesos relacionados con el instituto nacional de vías (INVIAS), como inventario vial, condiciones de la vía, accidentes, emergencias entre otros, e información de otras entidades del sector como la agencia nacional de infraestructura (ANI) y el Ministerio de Transporte, con el fin de proveer un Sistema de Información Geográfica que apoye el proceso de toma de decisiones. (Intituto nacional de vías - INVIAS, 2022).

Figura 3-9: Sistema de información Geográfica INVIAS. **Fuente**: elaboración propia basada en (Intituto nacional de vías - INVIAS, 2022).

Estas herramientas permiten añadir los datos que contienen la información de los trazados de los circuitos eléctricos a intervenir, en formatos Shape, CSV, GPX, Geo Json, KML entre otros, con el fin de poder verificar la presencia de vías sobre el trazado y proyectar la necesidad de obtención de permisos o licencias.

Otro trámite que puede surgir luego de la superposición del trazado de los circuitos sobre el sistema geográfico del sistema nacional de carreteras es la necesidad de cierre de vías, para esto se debe solicitar un permiso especial mediante el cual se autoriza el cierre de estas durante cierto periodo de tiempo por uno o varios tramos a lo largo de la vía, con motivo del desarrollo de las obras de reposición o expansión de redes de distribución en nivel de tensión 2 en el marco de la ejecución de los planes de inversión aprobados; dentro de los requisitos que se deben presentar ante las entidades encargadas de administrar y expedir los permisos y licencias se encuentran entre otros los relacionados en la tabla 3-13.

Tabla 3-13: Requisitos para solicitud de permisos de ocupación zona de uso de vía. **Fuente:** Elaboración propia.

Ítem	Descripción
1	Carta de solicitud incluyendo puntos de referencia
2	Registro fotográfico
3	Planos de localización en planta y perfil
4	Descripción técnica de los trabajos a realizar
5	Presupuesto obra objeto del permiso (equipos, materiales, mano de obra)
6	PMT
7	Cronograma de ejecución de las obras
8	Objeto y localización de la solicitud del permiso
9	Licencia ambiental (en caso de requerirla el proyecto)
10	Oficio dirigido a la Policía de carreteras y respuesta viabilizando el cierre de la vía (cuando aplique)

El OR entrara en la recolección de estos requisitos en el momento de iniciar la ejecución del plan de inversión, no obstante, es importante relacionarlos ya que para la formulación del plan es pertinente tener en cuenta los siguientes costos asociados:

- Costos derivados de la contratación de terceros para la validación de sectores que involucren intervención franjas de uso de vía.
- Costos derivados de levantamiento de información adicional y elaboración de planos y presupuestos.
- Costos por levantamiento de actas de vecindad (para verificar el estado de activos como vías, andenes, fachadas, etc.).
- Costos asociados a tramites y expedición de pólizas.
- Costos por reposición de activos presentes en la franja de uso de vía.
- Costos por elaboración de plan de manejo de tránsito y señalización.
- Costos por posibles tarifas adicionales en la ocupación de las franjas de zona de vía.

3.7 Síntesis

En este capítulo se llevó a cabo la revisión de los principales aspectos a tener en cuenta durante la etapa de PDP vistos desde la literatura, el estado del arte, la normatividad

aplicable, así como del comportamiento histórico examinado desde la operación y mantenimiento de este tipo de sistemas en Colombia; además se resalta la importancia de la inclusión de estos conceptos en la proyección para la atención de la demanda de los OR en el contexto colombiano. Lo anterior enfocado en el involucramiento de métodos, factores de riesgo y otros conceptos relacionados que permiten determinar un conjunto de criterios validos que inciden positivamente sobre el comportamiento de los indicadores de calidad del servicio al ser implementados en los planes de inversión de los OR, partiendo de la evaluación que se realiza a la operación del SDL y la definición de las acciones técnicas a involucrar.

De los conceptos revisados en este capítulo se resaltan:

- A partir del análisis de riesgos, durante en la etapa de PDP es posible determinar ciertos aspectos o criterios a considerar en la elaboración de los proyectos orientados tanto a la expansión como a la reposición de los activos que componen el SDL en el nivel de tensión 2, así como a aquellos que incluyen actividades encaminadas a la flexibilización y automatización de dicho sistema, estos criterios son analizados de manera individual; los criterios analizados inician con la validación los indicadores de calidad del servicio del OR mediante los esquemas de regulación establecidos para poder determinar la priorización adecuada con base en el aporte significativo a la desmejora de los indicadores; una vez se tiene ubicado el circuito o circuitos a intervenir es necesario identificar las interrupciones y sus causas para poder definir las acciones técnicas a implementar así como los criterios complementarios que se derivan respecto a aspectos ambientales, sociales y los diferentes usos de suelo con sus trámites respectivos.

- Cada OR es el responsable de los cálculos de los indicadores de calidad del servicio, esta información será sometida al proceso de liquidación y administración ejecutado por el LAC previo al cálculo del ingreso regulado de los OR.

- La información de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos ocurridos sobre cada uno de los circuitos que componen el SDL permiten al OR a su vez el poder determinar la muestra efectiva sobre la cual debe enfocar las actividades

operativas y su proyección adecuada a través de la formulación de la PDP en cuestión.

- Se pudo validar que el 80% del costo asociado al SDL tiene que ver con los inconvenientes que este presenta respecto a confiabilidad de sus clientes, una PDP adecuada , que involucre tanto el diseño como los métodos de implementación y operación futura del SDL pueden asegurar el cumplimiento de los compromisos regulatorios y la rentabilidad de los OR.

- La evaluación de las causas y cantidad de los eventos de interrupción sostenida que se presentan sobre el SDL es una actividad critica de cara al establecimiento de alternativas de solución ya que a partir de dicha evaluación se iniciará el proceso de PDP en el que se proyectará la implementación de acciones técnicas que permitan mitigar las causas establecidas.

- Acciones trasversales a considerar en la PDP del orden ambiental, adquisición de servidumbres, relacionamiento con grupos de interés, gestión de permisos de ocupación de espacio público y viales son igual de valiosas a las acciones de tipo eléctrico proyectadas a realizar sobre el SDL ya que estas pueden llegar a definir el cumplimiento de las metas regulatorias y el aseguramiento de la rentabilidad de las inversiones realizadas por el OR.

4. Caso de Estudio

En este capítulo se desarrollará un caso de estudio en el cual se identifica el comportamiento de los indicadores de calidad del servicio bajo los esquemas actuales de gestión, para luego realizar un análisis del involucramiento en la etapa de planeación de acuerdo con los criterios definidos en el capítulo 3 y así poder realizar la formulación del plan de inversión de cara a la CREG.

Teniendo en cuenta lo anterior se validará un caso de estudio real para el OR Celsia Colombia S.A. E.SP. quien en Colombia opera los SDL en los departamentos de Valle del Cauca y Tolima; este OR cuenta con 170 subestaciones de distribución y 43.415 kilómetros de redes de distribución, sobre las cuales se realizan inversiones de forma permanente, las cuales están orientadas en mantener y mejorar los indicadores de calidad del servicio en concordancia a lo establecido en la resolución CREG 015 del año 2018.

La tabla 4-1 contiene la información correspondiente a 5 circuitos del OR Celsia Colombia S.A. E.S.P., asociada tanto a las características como a los indicadores de calidad del servicio consolidados para el año 2020, en donde se evidencia el aporte significativo de cada uno de estos circuitos al incumplimiento de los índices de calidad del servicio según su meta establecida en el año, con estos datos se pretende analizar el comportamiento de cada circuito según los esquemas o criterios de PDP que se tuvieron en cuenta en los periodos o vigencias anteriores en línea con lo establecido en el plan de inversiones presentado y aprobado por la CREG para el periodo tarifario 2019 - 2023.

Como se puede observar en la tabla 4-1, todos los circuitos relacionados corresponden al nivel de tensión 2 (13,2 kV) del SDL del OR Celsia Colombia S.A. E.S.P., lo cual está alineado con el enfoque del presente trabajo teniendo en cuenta que históricamente se ha identificado que es en este nivel de tensión que se presenta un gran porcentaje de las fallas del sistema, fallas que a su vez influyen activamente en el comportamiento de los indicadores de calidad del servicio y por tal motivo se ha elegido este segmento del sistema para ser el objeto del análisis.

Tabla 4-1: Información Circuitos Celsia Colombia S.A. E.S.P. año 2020. **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022)

Ítem	Circuito	Tensión (kV)	Longitud (km)	Usuarios	SAIFI	Meta SAIFI	SAIDI	Meta SAIDI	Daños	Meta daños
1	Villa Colombia	13,2	159	3.222	0,1086	0,1129	0,1992	0,1849	356	319
2	Jamundí 3	13,2	75	10.505	0,1822	0,035	0,3068	0,1416	186	80
3	Nima Cto 12	13,2	34	1.250	0,146	0,0558	0,1603	0,0589	176	210
4	Rio Claro	13,2	196	8.643	0,1099	0,3074	0,2019	0,2568	384	352
5	Caicedonia	13,2	48	7.662	0,1102	0,0845	0,0917	0,085	184	156

A continuación, se presenta información complementaria a la tabla 4-1, de cada uno de los circuitos objeto del presente análisis, de la cual se espera obtener una mayor claridad en los aspectos a tener en cuenta en función de la priorización y optimización de los recursos que lleguen a integrar el plan de inversiones, y a su vez permita poder realizar el estudio más detallado de dicha priorización.

4.1 Definición de los circuitos a intervenir

4.1.1 Circuito No 1: Circuito Villa Colombia - 13,2 kV

Cómo se relaciona en la Tabla 4-1 y se puede evidenciar igualmente en la figura 4-1, el circuito Villa Colombia presenta una tensión de operación a 13,2 kV; en un 100% en configuración abierta convencional, cuenta con una extensión total de 159 kilómetros, cuyos activos se encuentran instalados en un área con características netamente rurales, a través de los cuales se presta el servicio a 3.222 usuarios.

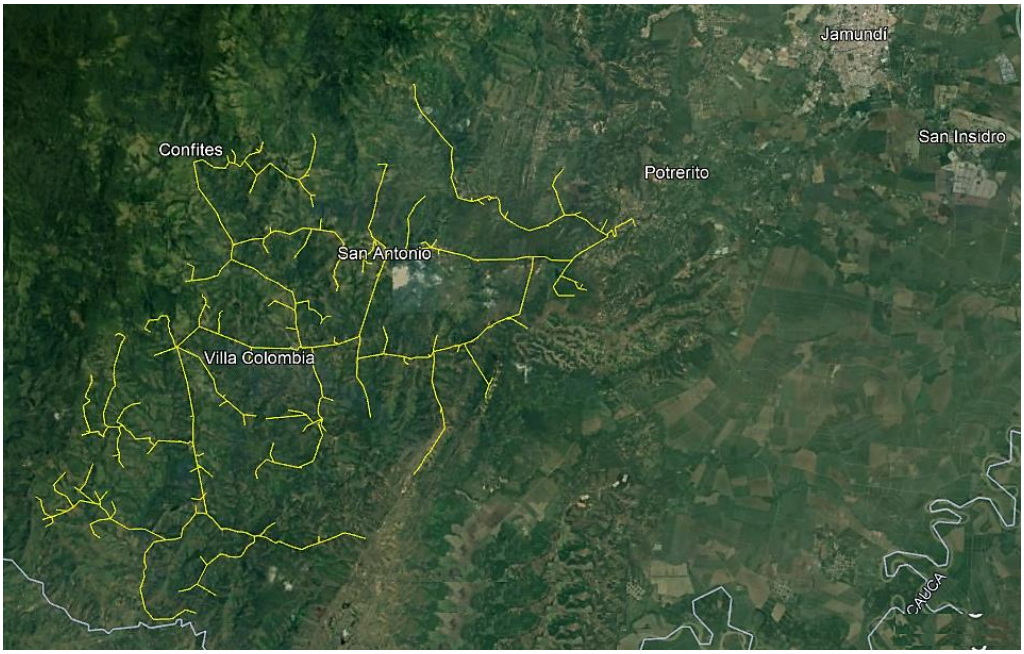


Figura 4-1: Ubicación geográfica circuito Villa Colombia 13,2 kV. **Fuente**: elaboración propia.

En cuanto al indicador de calidad SAIFI, este circuito no cumple con las metas anuales planteadas por el OR, a continuación, se presentan las figuras 4-2 y 4-3 a través de las cuales se puede observar el comportamiento mensual y acumulado de este indicador para el año 2020.

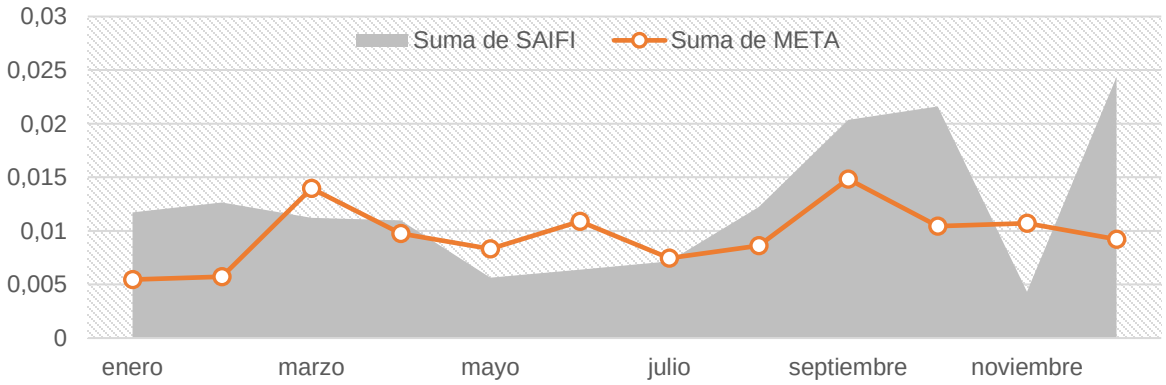


Figura 4-2: Comportamiento indicador SAIFI circuito Villa Colombia año 2020. **Fuente:** Elaboración propia.

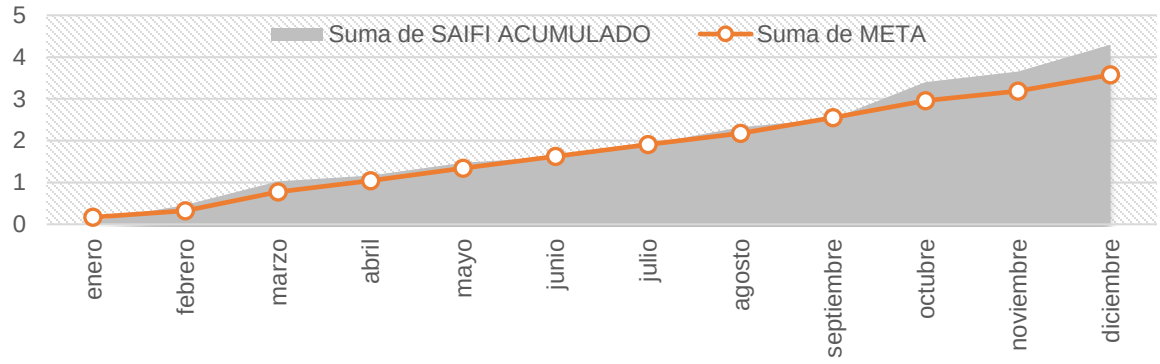


Figura 4-3: Comportamiento indicador SAIFI acumulado del circuito Villa Colombia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022)

Sobre el comportamiento mensual del indicador SAIFI para el circuito Villa Colombia 13,2 kV, según las figuras 4-2 y 4-3, se evidencia que, en gran parte del año 2020, el indicador estuvo por encima de la meta planteada; con un agravante marcado en los meses de septiembre, octubre y diciembre de ese año, en los cuales se presentaron picos, o incrementos significativos. Por otro lado, respecto al indicador acumulado se puede observar que el comportamiento del SAIFI desde principio hasta el final del año estuvo por encima de la meta establecida.

En cuanto al indicador de calidad SAIDI, tal como se pudo ver en la Tabla 4-1, este circuito tampoco cumple con las metas planteadas por el OR, a continuación, se presentan las figuras 4-4 y 4-5, a través de las cuales se puede observar el comportamiento mensual y acumulado de este indicador para el año 2020.

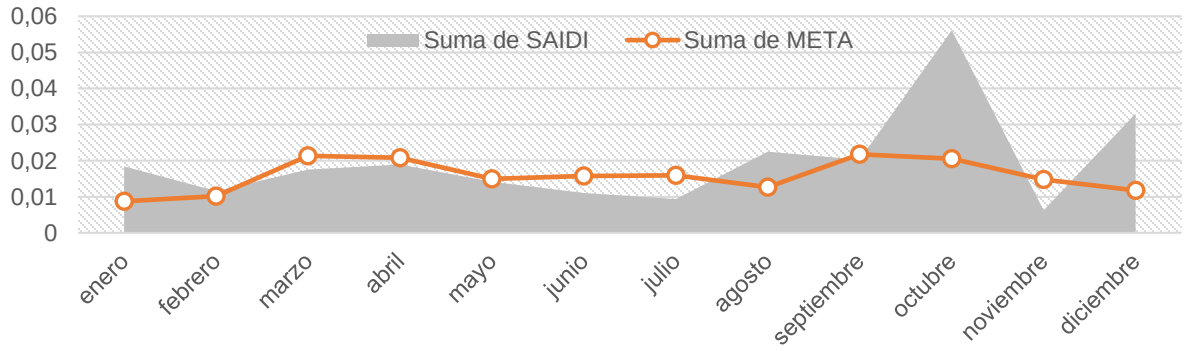


Figura 4-4: Comportamiento indicador SAIDI circuito Villa Colombia año 2020. **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

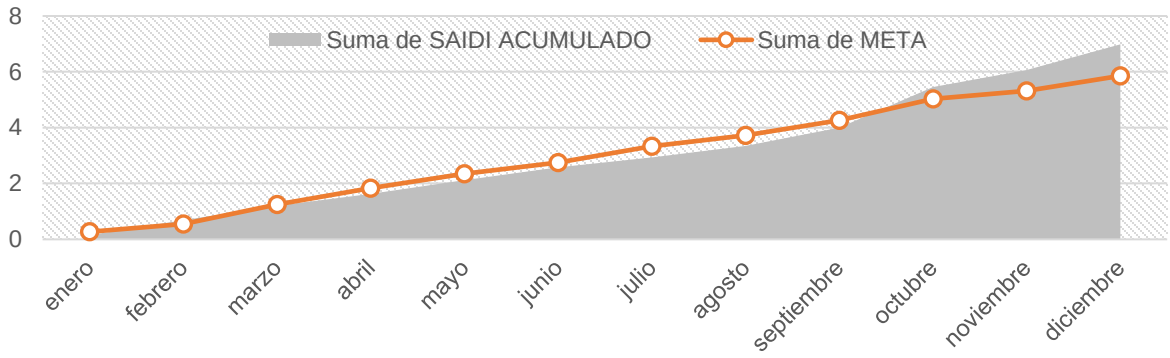


Figura 4-5: Comportamiento indicador SAIDI acumulado del circuito Villa Colombia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022)

En cuanto al comportamiento mensual del indicador SAIDI, según las figuras 4-4 y 4-5, podemos analizar que, en meses como marzo, julio y noviembre el indicador cumplió con la meta establecida, pero, el resto del año estuvo por encima de la meta, también se presenta un gran incremento en el mes de octubre y otros no tan pronunciados en los meses de agosto y diciembre de 2020 que de cualquier manera afectan notablemente el acumulado anual del indicador para este circuito. En cuanto al acumulado anual podemos ver que el comportamiento del indicador durante el gran parte del año 2020, exactamente hasta el mes de septiembre, venia presentando un incremento con una pendiente constante y muy cercano a la meta, pero debido al pico presentado en el mes de octubre, este tuvo un incremento significativo para finales del año.

Las afectaciones e incumplimientos en las metas de los indicadores SAIFI y SAIDI se presentaron debido a los daños que impactaron los activos asociados a las redes de distribución del circuito; la cantidad y catalogación de los daños registrados en el circuito Villa Colombia para el año 2020 se pueden validar en la figura 4-6.

Para el año 2020 las fallas más recurrentes o que se presentaron con mayor frecuencia sobre el circuito villa Colombia 13,2 kV fueron atribuidas a la alta vegetación presente sobre el trazado del circuito con 127 daños, seguida de descargas atmosféricas con 123 daños, fallas en la red secundaria con 29 daños, conexiones flojas con 16 daños, pararrayos en mal estado y fallas en transformadores de distribución con 10 daños cada una, puentes averiados con 9 daños, causas desconocidas con 8 daños (debido a la imposibilidad de verificación en terreno de cual pudo haber sido el motivo de las fallas por parte de las

cuadrillas de mantenimiento del OR que atendieron los incidentes en terreno), y líneas reventadas por obsolescencia con 5 daños; estos daños significan tanto cortes en el servicio, ya sea por las causas mismas de la falla o por la necesidad de realizar maniobras y/o desconexiones en el SDL para la solución de estas.

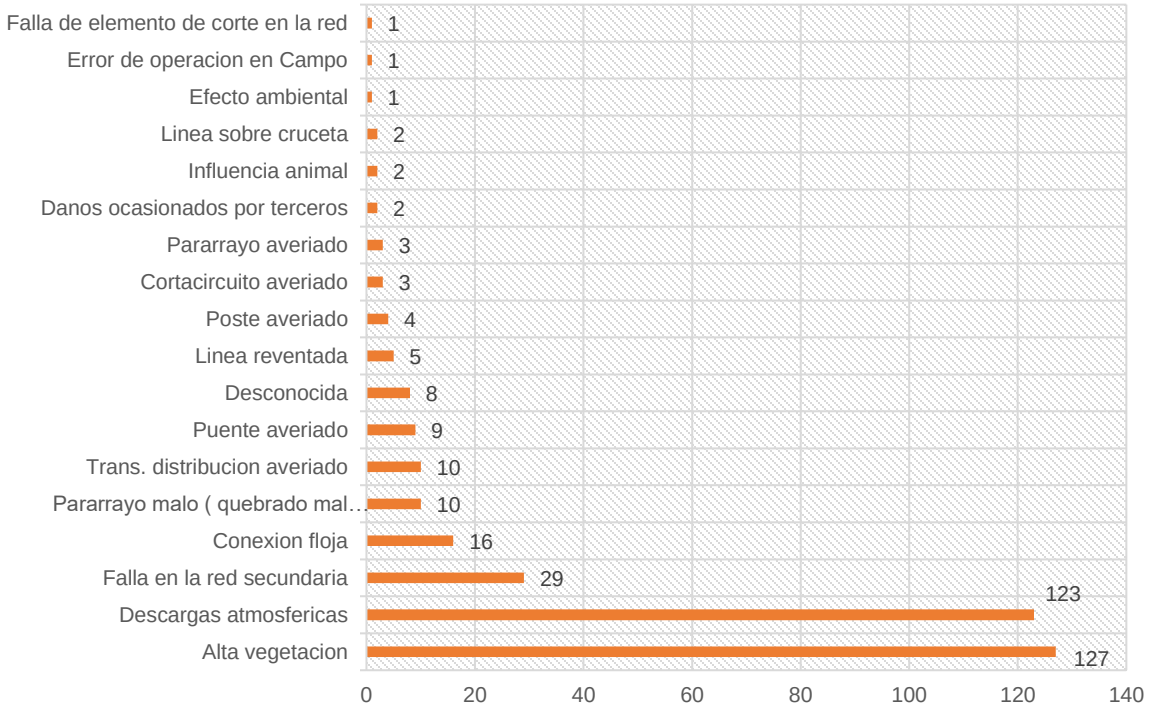


Figura 4-6: Cantidad y tipo de daños circuito Villa Colombia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

En cuanto a la cantidad de daños presentados en el circuito villa Colombia 13,2 kV durante el año 2020, la figura 4-7 muestra que la meta de daños del circuito planteada por el OR no fue cumplida; si bien en los meses de abril a junio, y de octubre a noviembre, la cantidad de daños del circuito estuvo por debajo de la meta, los picos presentados en los meses de febrero, julio y diciembre causaron que la cantidad de daños sobrepasara la meta general anual, como se relacionó inicialmente en la tabla 4-1.

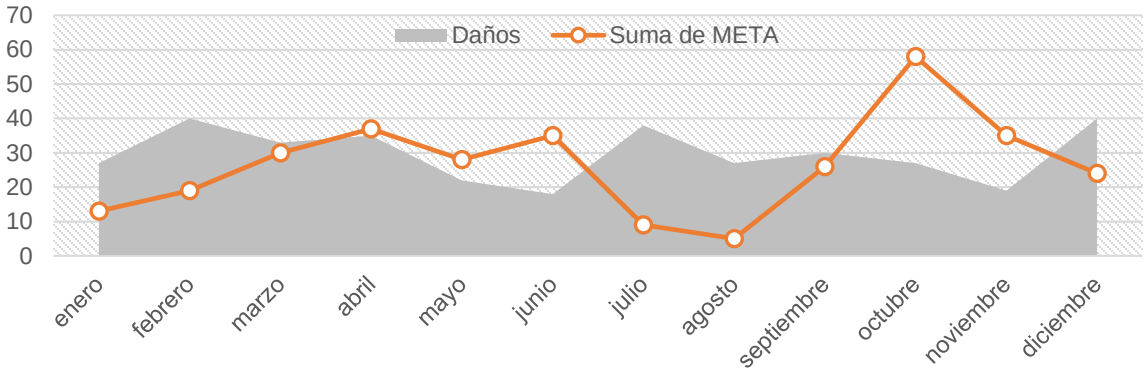


Figura 4-7: Comportamiento daños circuito Villa Colombia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

4.1.2 Circuito No.2: Circuito Jamundí 3 - 13,2 kV

El circuito Jamundí 3 presenta una tensión de operación a 13,2 kV; cuenta con una extensión total de 45 kilómetros de longitud (ver figura 4-8), en un 100% en configuración abierta convencional cuyos activos de distribución se encuentran instalados en un área con características netamente urbanas, a través de los cuales se presta el servicio a 10.505 usuarios.

Figura 4-8: Ubicación geográfica circuito Jamundí 3 - 13,2 kV. **Fuente**: Elaboración propia.

En cuanto al indicador de calidad SAIFI, este circuito no cumple con las metas regulatorias propuestas por el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P.; las figuras 4-9 y 4-10 presentan el comportamiento del indicador SAIFI en el año 2020.

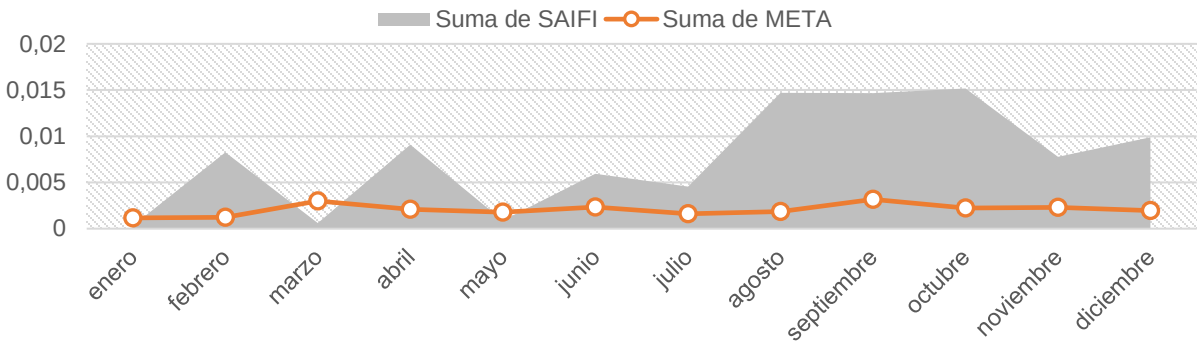


Figura 4-9: Comportamiento indicador SAIFI circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

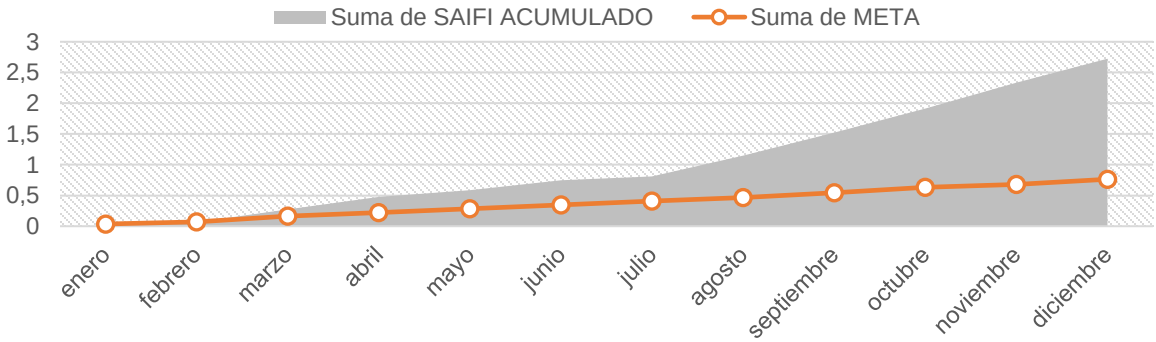


Figura 4-10: Comportamiento indicador SAIFI acumulado circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

Según las figuras 4-9 y 4-10, la mayor parte del año 2020 el indicador SAIFI estuvo por encima de la meta propuesta; reportando aumentos significativos en los meses de julio a noviembre y unos menos notables, puntualmente en los meses de febrero y abril, estos afectaron seriamente tanto el aporte mensual como el acumulado del indicador anual, respecto a la calidad del servicio del circuito.

Por otra parte, el indicador de calidad SAIDI para el circuito Jamundí 3 presentó igualmente una desviación bastante significativa respecto a las metas regulatorias propuestas por el

OR Celsia Colombia S.A. E.S.P. las figuras 4-11 y 4-12 muestran que el comportamiento del circuito respecto a la duración de los eventos fue realmente deficiente sobre todo en meses como febrero y junio , y en general con un comportamiento elevado a lo largo del año , lo que representa una desmejora acelerada y progresiva en la calidad del circuito de mantenerse las condiciones actuales de operación.

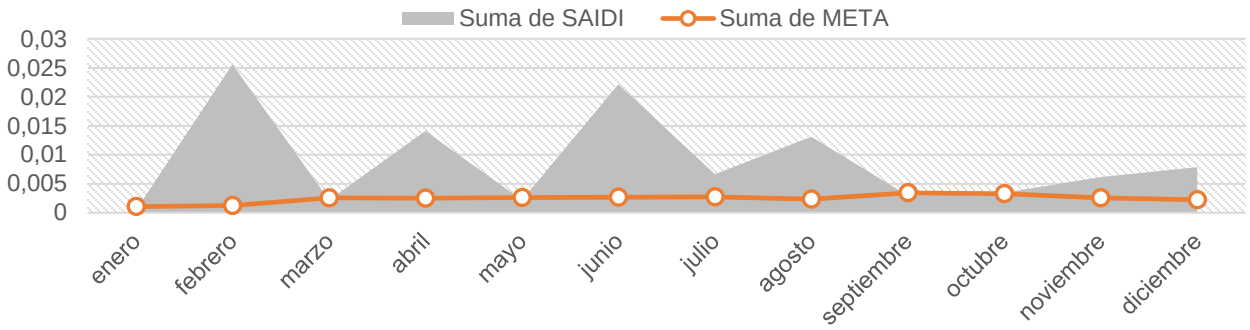


Figura 4-11: Comportamiento indicador SAIDI circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

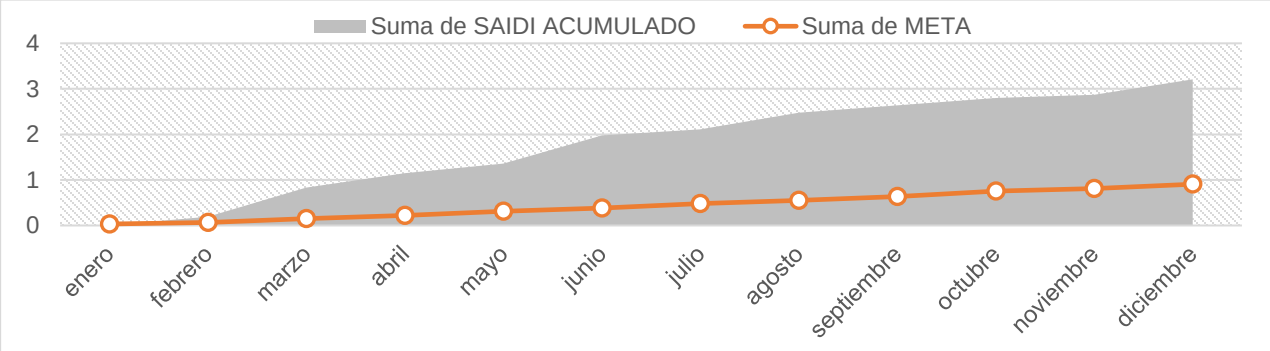


Figura 4-12: Comportamiento indicador SAIDI acumulado circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022)

Las afectaciones e incumplimientos en las metas de los indicares SAIFI y SAIDI para el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV se presentaron debido a los daños que impactaron los activos asociados a las redes de distribución del circuito; la cantidad y caracterización de los daños registrados en el año 2020 se pueden validar en la figura 4-13.

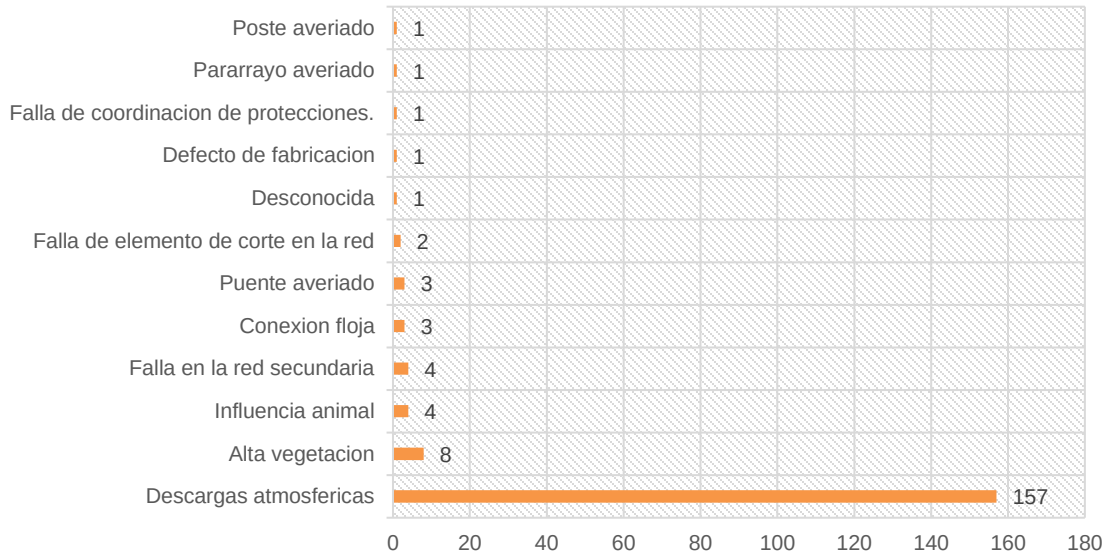


Figura 4-13: Cantidad y tipo de daños circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

Para el año 2020 las fallas más recurrentes o que se presentaron con mayor frecuencia sobre el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV fueron atribuidas a descargas atmosféricas con 157 daños, seguidas por alta vegetación con 8 daños, y por debajo de 4 daños lo que fueron fallas en elementos de corte, fallas en la red secundaria, conexiones flojas, puentes averiados, influencia animal, causas desconocidas (debido a la imposibilidad de verificación en terreno de cual pudo haber sido el motivo de las fallas por parte de las cuadrillas de mantenimiento del OR que atendieron los incidentes en terreno), y defectos de fábrica de aislamientos; estos daños significan tanto cortes en el servicio, ya sea por las causas mismas de la falla o por la necesidad de realizar maniobras y/o desconexiones en el SDL para la solución de estas.

En cuanto a la cantidad de daños presentados en el circuito Jamundí 3 - 13,2 kV durante el año 2020, la figura 4-14 muestra que la meta de daños del circuito establecida por el OR para el cumplimiento de los indicadores de calidad no fue alcanzada; se presentaron picos de daños, sobre todo en los meses de febrero, abril, noviembre y diciembre que influyeron en el incumplimiento general de la meta de 80 daños (ver tabla 4-1), con la que se esperaba aportar favorablemente al cumplimiento de los indicadores de calidad del servicio.

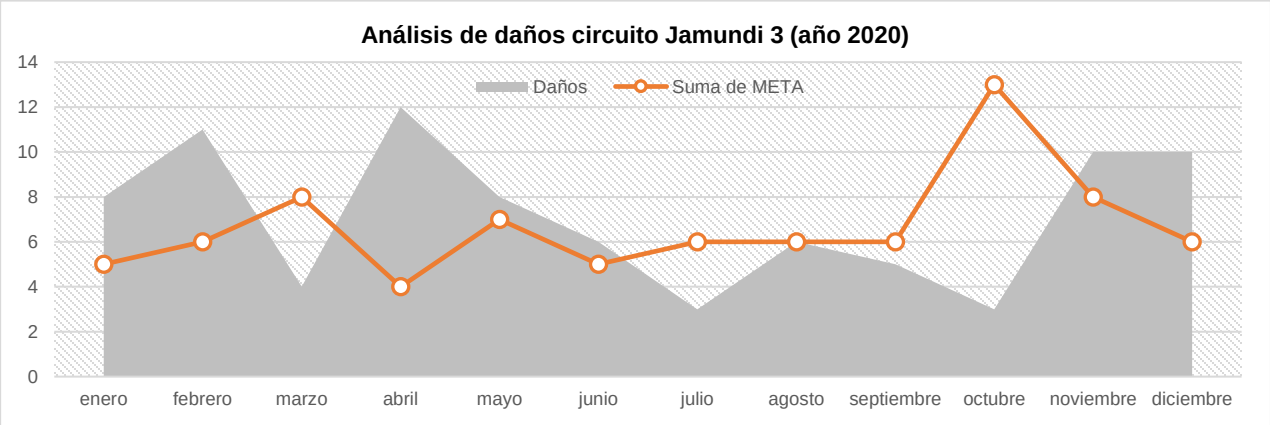


Figura 4-14: Comportamiento daños circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

4.1.3 Circuito No 3: Circuito Nima 12 - 13,2 kV

El circuito NIMA 12 presenta una tensión de operación a 13,2 kV; cuenta con una extensión total de 34 kilómetros de longitud (ver figura 4-15), 100% en configuración abierta convencional, cuyos activos de distribución se encuentran instalados en un área con características rurales, a través de los cuales se presta el servicio a 1.250 usuarios.

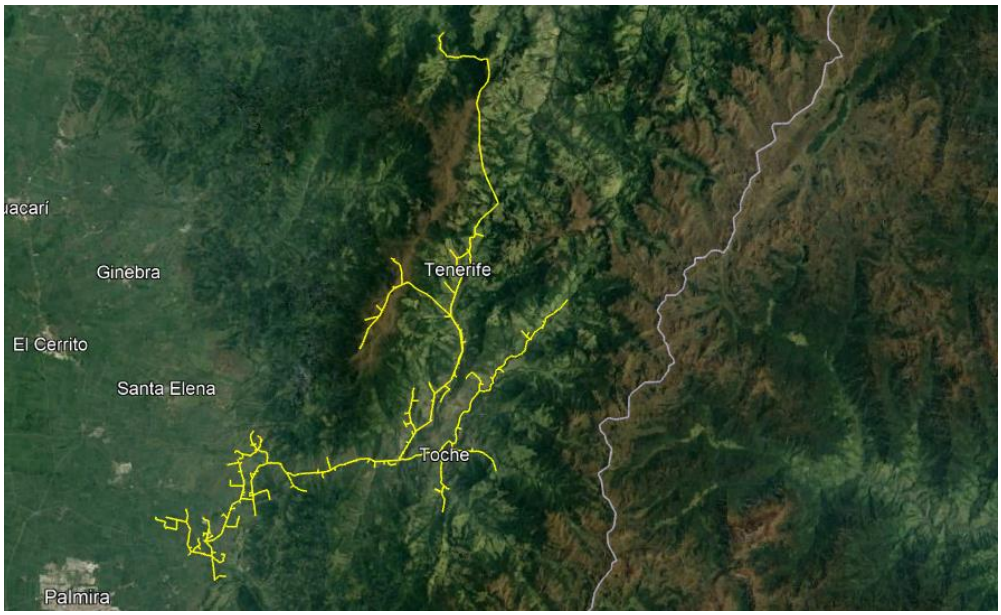


Figura 4-15: Ubicación geográfica circuito Nima 12 - 13,2 kV. **Fuente**: Elaboración propia.

En cuanto al indicador de calidad SAIFI, este circuito no cumple con las metas regulatorias propuestas por el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P.; las figuras 4-16 y 4-17 presentan el comportamiento del indicador SAIFI en el año 2020.

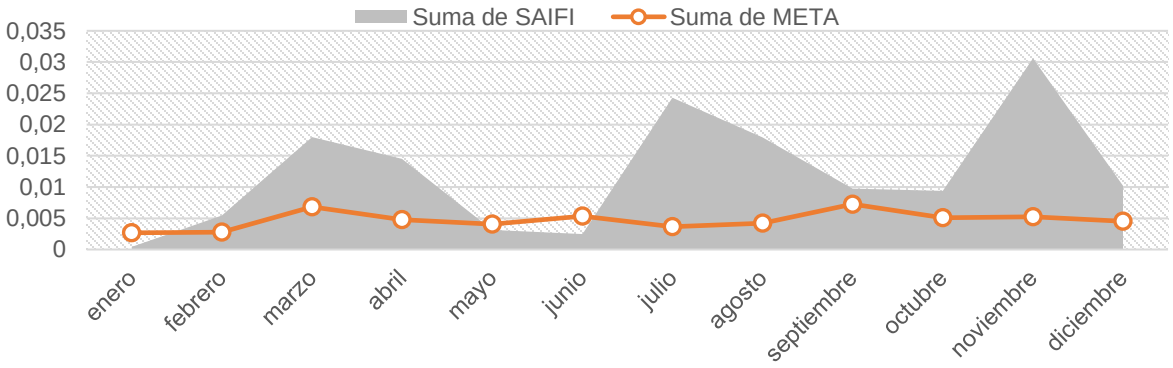


Figura 4-16: Comportamiento indicador SAIFI circuito Nima 12 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

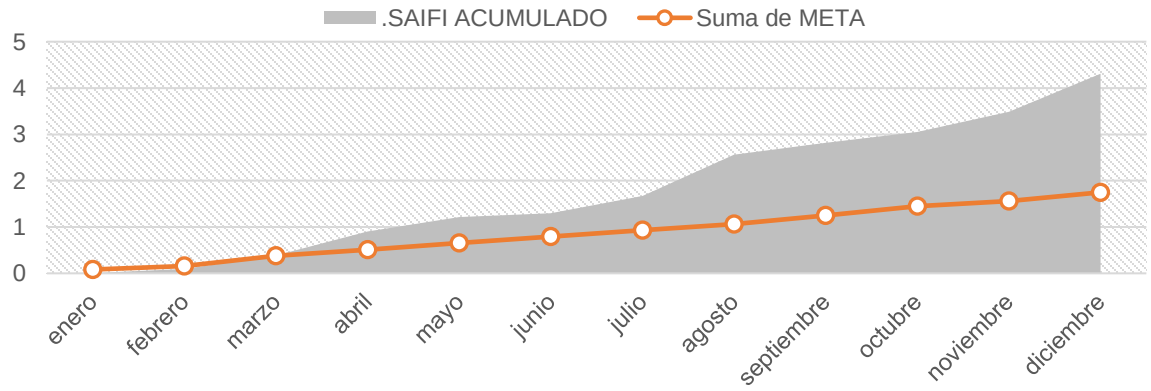


Figura 4-17: Comportamiento indicador SAIFI acumulado del circuito Nima 12 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

Según las figuras 4-16 y 4-17, la mayor parte del año 2020 el indicador SAIFI estuvo por encima de la meta propuesta; reportando las desviaciones más significativas en los meses de febrero, julio y noviembre, estos afectaron seriamente tanto el aporte mensual como el acumulado del indicador anual, respecto a la calidad del circuito.

El indicador SAIDI para el circuito NIMA 12 presentó igualmente una desviación bastante significativa respecto a las metas regulatorias propuestas por el OR Celsia Colombia S.A.

E.S.P., las figuras 4-18 y 4-19 muestran que el comportamiento del circuito respecto a la duración de los eventos fue realmente deficiente sobre todo en meses como abril, mayo, junio y diciembre, lo que impacta seriamente la calidad del circuito bajo las condiciones de operación existentes en el momento.

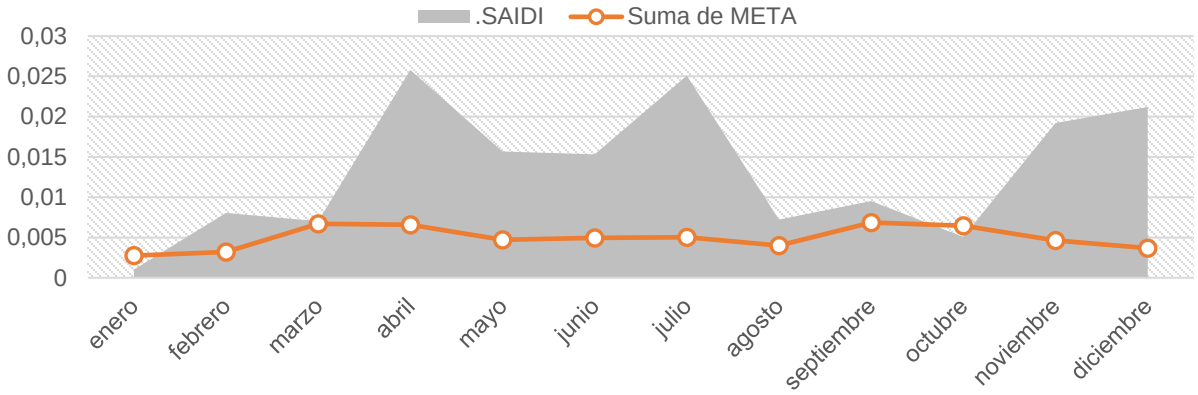


Figura 4-18: Comportamiento del indicador SAIDI para el circuito Nima 12 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

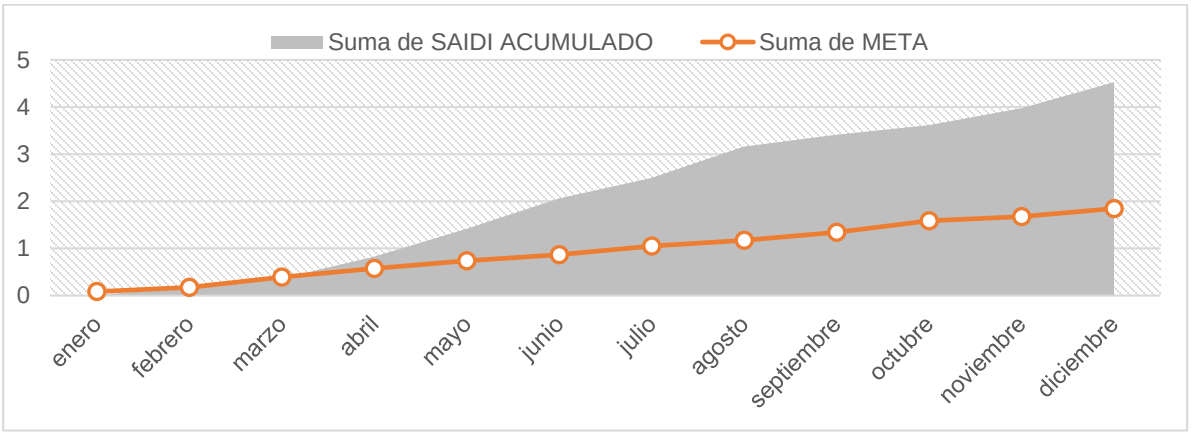


Figura 4-19: Comportamiento del indicador SAIDI para el circuito Nima 12 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

Las afectaciones e incumplimientos en las metas de los indicares SAIFI y SAIDI para el circuito NIMA 12 – 13,2 kV se presentaron debido a los daños que impactaron los activos asociados a las redes de distribución del circuito; la cantidad y caracterización de los daños registrados en el año 2020 para este circuito se pueden validar en la figura 4-20.

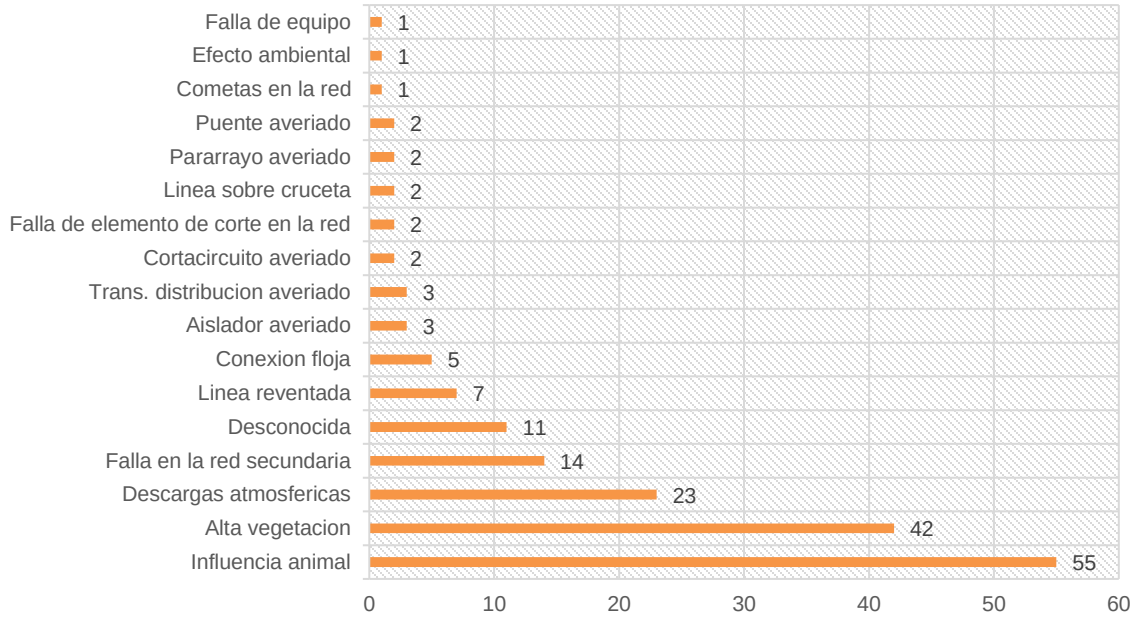


Figura 4-20: Cantidad y tipo de daños circuito Nima 12 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

Para el año 2020 las fallas más recurrentes o que se presentaron con mayor frecuencia sobre el circuito NIMA 12 - 13,2 kV, fueron atribuidas a influencia animal con 55 daños, seguidas por alta vegetación con 42 daños, descargas atmosféricas con 23 daños, fallas en la red secundaria con 14 daños, 11 debido a causas desconocidas por la imposibilidad de verificación en terreno de cual pudo haber sido el motivo de las fallas por parte de las cuadrillas de mantenimiento del OR que atendieron los incidentes en terreno; 7 por líneas reventadas y 5 o menos por daños por conexiones flojas, aisladores averiados o transformadores de distribución; estos daños significan tanto cortes en el servicio, ya sea por las causas mismas de la falla o por la necesidad de realizar maniobras y/o desconexiones en el SDL para la solución de estas.

En cuanto a la cantidad de daños presentados en el circuito NIMA 12 - 13,2 kV durante el año 2020, la figura 4-21 muestra que la meta de daños del circuito establecida por el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P., en pro del cumplimiento de los indicadores de calidad fue alcanzada; no obstante, pese a alcanzar la meta en disminución de daños, la duración de estos daños fue mayor a la esperada.

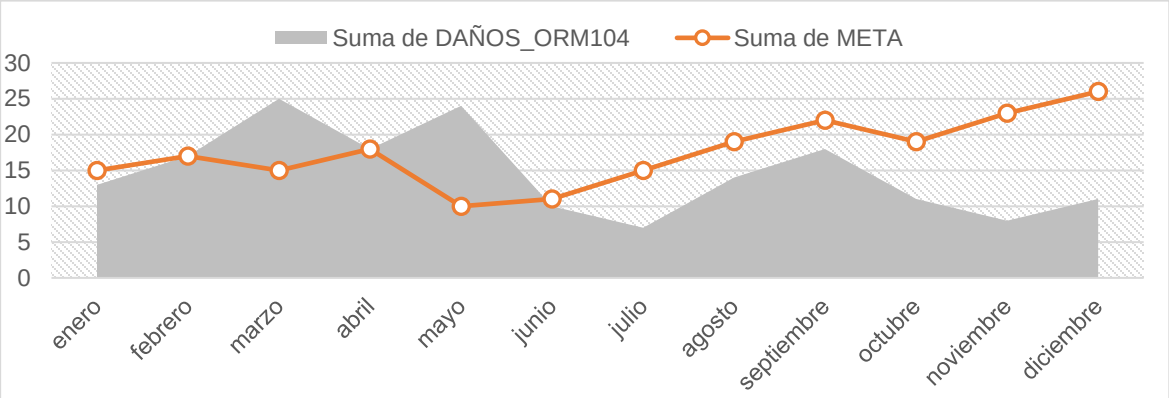


Figura 4-21: Comportamiento daños circuito Nima 12 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

4.1.4 Circuito No 4: Circuito Rio claro - 13,2 kV

El circuito Rio Claro presenta una tensión de operación a 13,2 kV; cuenta con una extensión total de 196 kilómetros de longitud (ver figura 4-22), 80% en configuración abierta convencional, cuyos activos de distribución se encuentran instalados en un área con características urbanas y rurales, a través de los cuales se presta el servicio a 8.643 usuarios.

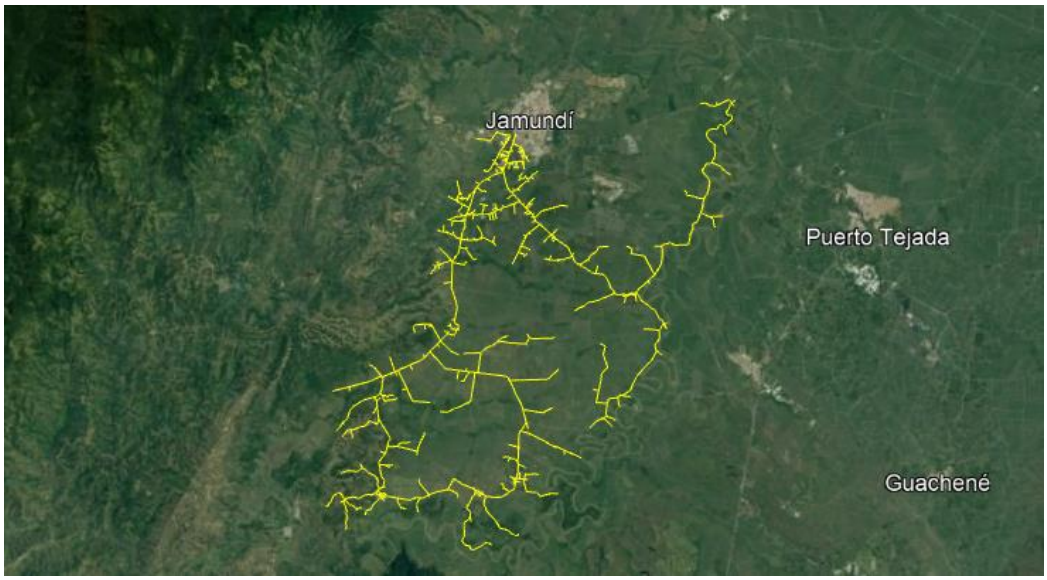


Figura 4-22: Ubicación geográfica circuito Rio Claro – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia.

Las figuras 4-23 y 4-24 presentan el comportamiento del indicador SAIFI para el circuito Rio Claro 13,2 kV, en donde se puede evidenciar que la frecuencia de los daños estuvo dentro de la meta establecida por el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P., con 2 picos importantes en los meses de mayo y julio, lo cual no afectó significativamente el indicador acumulado y permitió el cumplimiento de la meta en pro, a su vez, del cumplimiento regulatorio.

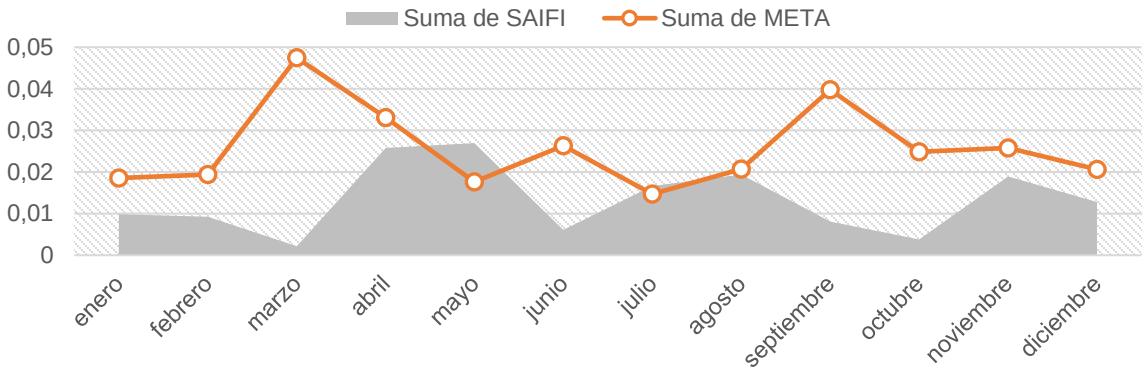


Figura 4-23: Comportamiento indicador SAIFI circuito Rio Claro año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

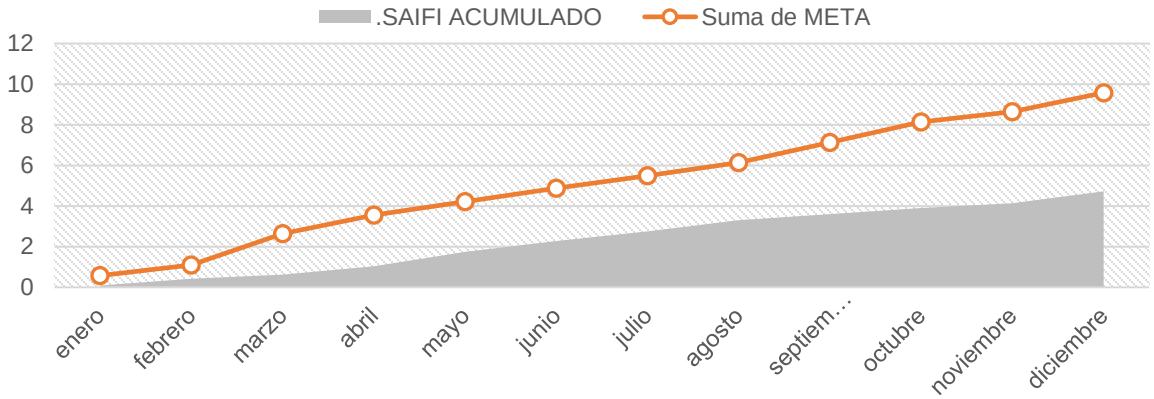


Figura 4-24: Comportamiento indicador SAIFI acumulado del circuito Rio Claro año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

Las figuras 4-25 y 4-26 muestran las características presentadas por el indicador SAIDI durante el año 2020 para el circuito Rio Claro 13,2 kV, en donde se puede observar que

se presentaron eventos con duraciones más prolongadas en los meses de abril, julio y noviembre; sin embargo, la duración de los eventos no fue tan significativa, teniendo en cuenta que en el acumulado anual del indicador se refleja el cumplimiento de este, al encontrarse por debajo de la meta impuesta por el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P. en función del cumplimiento regulatorio.

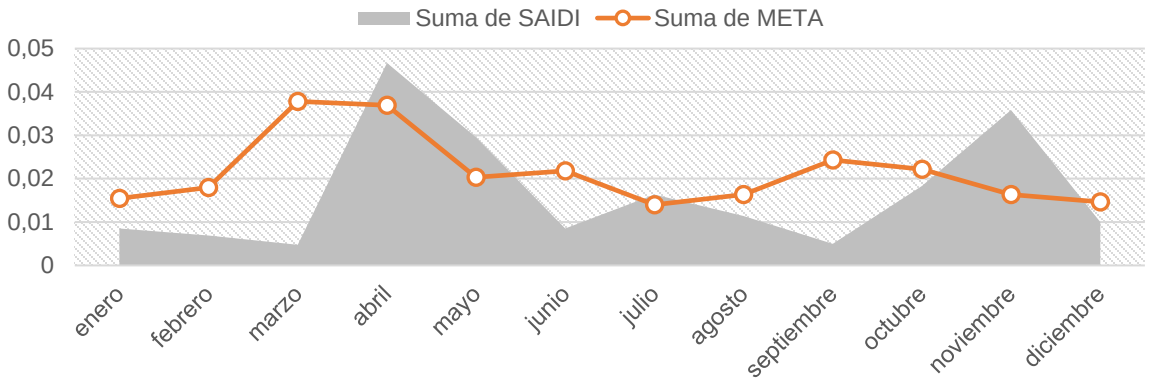


Figura 4-25: Comportamiento indicador SAIDI circuito Rio Claro año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

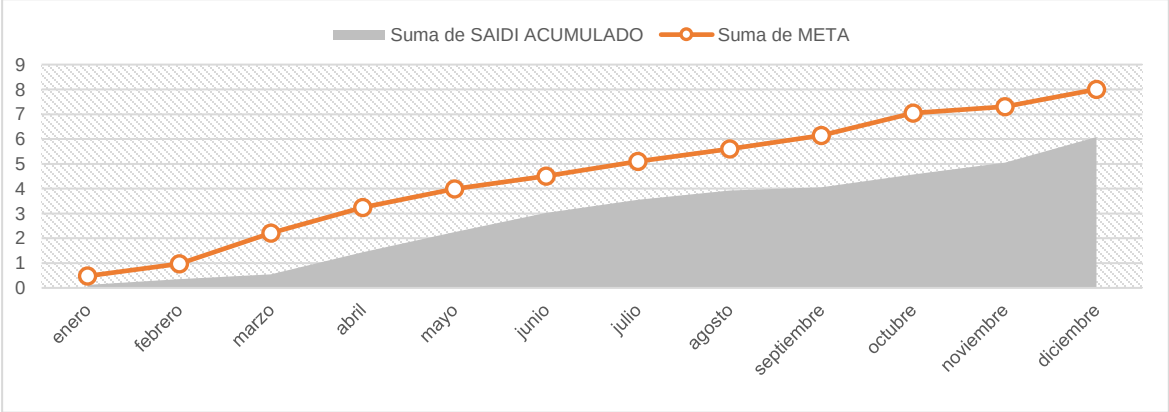


Figura 4-26: Comportamiento indicador SAIDI circuito Rio Claro año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

Por otra parte, la figura 4-27 presenta la caracterización de los daños o eventos Pareto identificados sobre el circuito Rio Claro en el año 2020.

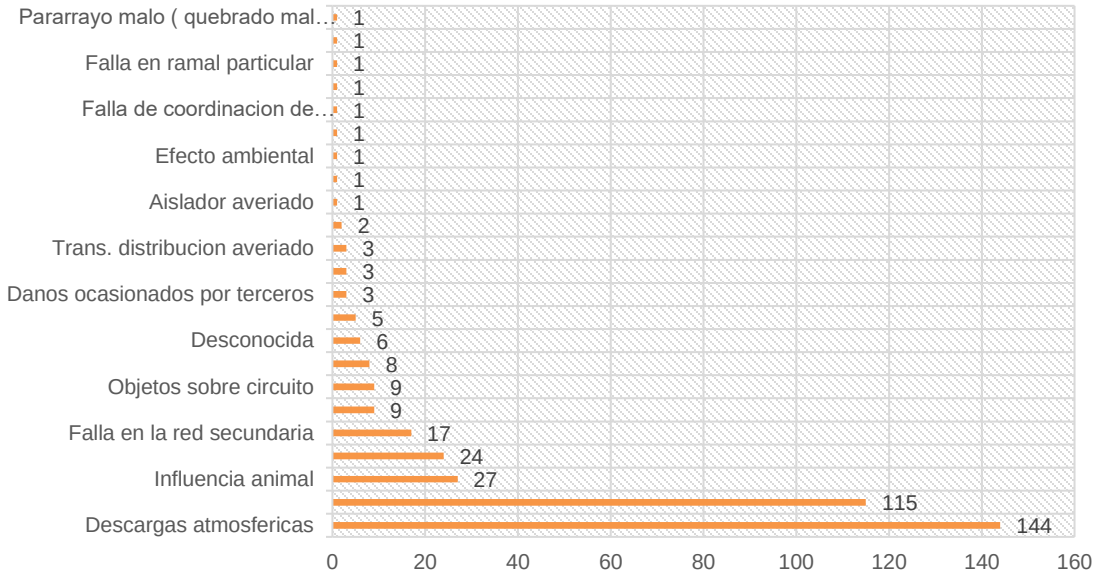


Figura 4-27: Cantidad y tipo de daños circuito Rio Claro año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022)

Los eventos más recurrentes obedecieron a descargas atmosféricas sobre el circuito con un total de 144 daños, seguido por eventos asociados a alta vegetación con 155 daños, influencia animal con 27 daños, fallas en la red secundaria con 17 daños y con 9 o menos daños eventos como conexiones flojas, objetos sobre la redes, líneas reventadas, causas desconocidas, entre otros.

Lo anterior nos permite evidenciar que, para el circuito Rio Claro 13,2 kV si bien los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI cumplieron la meta, se presentó una cantidad importante de daños (384 en total) cuya meta fue incumplida pues se esperaba que este tipo de eventos ocurrieran solamente 352 veces para este circuito, lo cual pone en alerta que si bien la duración y la frecuencia de los eventos permitieron el cumplimiento de los indicadores regulatorios, el circuito estuvo al límite de su operación y el resultado fácilmente hubiera podido ser diferente. La figura 4-28 muestra el comportamiento acumulado de los eventos que se presentaron sobre el circuito Rio Claro en el año 2020.

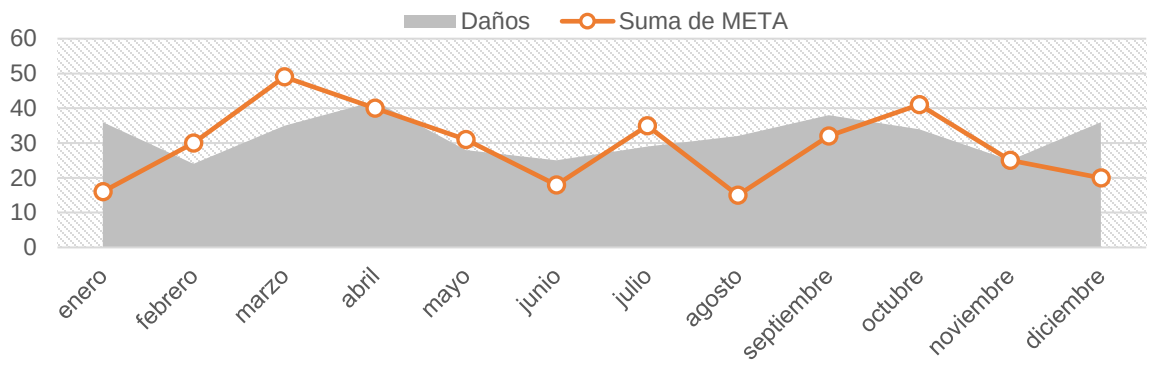


Figura 4-28: Comportamiento daños circuito Rio Claro año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

4.1.5 Circuito No 5: Circuito Caicedonia - 13,2 kV

El circuito Caicedonia presenta una tensión de operación a 13,2 kV; cuenta con una extensión total de 48 kilómetros de longitud (ver figura 4-29), 60% en configuración abierta convencional, cuyos activos de distribución se encuentran instalados en un área con características urbanas y rurales, a través de los cuales se presta el servicio a 7.662 usuarios.

Figura 4-29: Ubicación geográfica circuito Caicedonia – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia.

El comportamiento del indicador SAIFI en el año 2020 para el circuito Caicedonia 13,2 kV se puede observar en las figuras 4-30 y 4-31, con picos notables en los meses de febrero, abril, julio, agosto, septiembre y noviembre, en los que la recurrencia de los eventos estuvo por encima de lo esperado por el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P.

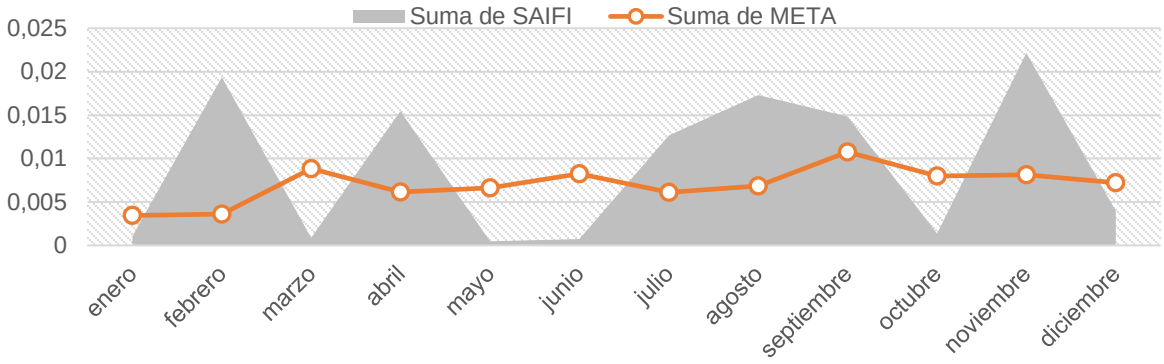


Figura 4-30: Comportamiento indicador SAIFI circuito Caicedonia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

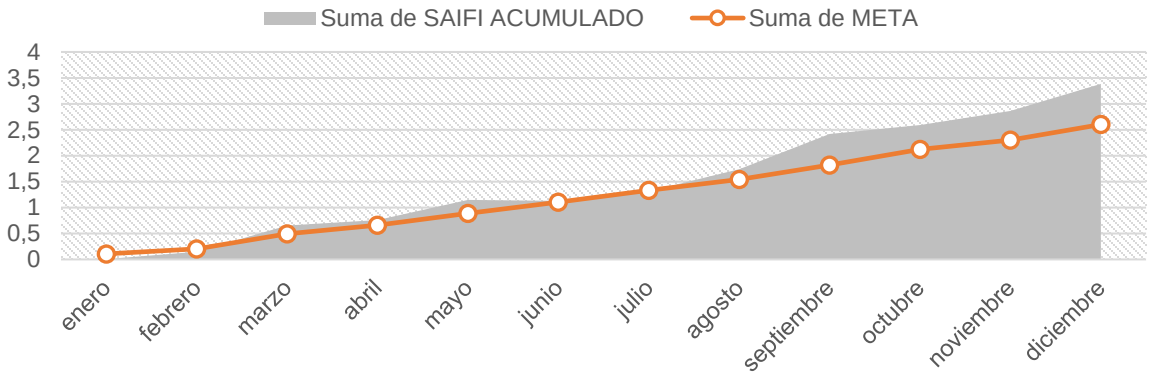


Figura 4-31: Comportamiento indicador SAIFI circuito Caicedonia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022)

Lo anterior ocasiono a su vez que el comportamiento acumulado del indicador SAIFI consolidara el incumplimiento de la meta fijada en pro del cumplimiento regulatorio.

Respecto al indicador SAIDI, el circuito reporto eventos con duraciones considerables en los meses de febrero, abril, julio, agosto, septiembre y noviembre; presentando un comportamiento muy irregular del indicador al inicio y al final del año 2020, con lo que

finalmente el indicador SAIDI estuvo por encima de la meta establecida por el OR para el cumplimiento regulatorio como lo muestran las figuras 4-32 y 4-33.

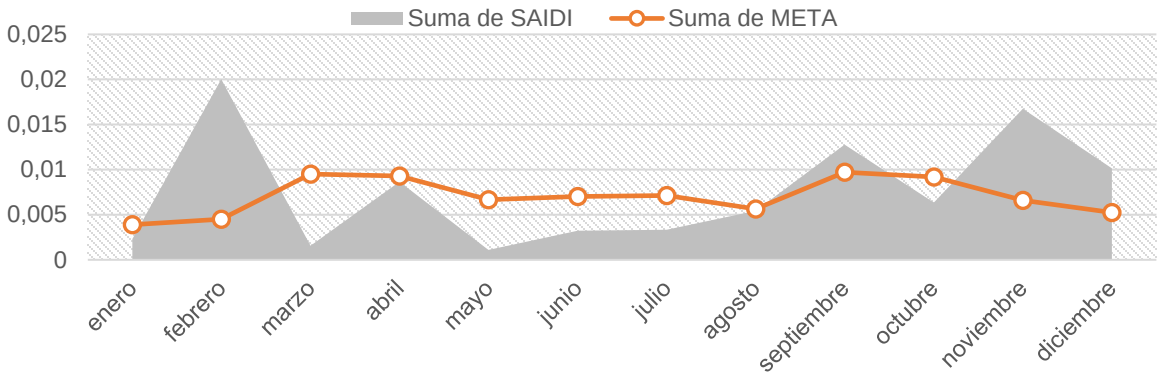


Figura 4-32: Comportamiento indicador SAIDI circuito Caicedonia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

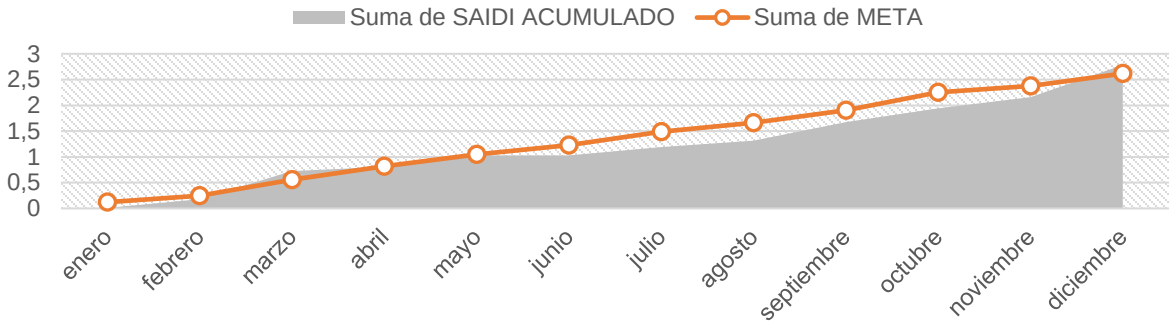


Figura 4-33: Comportamiento indicador SAIDI circuito Caicedonia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

La figura 4-34, presenta la caracterización de los daños o eventos identificados sobre el circuito Caicedonia en el año 2020.

Los eventos más recurrentes obedecieron a fallas en transformadores de distribución con un total de 58 daños, seguido de descargas atmosféricas con 51 daños, eventos asociados a la presencia de alta vegetación con 24 daños, fallas en la red secundaria con 11 daños, conexiones flojas con 7 daños al igual que la influencia animal, y con 5 daños o menos cortacircuitos averiados, líneas reventadas y causas desconocidas (eventos que no fue posible establecer por parte de las cuadrillas de mantenimiento del OR que atendieron los reportes en terreno).

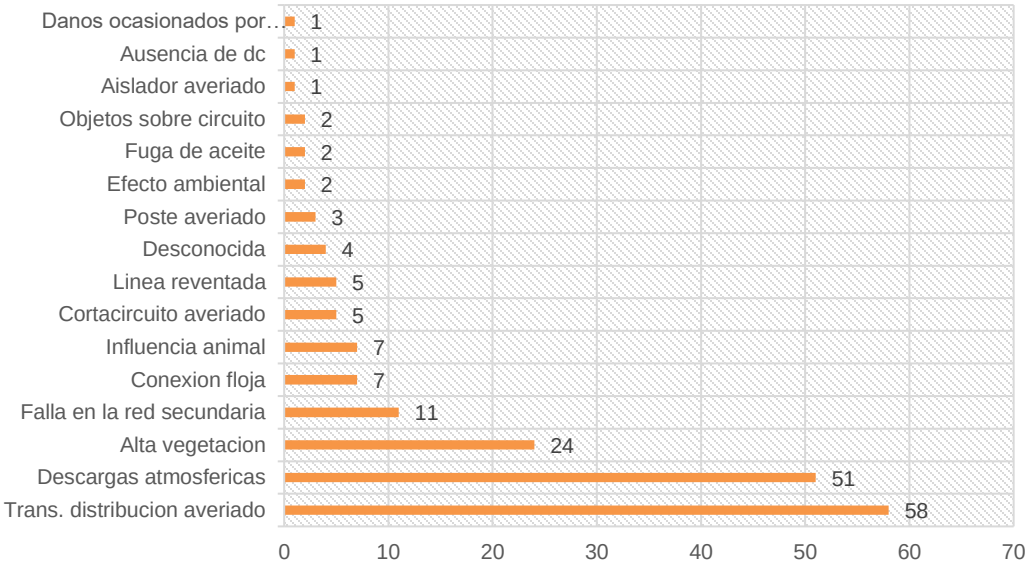


Figura 4-34: Cantidad y tipo de daños circuito Caicedonia año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022)

La figura 4-35 presenta el comportamiento de los eventos durante el año 2020 para el circuito Caicedonia 13,2 kV, el cual solamente estuvo por debajo de la meta en los meses de marzo, abril y junio, lo cual repercutió en el incumplimiento de la meta de daños total del año que se esperaba fuera 156 pero finalmente fue de 184 eventos que afectaron la disponibilidad del circuito.

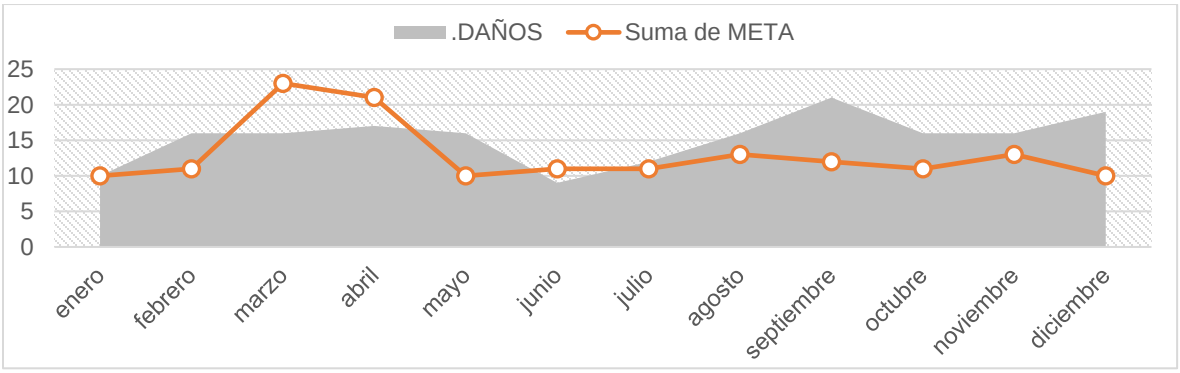


Figura 4-35: Comportamiento daños circuito Caicedonia 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

4.2 Priorización del circuito a intervenir

A partir de la información técnica detallada que se relaciona en la tabla 4-1, en donde se resumen aspectos importantes respecto al funcionamiento u operación del sistema, así como la descripción de cada uno de los circuitos evaluados objeto del caso de estudio para el año 2020, se hace posible validar el aporte de cada circuito al incumplimiento de los indicadores SAIDI, SAIFI y cantidad de eventos ocurridos que incidieron directamente en el incumplimiento o el aporte negativo de estos de cara a los compromisos regulatorios adquiridos por el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P. respecto a la calidad del servicio.

Con base en el cálculo individual de los indicadores de calidad media del servicio de los 5 circuitos objeto de análisis en nivel de tensión 2, se extrae de esta muestra para el caso de estudio, el circuito que presenta mayor impacto en dichos indicadores , que afecta a su vez la mayor cantidad de clientes del sistema y por ende representa la mayor criticidad para el cumplimiento de las metas regulatorias; en este caso se realiza la selección del circuito Jamundí 3 – 13,2 kV, siendo el que requiere mayor atención visto desde la efectividad esperada en el plan de inversiones para asegurar la mejora de las metas regulatorias aprobadas, los datos individuales del circuito Jamundí 3 – 13,2 kV se pueden validar nuevamente en la tabla 10.

Tabla 4-2: Información Circuito Jamundí 3, Celsia Colombia S.A. E.S.P. año 2020. **Fuente:** Elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022)

Ítem	Circuito	Tensión (kV)	Longitud (km)	Usuarios	SAIFI	Meta SAIFI	SAIDI	Meta SAIDI	Daños	Meta daños
2	Jamundí 3	13,2	75	10.505	0,1822	0,035	0,3068	0,1416	186	80

4.3 Análisis de eventos

Si bien el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV presenta una longitud un poco corta de 75 kilómetros en su extensión total respecto a los demás circuitos analizados , es el circuito que mayor cantidad de clientes tiene asociado con un total de 10.505 y es el que presenta el mayor valor individual de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI con 0,3068 y 0,1822 respectivamente , de igual manera el número de daños fue considerablemente superior al

esperado al inicio del año, lo cual es consecuente con el alto valor de aporte a los indicadores anteriormente mencionados.

Con el circuito objeto de intervención claramente definido, en aras de poder iniciar una correcta planeación, se procede a analizar algunos aspectos adicionales de manera individual como la cantidad de usuarios atendidos por cada circuito, su longitud, cantidad de daños y otras características representativas que permiten establecer las acciones a implementar, de manera que se realice una priorización adecuada en las intervenciones proyectadas, encaminadas a mejorar la operación y estabilidad del SDL.

Continuando con el análisis del circuito seleccionado en nivel de tensión 2 que hace parte del top de criticidad identificado para el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P. se procede a examinar a detalle el conjunto de causas que han sido las responsables de las interrupciones del servicio así como la cantidad de estas interrupciones por tipo de causa, como se validó en capítulos anteriores, este insumo es de suma importancia, ya que a partir de dicha evaluación se iniciará el proceso de PDP , proyectando la implementación de acciones que permitan mitigar las causas establecidas, la figura 4-36 relaciona los eventos ocurridos sobre el circuito Jamundí 3 en lo corrido del año 2020.

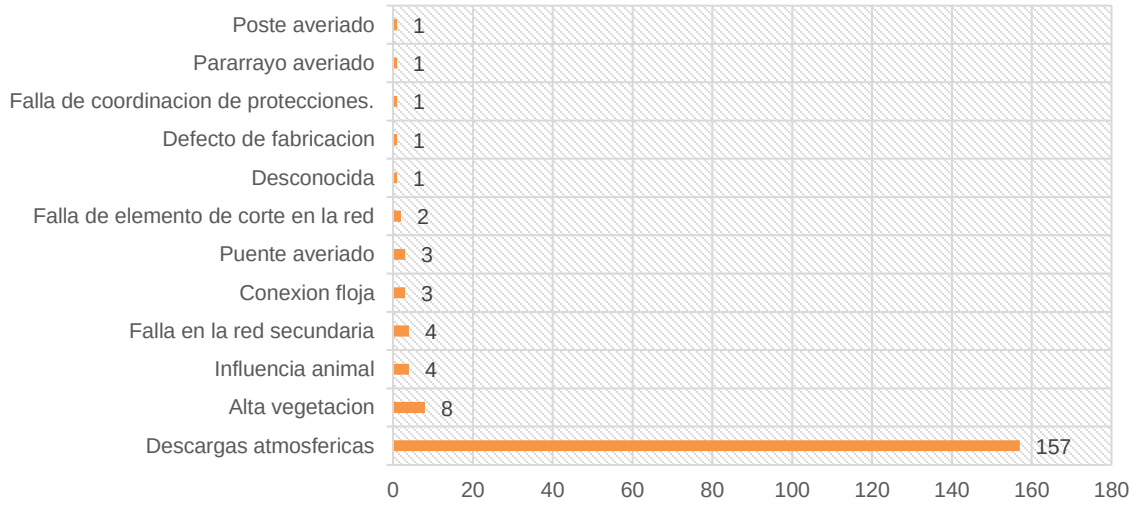


Figura 4-36: Cantidad y tipo de daños circuito Jamundí 3 año 2020. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

4.4 Identificación de causas de las interrupciones

Para el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV , de acuerdo a la información de la figura 4-36, se evidencia que el 87% de los daños corresponden a descargas atmosféricas sobre los activos que componen el SDL particular del circuito Jamundí 3 – 13,2 kV, seguido por 4% asociado a presencia de alta vegetación en puntos sensibles del trazado de este y un 2% por influencia animal; daños que ocasionaron eventos importantes cuyo consolidado se encuentra en el orden del 94% de las interrupciones del año y por ende que representan, como se ha indicado anteriormente, valores elevados que inciden directamente en los indicadores de calidad del servicio.

A partir de la identificación de las causas de interrupción sobre el circuito seleccionado, para este caso de estudio, conforme a lo revisado desde el estado del arte, el 94% de los eventos está relacionado directamente con ese 80% de los costos asociados a problemas de confiabilidad de los clientes servidos o usuarios finales (Gönen, 2014), costos que deben ser tenidos en cuenta en la formulación del plan de inversión en este caso del OR Celsia Colombia S.A. E.S.P.

En lo que respecta a las fallas relacionadas con descargas atmosféricas, alta presencia de vegetación e influencia animal sobre el circuito de distribución en nivel de tensión 2 objeto del estudio (94% de las fallas), vale la pena resaltar que el circuito Jamundí 3 presenta un 100% de su extensión en configuración abierta convencional, es decir , la totalidad de los conductores que componen esta parte del SDL son desnudos, sin ningún tipo de aislamiento, en conductor de aluminio con refuerzo de acero (ACSR) cuya instalación se llevó a cabo hace aproximadamente 15 años.

4.5 Acciones técnicas a implementar

De acuerdo con lo anterior, se hace necesario considerar como primera medida o acción a implementar, la reposición de los activos de nivel de tensión 2 que componen el circuito Jamundi 3 cuyo enfoque principal sea el cambio de red desnuda por red semiaislada en configuración compacta, con lo que se mitiguen los riesgos asociados tanto a incidencia directa de las descargas atmosféricas en los eventos o interrupciones como en la influencia animal y presencia de vegetación.

Se realiza entonces el análisis de los nodos recurrentes de falla, los cuales se presentan gráficamente en la figura 4-37 resaltados en color rojo , estos nodos son aquellos que registraron más de un evento en el año y que sugieren los puntos más propensos del circuito a sufrir eventos por las causas determinadas previamente, existen softwares de optimización diseñados para este fin , sin embargo a partir de la información gráfica es posible establecer también los puntos más importantes a intervenir para enfocar allí las inversiones y poder obtener los resultados esperados, ambas prácticas son igualmente válidas para los fines propuestos en el caso de estudio.

A partir de la presencia de los nodos recurrentes de falla se da prioridad a aquellos que se presentan sobre la troncal principal del circuito ya que estos eventos son los que hacen que mayor cantidad de clientes perciban la no continuidad del servicio en la figura 4-37 se puede observar que la recurrencia de las fallas sobre la troncal principal se presenta en el margen izquierdo del circuito a la salida de la subestación, lo que supone la reposición a configuración compacta en conductor semiaislado de aproximadamente el 37% de la extensión total del circuito, es decir aproximadamente 28 kilómetros a lo largo de la troncal principal del circuito, dentro de los cuales se encuentran los puntos que presentaron el 4% de los eventos por alta presencia de vegetación.

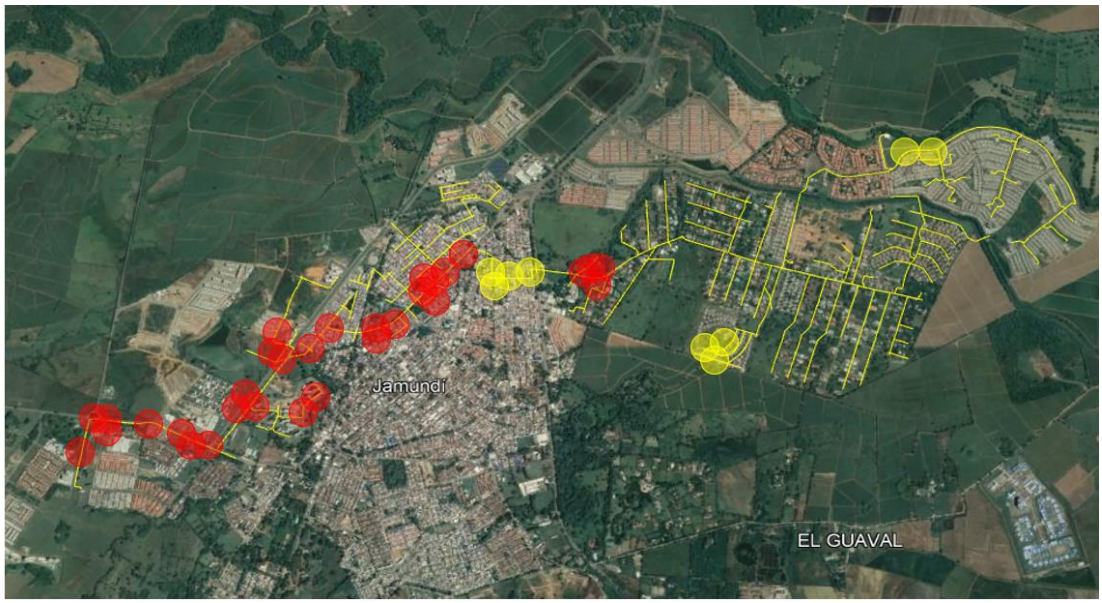


Figura 4-37: Nodos recurrentes de falla Circuito Jamundi 3 – 13,2 kV, año 2020. **Fuente**: elaboración propia.

Entendiendo que hasta ahora el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P. , se encuentra en la etapa de identificación de necesidades y formulación de la propuesta de cara al plan de inversión, a partir de la información analizada se inicia la determinación de los costos asociados para la reposición de 28 kilómetros de red; esta información corresponde a las cantidades/costos asociados a materiales (ver **Anexo 3 – Sección 1**), mano de obra en redes desenergizadas (**ver Anexo 3 – Sección 2**) y mano de obra en redes energizadas (**ver Anexo 3 – Sección 3**)

Respecto a la mano de obra, es importante considerar que al tratarse de un circuito existente, del cual se ven beneficiados del servicio de energía eléctrica un total de 10.505 usuarios, es posible ejecutar actividades con líneas energizadas y con líneas des energizadas, siendo la primera la mejor opción de cara a garantizar la continuidad del servicio a los clientes, pero a la vez la más costosa ya que este tipo de servicios requiere una mano de obra más calificada y en condiciones más delicadas de intervención; por tal motivo se requiere garantizar una mezcla entre estos tipos de actividades para asegurar la rentabilidad de las inversiones en las que incurrirá el OR, para esto se hace se hace fundamental poder tener los acercamientos pertinentes con la alcaldía del municipio en una relación de doble vía, en la que desde dicha entidad territorial se generen las solicitudes al OR para ejecutar las actividades necesarias sobre el circuito en mención, que permitan garantizar la mejora de la confiabilidad del SDL; con esto el OR podrá tener un poco más de flexibilidad en la ejecución de las actividades y las interrupciones del servicio que de allí se deriven no perjudicarán aún más los indicadores de frecuencia y duración de los eventos sobre el circuito y el sistema de distribución.

Considerando lo anterior, se presentan también los costos de mano de obra discriminados a tener en cuenta en la formulación del plan de inversiones que se ejecutará sobre el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV, en actividades con líneas des energizadas (ver Anexo 3 – Sección 2) y con líneas energizadas (ver Anexo 3 – Sección 3).

Como se puede evidenciar en las tablas 6-2 y 6-3 relacionadas en el **Anexo 3 – sección 2** y en el **Anexo 3 – sección 3** respectivamente, el costo de las actividades con líneas energizadas juega un papel fundamental en la optimización de las inversiones ya que puede significar casi el doble del valor de mano de obra con líneas des energizadas, sin embargo, es conveniente considerar los costos dado que es lo más benéfico en función de la operación normal del circuito.

Continuando con la formulación del plan de inversión a implementar sobre el circuito Jamundí 3, se tendrá en cuenta en complemento a las acciones de reposición de redes desnudas por redes cubiertas la automatización de la red eléctrica para mejorar la eficiencia operativa, la confiabilidad y la calidad del servicio a los clientes a través del montaje de equipos reconectadores que permitan la descentralización de los eventos provocados por la presencia de alta vegetación, influencia animal y descargas atmosféricas, causas que según la información del año 2020 representan el 94% del total de las interrupciones sobre el circuito. Como se ha podido validar anteriormente, los reconectadores son capaces de analizar los modos de operación de la red eléctrica y reconfiguran su topología automáticamente en situaciones de emergencia, es decir, localiza áreas dañadas y restablece el suministro de energía a los consumidores de las secciones de red no dañadas.

En muchos artículos y libros se consideran varios métodos de acomodo o ubicación óptima de reconectadores, generalmente es posible hallar la solución más eficiente posible implementando algoritmos heurísticos y metaheurísticos (Lyubchenko, Iskhakov, & Pavlyuchenko, 2021).

Estos métodos toman como fuente de información entre otros, los datos asociados a los nodos de falla más recurrentes y que significaron la salida de mayor cantidad de clientes del circuito que se esté analizando; una vez se tenga claridad en la ubicación de los equipos es posible realizar la segmentación o seccionamiento tanto de los alimentadores o troncales principales como los alimentadores secundarios del sistema de distribución, para poder reducir significativamente tanto la frecuencia como la duración de las interrupciones del servicio y con ello mejorar los indicadores de calidad del servicio de los clientes servidos por el sistema, para nuestro caso de estudio se considerarán de manera practica el montaje de 10 equipos Reconectadores sobre los nodos que hacen parte de la troncal principal del circuito y sobre los cuales se ha identificado la mayor cantidad de eventos asociados a descargas atmosféricas, alta vegetación e influencia animal.

En la figura 4-38 se pueden identificar en color verde, los puntos seleccionados con base en la información de los nodos recurrentes de falla, para la ubicación óptima de 10 equipos reconectadores en nivel de tensión 2 con los cuales se espera realizar una inversión eficiente que permita el mejoramiento de la confiabilidad del circuito.

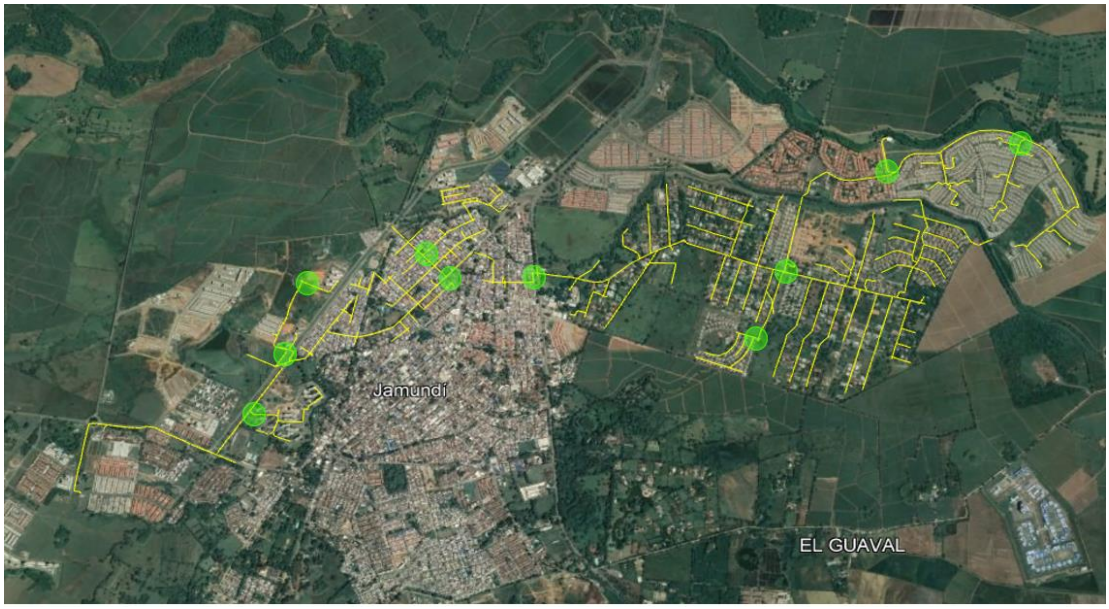


Figura 4-38: Ubicación de reconectadores sobre los nodos recurrentes de falla en el circuito Jamundi 3 – 13,2 kV. **Fuente**: elaboración propia basada en (CELSIA S.A. ESP, Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP, 2022).

Continuando con la identificación de necesidades y formulación de la propuesta de cara al plan de inversión, a partir de la información analizada se inicia la determinación de los costos asociados para la instalación de los 10 equipos reconectadores, distribuidos en los puntos más críticos a lo largo no solo de los 28 kilómetros de red que involucran actividades de reposición sino del total del circuito con base en la segmentación de la topología ante la ocurrencia de una falla y con ello reducir el impacto en la totalidad de los clientes; los costos asociados al montaje de los equipos se presentan en el Anexo 3 – sección 4 y el Anexo 3 – Sección 5.

Respecto al montaje de los equipos reconectadores en nivel de tensión 2, es conveniente considerar los costos de las actividades en líneas energizadas para la formulación del plan de inversiones, no obstante se debe pensar en realizar estos trabajos con oportunidad en el marco de las actividades con líneas des energizadas consideradas previamente para la reposición de los 28 kilómetros de red con el apoyo del municipio para el mejoramiento de la calidad del servicio de los clientes adscritos al circuito a intervenir, en este caso el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV, para esto se consideran los costos relacionados en el **Anexo 3 – Sección 5.**

En el A**nexo 3 - Sección 5**, se consideran también costos asociados al plan adicionales al montaje propio de los equipos como lo son la designación de un profesional responsable de la coordinación de las actividades y el aseguramiento de la puesta a punto de los equipos, el aporte de cada uno de los equipos con el mantenimiento de software de gestión que permite su modelamiento y monitoreo a través del SCADA así como un ítem importante que normalmente desvía los presupuestos de este tipo de intervenciones como lo es el retiro de elementos en la red derivados del montaje de los reconectadores para una correcta coordinación de las protecciones del circuito como lo son cuchillas, seccionamientos, cortacircuitos, entre otros.

Cabe resaltar que dentro del costeo tanto de materiales como de mano de obra que hasta el momento se ha analizado respecto a las actividades de reposición de redes a configuración compacta y montaje de equipos reconectadores en nivel de tensión 2, se han considerado ítems adicionales como la instalación de sistemas de puesta a tierra y apantallamiento de la red semiaislada con cable de guarda, por lo que más adelante estas unidades constructivas serán consideradas igualmente en el análisis de la remuneración del plan de inversiones propuesto para el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV.

4.6 Otros criterios a considerar

4.6.1 Análisis de aspectos ambientales

Además de incluir las acciones técnicas propuestas dentro de la formulación del plan de inversiones específico sobre el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV , es necesario incorporar como aspecto adicional aquellas actividades encaminadas a poder tener el control en cuanto al comportamiento de la vegetación ubicada en las franjas de servidumbre de los activos de distribución de nivel de tensión 2 que conforman el circuito en mención; teniendo como premisa que estas actividades, al tratarse de un circuito existente, permiten mitigar las interrupciones presentadas por causa de alta vegetación, con esto se espera disminuir durante la operación normal del circuito los sobrecostos por desgaste de las cuadrillas de mantenimiento del OR así como la afectación en la continuidad del suministro que representa para los 10.505 clientes conectados, y con ello reducir la afectación del OR Celsia Colombia S.A. E.S.P. en función de los índices de calidad del servicio y las millonarias pérdidas por energía no suministrada, compensaciones económicas, al igual

que el impacto en la recuperación de las inversiones vía tarifa por el incumplimiento de estos indicadores, situación que se presentó en reiteradas ocasiones en el año 2020, lo que se tradujo en el 8% de las interrupciones totales del circuito.

Con base en la información de los nodos recurrentes de falla, ejemplificada en la figura 4-37, en aras de continuar con la formulación del plan de inversiones sobre el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV; utilizando de manera complementaria tanto los datos suministrados por el equipo de mantenimiento del OR en la atención de los daños presentados en terreno, así como la prefactibilidad facilitada por el área ambiental de la compañía previo a la planificación de las actividades a incluir dentro del del plan de inversión, se identifica claramente la muestra representativa de las condiciones reales de la vegetación existente sobre el circuito, esto con el fin de considerar de manera oportuna cuales son los tramos del circuito en los que se enfocarán las actividades de silvicultura y con ello poder involucrar el tipo, cantidad, costo y tiempo de las acciones dentro de la propuesta y formulación del proyecto.

La figura 4-39 presenta la identificación de la vegetación existente en las franjas de servidumbre sobre las cuales se encuentran los activos de nivel de tensión 2 del circuito Jamundí 3, producto de la información de los nodos recurrentes, datos históricos aportados por el área de Mantenimiento del OR y teniendo en cuenta que hasta ahora se está planificando lo que serían las intervenciones a realizar sobre el circuito en el marco de la elaboración del plan de inversiones, un análisis de prefactibilidad ambiental general de los individuos arbóreos presentes sobre el trazado del circuito existente.

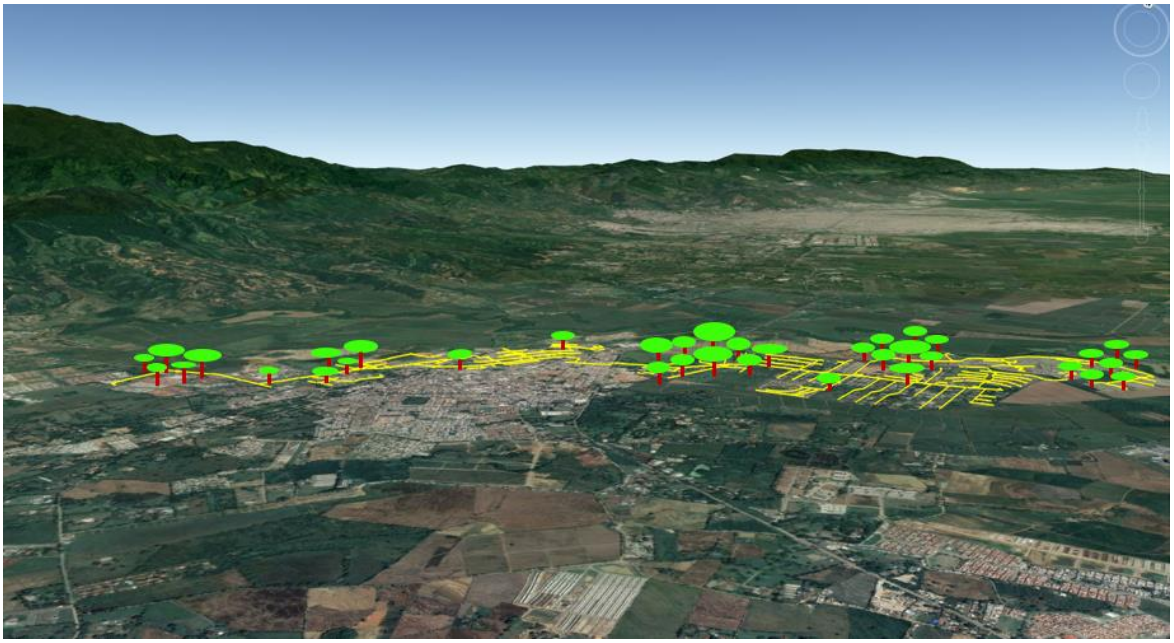


Figura 4-39: Identificación de individuos arbóreos y perfil de alturas de vegetación circuito Jamundí 3 – 13,2kV **Fuente:** Elaboración propia.

Con el fin de optimizar las inversiones, el análisis se centra en la coincidencia de los nodos recurrentes de falla identificados para el circuito y las zonas en donde se identifica mayor presencia de vegetación, las cuales se segmentan en 4 sectores (ver figura 4-40).

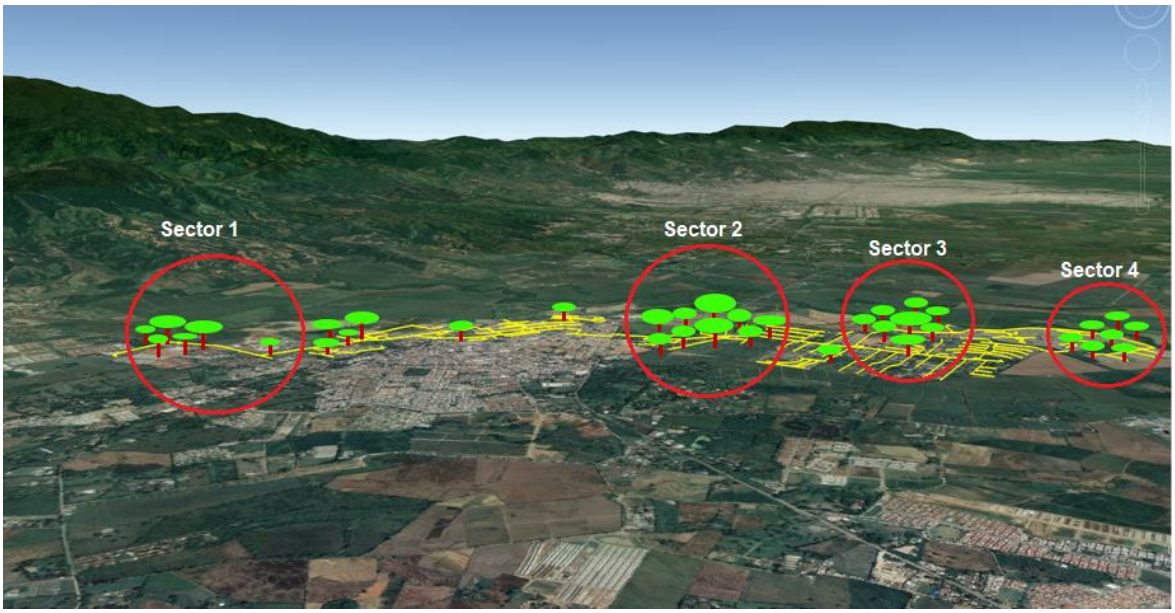


Figura 4-40: Sectorización de vegetación crítica presente en el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia.

A partir de la sectorización de la vegetación, se establecen el tipo, cantidad, costo y tiempo de las acciones de carácter ambiental para tener en cuenta en la formulación del plan de inversiones del circuito.

Con base en las observaciones revisadas respecto a los aspectos y/o actividades de carácter ambiental a considerar en la formulación, elaboración y propuesta de del proyecto que involucran actividades dentro del plan de inversión en función de los índices de calidad del servicio del circuito Jamundí 3, se incluyen consideran también los costos relacionados con las actividades propias de tipo ambiental y estrategias de mitigación de dichos riesgos, los cuales se pueden validar en el Anexo 3 – sección 6.

4.6.2 Análisis de aspectos sociales y de relacionamiento

Como se estableció en capítulos anteriores, es muy común que para los proyectos que traen consigo la ejecución de actividades de reposición de activos, es decir, que los trabajos se enfocan en zonas en donde ya existen redes del SDL asociadas a circuitos eléctricos en nivel de tensión 2, como es el caso del circuito Jamundí 3 del OR Celsia Colombia S.A. E.S.P., no se tengan en cuenta validaciones del territorio en donde se encuentran instalados y en funcionamiento los activos objeto de intervención; sin embargo, en los últimos años con frecuencia se presentan inconvenientes con las comunidades que hacen presencia en estos sitios, a raíz de inconsistencias en las propiedades de los terrenos, así como la incomodidad manifiesta de las personas propietarias de los terrenos por cuenta de activos de redes de distribución instalados sobre sus predios sin tener servidumbres legalmente constituidas (aparentemente sin autorización) o la inmersión sin autorización en territorios donde hacen presencia grupos poblacionales considerados como vulnerables, estos inconvenientes se presentan tanto en actividades de reposición de activos, actividades de expansión de activos, operación y el mantenimiento de estos.

En ese orden de ideas se puede establecer que el circuito Jamundí 3 se encuentra ubicado en territorio netamente urbano; de igual manera siguiendo los lineamientos o criterios a considerar para la planificación de actividades a involucrar en el plan de inversión, para el presente caso de estudio se realiza la validación de posible presencia de grupos poblacionales vulnerables en cualquiera de los ramales o troncales del circuito, como

zonas de reserva campesina, resguardos indígenas o consejos comunitarios; esto a través de los sistemas de información geográfica disponibles para tal fin.

La figura 4-41 señala en color azul, la presencia de resguardos indígenas en el área de influencia del circuito a intervenir, este último resaltado en color rojo; en este caso se evidencia que ningún tramo del circuito Jamundí 3 se traslapa con alguno de los 788 resguardos indígenas legalmente constituidos en el país, siendo el más cercano el resguardo denominado KWES KIWE NASA en el municipio de Páez del departamento del Cauca, a una distancia aproximada de 9 kilómetros como se muestra en la ilustración.

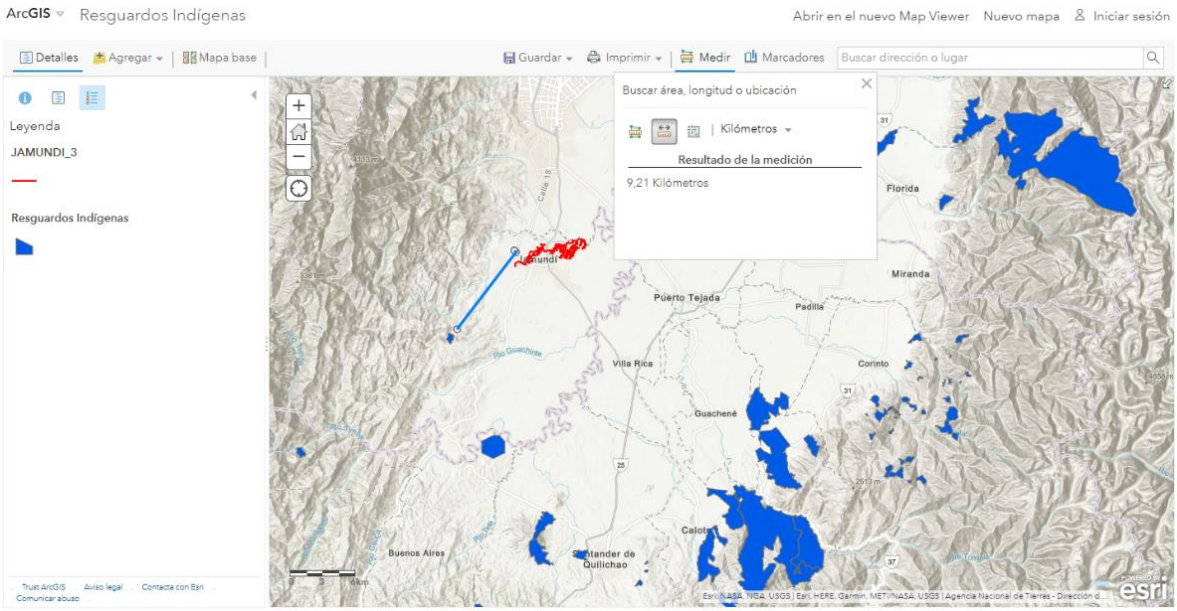


Figura 4-41: Trazado del circuito Jamundi 3 respecto a resguardos indígenas cercanos
Fuente: Elaboración propia basada en (Agencia Nacional de Tierras , 2022).

De igual manera se realiza la validación en el sistema geográfico de la ANT, para verificar la ubicación de zonas de reserva campesina cercanas al área de influencia del circuito Jamundí 3 (ver figura 4-42).

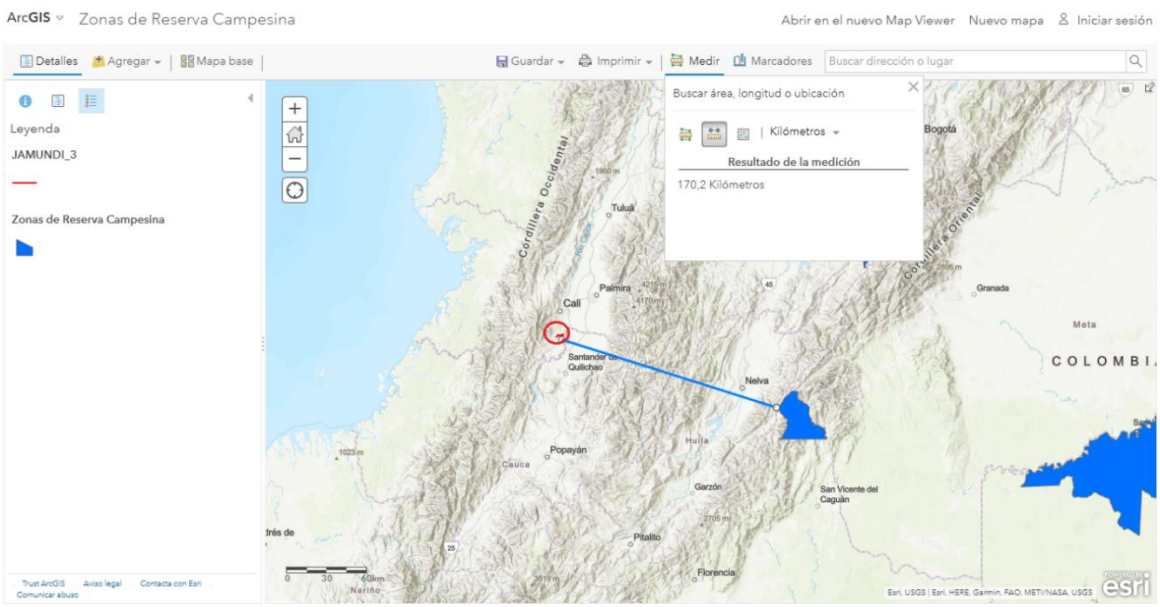


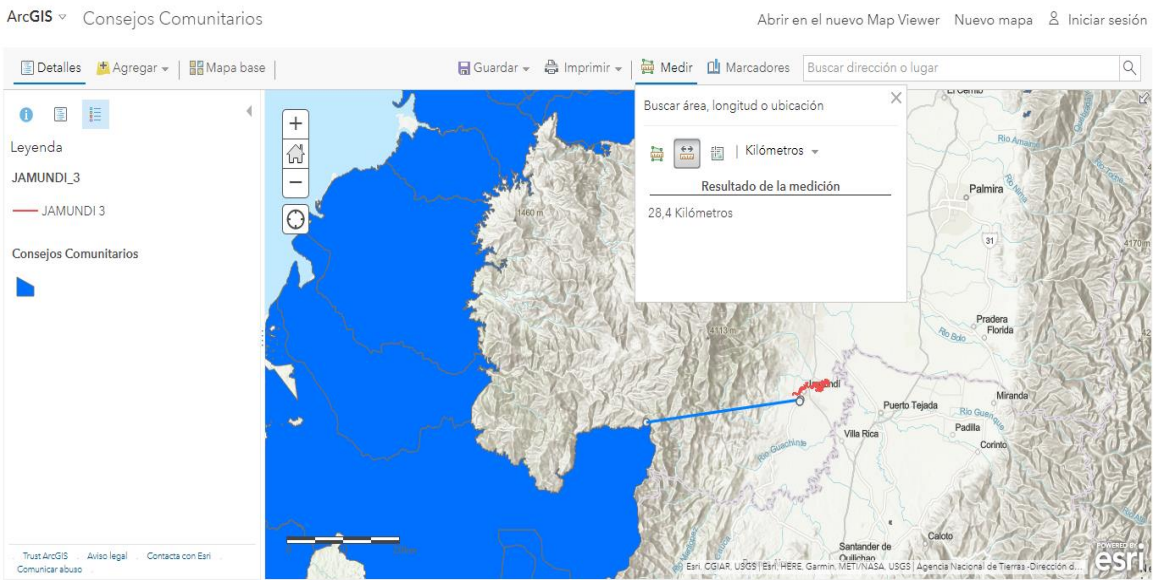
Figura 4-42: Ubicación del Circuito Jamundí 3 respecto a zonas de reserva campesina Cercanas. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Agencia Nacional de Tierras , 2022).

Se evidencia entonces que ningún tramo del circuito Jamundí 3 se traslapa con alguna de las 7 zonas de reserva campesina legalmente constituidas en el país, siendo la zona más cercana la denominada Cuenca rio pato y valle de balsillas del municipio de San Vicente del Caguán, departamento del Caquetá a una distancia aproximada de 170 kilómetros lineales del municipio de Jamundí según la herramienta de medida disponible en el geo visor público.

La figura 4-43, por otra parte, señala en color azul la presencia de consejos comunitarios cercanos al área de influencia del circuito Jamundí 3, este último resaltado en color rojo; en este caso se evidencia que igual que en las validaciones previas, ningún tramo del circuito se traslapa con alguno de los 210 Consejos comunitarios cuyo origen son comunidades afrocolombianas tituladas.

Teniendo en cuenta las validaciones realizadas respecto a la ubicación de los activos que conforman el circuito, es necesario incluir dentro las acciones de intervención del proyecto las socializaciones de actividades a realizar con las comunidades presentes en su área de influencia, en este caso debido a que estas serán orientadas a la reposición de activos existentes en nivel de tensión 2; estas socializaciones con la comunidad acompañadas de la orientación y justificación de los trabajos permiten que, a la hora de ejecutar el plan de inversiones se presente una dinámica que permita llevar a cabo las actividades planteadas,

pasando por el desarrollo y fin exitoso de los proyectos; de no hacerlo se podrían presentar riesgos de oposición a los trabajos por parte de las comunidades, riesgos de seguridad física, relacionamiento, conflicto en el uso de vías de acceso, solicitudes de inversiones sociales adicionales a las proyectadas en el plan de inversión, etc.


ArcGIS
Consejos Comunitarios
Abrir en el nuevo Map Viewer
Nuevo mapa
Iniciar sesión
Detalles
Agregar
Mapa base
Guardar
Imprimir
Medir
Marcadores
Buscar dirección o lugar
Leyenda
JAMUNDI_3
JAMUNDI 3
Consejos Comunitarios
Buscar área, longitud o ubicación
Kilómetros
Resultado de la medición
28,4 Kilómetros
Palmira
Pradera
Florida
Puerto Tejada
Miranda
Padilla
Villa Rica
Corinto
Caloto
Santander de Quilichao
Río Guachinte
Río Bolo
Río Amaime
Río Nima
Río Cauca
Río Palo
Río Desbaratado
Río Ovejas
Río Quinamayó
Río Ovejas
Río Sucio

Con base en los aspectos analizados respecto a las consideraciones de actividades de carácter social dentro de la formulación de los proyectos que conforman el plan de inversión del OR Celsia Colombia S.A. E.S.P., se recomienda tener presente entre otros, los costos relacionados en el **Anexo 3 – sección 7**, los cuales están asociados con actividades sociales y estrategias de mitigación de riesgos de este tipo para el circuito Jamundí 3, que de no considerarse pueden propiciar la materialización de los riesgos y con ello traer como consecuencia el detrimento en las inversiones a realizar por parte del OR Celsia Colombia S.A. E.S.P.

4.6.3 Análisis de aspectos prediales

Con base en las propuestas técnicas establecidas anteriormente para el circuito Jamundí 3, las cuales se encaminan al mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio de acuerdo con los resultados del año 2020, es necesario considerar de manera transversal aquellas acciones que sugieren la gestión de los riesgos de tipo predial para el proyecto matriculado dentro del plan de inversiones propuesto; para esto se debe desarrollar el proceso de identificación predial del trazado de los tramos de la línea a intervenir, el cual tiene como finalidad principal evidenciar los resultados obtenidos a partir del análisis de información de tipo secundario, en especial lo que tiene que ver con los folios de matrícula inmobiliaria de los predios que cuentan con antecedente registral y su identificación catastral.

En esta etapa de planeación, el objetivo es incluir las actividades necesarias, encaminadas a controlar los riesgos del orden predial en el proyecto que en este caso tiene como meta la mejora de los indicadores de calidad del servicio del circuito Jamundí 3 – 13,2 kV, por lo cual resulta conveniente entonces incluir en la formulación del proyecto la información relacionada a los recursos necesarios para poder llevar a cabo este conjunto de actividades propuestas cuando el proyecto aprobado se esté ejecutando.

Se procede entonces a establecer la cantidad de predios que comprende el trazado del circuito Jamundí 3 – 13,2 kV, como resultado de la intersección catastral evidenciado entre la información suministrada por el equipo técnico a través de archivos en formato “.kmz” y la información cartográfica que hace parte de los sistemas de información geográficos

disponibles, permitiendo con esto identificar la cantidad de predios en área rural, área urbana y los municipios a los cuales corresponden.

La figura 4-44 permite establecer a partir de las bases de datos Catastrales de cobertura nacional que casi el 100% del circuito Jamundí 3 – 13,2 kV se encuentra ubicado en área netamente urbana (área señalada en color morado).

Ahora bien, cabe resaltar que las acciones técnicas a implementar sobre el circuito en mención se centraran en el 37% de la extensión total del circuito, es decir aproximadamente 28 kilómetros a lo largo de la troncal principal del circuito, dentro de los cuales se encuentran los puntos que presentaron el 4% de los eventos por alta presencia de vegetación al igual que las actividades inherentes a reposición de líneas en nivel 2 e instalación de equipos reconectadores, de igual manera es posible determinar que el conjunto de los activos a intervenir se encuentran en su totalidad sobre los predios urbanos del municipio de Jamundí (ver figura 4-45).

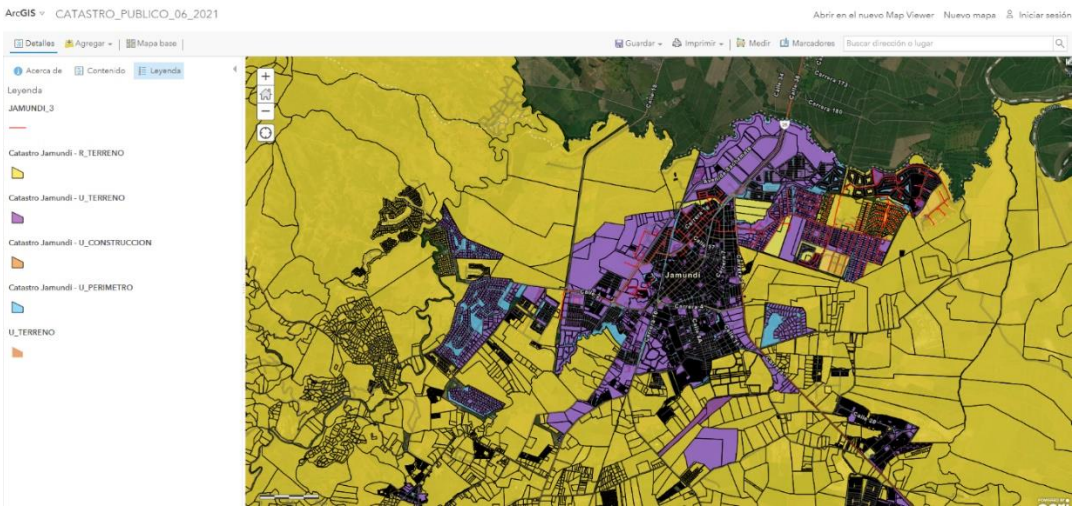


Figura 4-44: Información Catastral área de influencia del circuito Jamundi 3 – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Instituto Geográfico Agustín Codazzi, 2022).

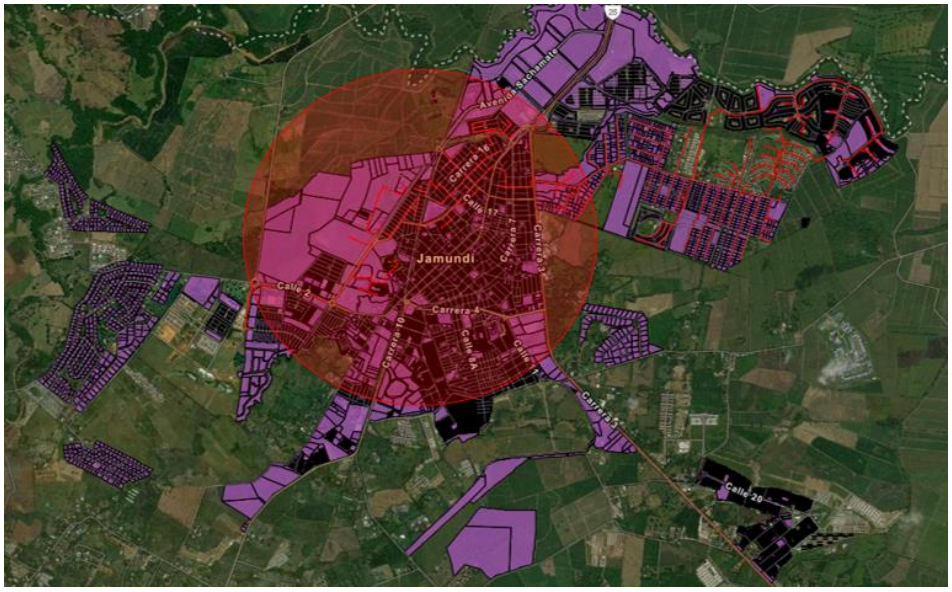


Figura 4-45: Buffer de acción Plan de inversión circuito Jamundí 3 – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia basada en (Instituto Geográfico Agustín Codazzi, 2022).

Con lo anterior se establecen de manera preliminar los predios afectados y el área total correspondiente en metros cuadrados, haciendo énfasis en el área afectada por el ancho y largo de la servidumbre y su porcentaje respecto al total de los predios que se identifique que no sean propiedad del OR Celsia Colombia S.A. E.S.P., ya que allí no habría riesgo latente de oposición a las actividades a ejecutar, o propiedad del municipio de Jamundí puesto que esta gestión deberá realizarse a través de licencias de ocupación e intervención de espacio público, en este caso para el radio de acción en el que se desarrollarán las actividades propias del plan de inversión se han podido identificar 4 predios privados en donde actualmente hacen presencia los activos del OR Celsia Colombia S.A. E.S.P. que conforman el circuito Jamundi 3 – 13,2 kV, los cuales a su vez se relacionan en la tabla 4-10.

Tabla 4-3: Tabla preliminar de afectación predial Circuito Jamundi 3 – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia.

Código Catastral	Propietario	Avalúo	Área Terreno (m^2)	Área afectada (m^2)	Área afectada (%)
76364010004630000000	VIVEROS ALZATE JUN CARLOS	$ 244.107.000	60940	1500	2,461%
76364010007700000000	AGROPECUARIA RIVERA Y ASOCIADOS	$ 773.000.000	115423	1020	0,884%
76364010004880000000	SOLARES DE LA MORADA	$ 885.146.900	23159	950	4,102%
76364010007700000000	CONSTRUCTORA BOLIVAR	$ 1.568.469.150	220115	770	0,350%
	Total	**$ 3.470.723.050**	**419.637**	**4.240**	**7,797%**

Dada la etapa preliminar en la que se encuentra el proyecto, en la que hasta ahora se está trabajando en la formulación del plan del plan de inversiones, el presupuesto preliminar de negociación para la legalización de las áreas de servidumbre se toma como referencia el avalúo catastral, asumiendo que este equivale a un 100% del valor comercial de la tierra que, a su vez, se corresponde con el rango de referencia de los presupuestos de negociación de las áreas de paso de servidumbre eléctrica, con esto se extrae el valor por metro cuadrado y con ello se multiplica por el valor de las cabidas de las áreas de servidumbre respectivas.

La tabla 4-11 contiene el cálculo de las áreas afectadas y montos estimados de negociación a considerar dentro de la formulación del plan de inversiones para el circuito Jamundí 3, en donde se establece que deben considerarse $ 54.635.770 para las eventuales negociaciones de servidumbre en las que debe incurrir el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P., con el fin de poder desarrollar las actividades técnicas proyectadas sobre el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV para el mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio.

Tabla 4-4: Cálculo de áreas afectadas y montos estimados de predios circuito Jamundí 3 – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia.

Código Catastral	Propietario	Avalúo	Área Terreno (m^2)	Área afectada (m^2)	Valor Área afectada	Valor Área afectada (%)
76364010004630000000	VIVEROS ALZATE JUN CARLOS	$ 244.107.000	60940	1500	$ 6.008.541	2,461%
76364010007700000000	AGROPECUARIA RIVERA Y ASOCIADOS	$ 773.000.000	115423	1020	$ 6.831.048	0,884%
76364010004880000000	SOLARES DE LA MORADA	$ 885.146.900	23159	950	$ 36.309.407	4,102%
76364010007700000000	CONSTRUCTORA BOLIVAR	$ 1.568.469.150	220115	770	$ 5.486.774	0,350%
TOTAL		**$ 3.470.723.050**	**419637**	**4240**	**$ 54.635.770**	**7,797%**

Consolidando los costos inherentes a la gestión predial, luego del análisis realizado, es necesario incluir entonces la totalidad de los costos relacionados con aspectos prediales en la etapa de formulación del plan de inversiones sobre el circuito Jamundí 3, estos costos se pueden apreciar en el Anexo 3 – Sección 8.

4.6.4 Análisis de permisos de ocupación de espacio público

De acuerdo con el análisis predial realizado para el caso de estudio del circuito Jamundí 3, se ha podido establecer, a partir de las bases de datos catastrales de cobertura Nacional, que el 100% de los tramos a intervenir en el marco de la formulación del plan de inversiones y con ellos, las acciones técnicas a desarrollar se encuentran ubicados en área urbana del municipio de Jamundí; identificando cuáles serían los predios privados sujetos a legalización de servidumbres para calcular las áreas afectadas y los montos estimados por legalización de dichos predios, al igual que la determinación del uso y ocupación de espacio público sobre el 37% de la extensión total del circuito, donde se requeriría atender los puntos que presentaron el 4% de los eventos por alta presencia de vegetación al igual que las actividades inherentes a reposición de líneas e instalación de equipos reconectadores en nivel de tensión 2.

Como se indicó anteriormente, cabe resaltar que dependiendo el municipio se pueden presentar variaciones tanto en el procedimiento como en los requisitos exigidos para el trámite de licencias de intervención y ocupación de espacio público, lo mismo puede ocurrir

con las pólizas exigidas por cada entidad, cuya expedición puede ser o no solicitada y cuyos gastos deben ser asumidos por el OR en aras de viabilizar y poder iniciar las intervenciones aprobadas asegurando así los recursos de cada municipio; estos trámites traen consigo un tiempo estimado desde su solicitud, pasando por la aprobación hasta la expedición de pólizas, este tiempo depende de cada ente territorial.

Como se puede apreciar en la figura 4-46, de acuerdo con lo verificado en el sitio web del municipio de Jamundí, el trámite de ocupación e intervención del espacio público se debe hacer directamente con la alcaldía del municipio, debe hacerse presencial, preliminarmente no tiene ningún costo asociado y es necesario radicar la documentación exigida, la cual se lista a continuación:

- Carta de solicitud para ocupación del espacio público
- Descripción general del proyecto
- Planos de diseño del proyecto (firmado por profesional responsable del diseño)

Si bien, esta entidad territorial indica que solo se deben aportar los documentos listados anteriormente, en aras de asegurar la información para el trámite, es recomendable radicar la solicitud con la documentación complementaria relacionada en la tabla 4-13, en aras de hacer efectivo el trámite y evitar devoluciones.

Figura 4-46: Descripción de trámite de intervención de espacio público con el municipio de Jamundí. **Fuente:** (Alcaldía de Jamundi, 2022)

Tabla 4-5: Documentación complementaria necesaria para radicar solicitudes de intervención de espacio público. **Fuente:** Elaboración propia.

ítem	Descripción
1	Certificado de existencia y representación legal
2	Copia de cédula representante legal
3	Poder del representante legal
4	Justificación del proyecto
5	Objeto del permiso
6	Descripción Técnica del proyecto
7	Localización del Proyecto
8	Plan de Manejo de Transito
9	Presupuesto
10	Cronograma
11	Planos señalización temporal

Junto con las consideraciones anteriormente relacionadas para tener en cuenta en la fase de planeación del proyecto cuyo objeto es la intervención del circuito Jamundí 3 para el mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio; para este caso el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P., debe considerar de igual manera los costos intrínsecos asociados a estos trámites, los cuales se relacionan en el **Anexo 3 – Sección 9.**

4.6.5 Análisis de gestión de permisos de zona de uso de vías (nacionales, departamentales, concesionadas)

Si bien se ha podido determinar producto de los análisis de aspectos prediales y de gestión de ocupación de espacio público, que la totalidad de los activos a intervenir para el caso del circuito Jamundí 3 hacen presencia sobre predios tanto particulares como públicos del municipio de Jamundí, respecto a la gestión de permisos de zona de uso de vía se validará directamente en el sistema de información geográfica de INVIAS para descartar la necesidad de algún trámite adicional con esta entidad, hay que recordar que estos trámites están enfocados en poder obtener el permiso, entre otras, para aquellas actividades asociadas con la construcción o reposición de redes de servicios públicos, que involucran el retiro o instalación de postes, canalizaciones a cielo abierto, canalizaciones a través de perforaciones dirigidas, etc. Sobre vías carreteras de orden nacional, departamental o cruces de vías férreas.

La figura 4-47 , presenta la validación de la ubicación de los activos que componen para este caso el circuito Jamundí 3, respecto a vías nacionales, departamentales o concesionadas tanto carreteras como férreas al igual que su categoría; tomando como referencia el trazado con la información geográfica del circuito Jamundí 3 y realizando una superposición con los sistemas de información geográfica disponibles en aras de tener en cuenta los requerimientos de las entidades encargadas de administrar las vías y facilitar la toma de decisiones en cuanto a las actividades que integrarán el plan de inversión sobre este circuito en particular.

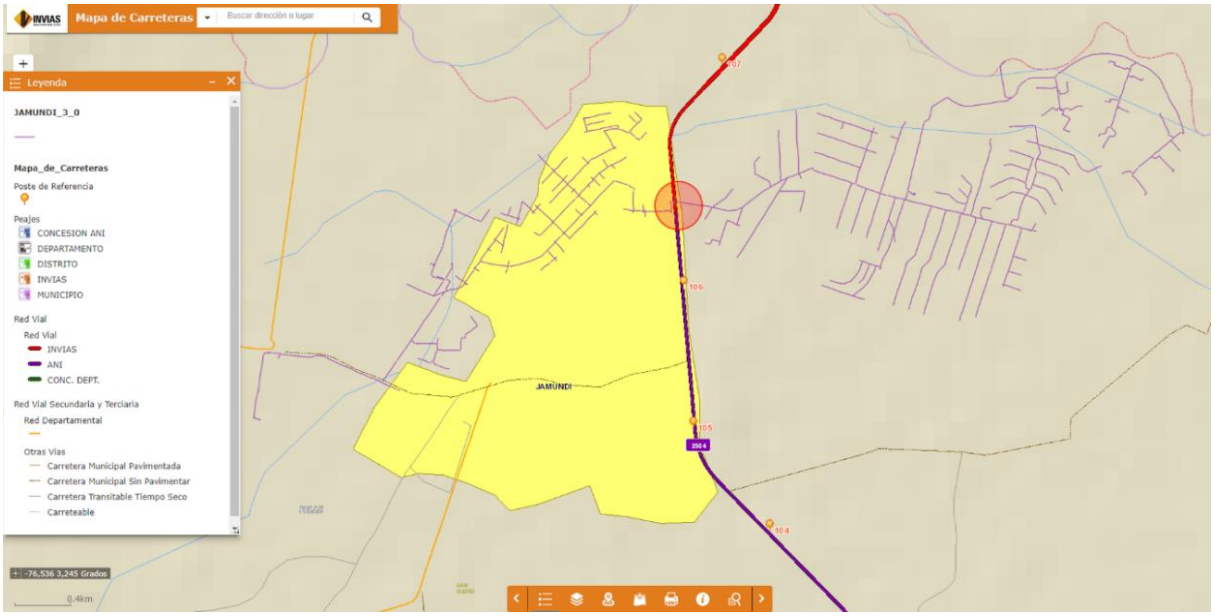


Figura 4-47: Ubicación del Circuito Jamundí 3 - 13,2 kV respecto a vías nacionales, departamentales y concesionadas. **Fuente:** (Intituto nacional de vías - INVIAS, 2022).

Luego de realizar la superposición del trazado del circuito Jamundí 3 – 13,2 kV, en el sistema de información geográfica disponible de la entidad INVIAS, se determina la necesidad de realizar gestión ocupación y uso de vía en el sector sombreado en color rojo en la figura 4-47, se trata de la vía con código 2504 adscrita a la territorial del Valle del Cauca, tramo alterno a la troncal de occidente sector puente valencia sobre el rio Cauca – Cali, cuyo administrador es la entidad INVIAS entre los Puntos de Referencia (PR) PR 106+549 y PR116+776 (ver figura 4-48).

Revisando en la información disponible de la entidad administradora de la vía 2504 (INVIAS), los requisitos que se deben presentar para la expedición de los permisos y licencias se relacionan en la tabla 4-15.

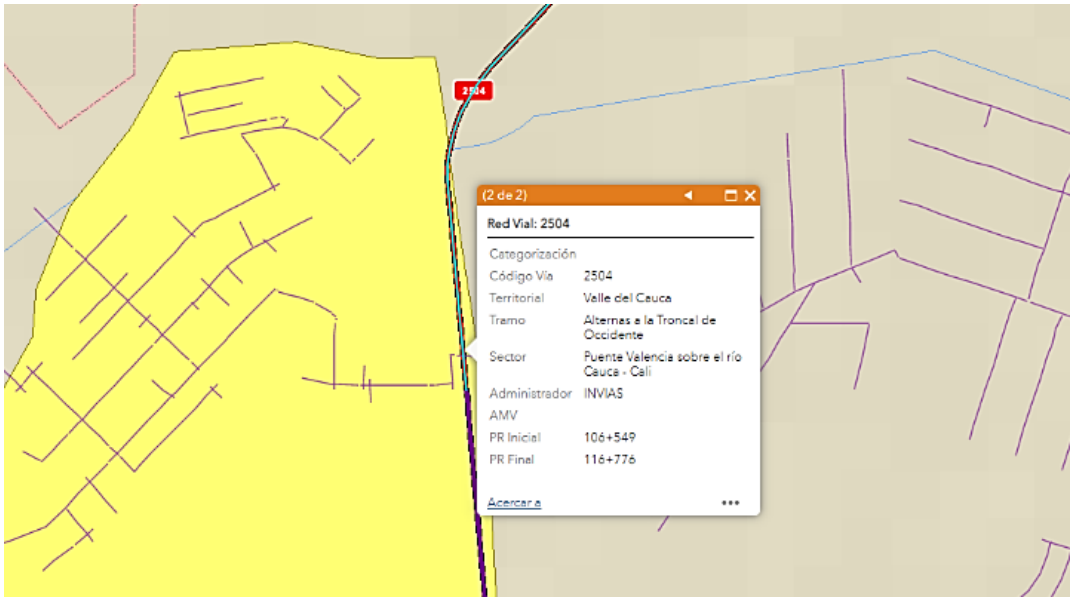


Figura 4-48: Datos de red vial a gestionar en el plan de inversión para el circuito Jamundi 3 – 13,2 kV. **Fuente:** (Intituto nacional de vías - INVIAS, 2022)

Tabla 4-6: Documentación complementaria necesaria para radicar solicitudes de uso de zona de vía. **Fuente:** Elaboración propia.

ítem	Descripción
1	Carta de solicitud incluyendo puntos de referencia (PRs)
2	Registro fotográfico
3	Planos de localización en planta y perfil
4	Descripción técnica de los trabajos a realizar
5	Presupuesto obra objeto del permiso (equipos, materiales, mano de obra)
6	Plan de manejo de tránsito (PMT)
7	Cronograma de ejecución de las obras
8	Objeto y localización de la solicitud del permiso
9	Licencia ambiental (en caso de requerirla el proyecto)
10	Oficio dirigido a la Policía de carreteras y respuesta viabilizando el cierre de la vía (cuando aplique)

Como se mencionó en capítulos anteriores, para este caso, el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P. debe entonces como operador de red propietario de los activos de distribución que componen el circuito Jamundí 3, realizar la recolección de estos requisitos en el momento de iniciar la ejecución del plan de inversión; no obstante, es importante relacionarlos ya que para la formulación del plan es pertinente tener en cuenta los costos asociados, los cuales se relacionan en el **Anexo 3 – sección 10.**

4.7 Formulación del Plan de inversión

Una vez considerados dentro del análisis realizado en la etapa de planificación, los criterios técnicos establecidos en el marco de la propuesta del plan de inversiones del OR Celsia Colombia S.A. E.S.P., para este caso en específico cuyo enfoque se centra en el mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio del circuito en nivel 2 denominado Jamundí 3, seleccionado por tratarse del circuito que de acuerdo con la cantidad y duración de las interrupciones al igual que el número de clientes afectados por dichas interrupciones representa mayor riesgo para el cumplimiento de los indicadores en los siguientes años del periodo tarifario motivado en la atención de demanda.

A continuación se validará de manera resumida como quedaría formulado el plan de inversiones propuesto para el circuito en mención relacionando los costos en los que se vería inmerso para la obtención de los recursos de cara al inversionista del OR Celsia Colombia S.A. E.S.P., al igual que el valor esperado de remuneración según lo establecido en la resolución CREG 015 del año 2018.

La tabla 4-8 resume los costos en los que debe incurrir el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P. para realizar las actividades técnicas que permitan proyectar el mejoramiento de los índices de calidad del servicio del circuito Jamundi 3 – 13,2 kV, los cuales fueron analizados ítem por ítem en nuestro caso de estudio y cuya inversión total asciende al valor de $ 5.165.546.624.

Tabla 4-7: Consolidado de costos Plan de inversión circuito Jamundi 3 – 13,2 kV .**Fuente:** Elaboración propia.

Descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
INVERSIÓN ASOCIADA A MATERIALES PARA LA REPOSICIÓN DE 28 KM DE RED EN NIVEL DE TENSIÓN 2	1	$ 2.544.237.933	$ 2.544.237.933
INVERSIÓN ASOCIADA A MANO DE OBRA EN REDES DESENERGIZADAS PARA LA REPOSICIÓN DE 28 KM DE RED EN NIVEL DE TENSIÓN 2	1	$ 600.193.153	$ 600.193.153
INVERSIÓN ASOCIADA A MANO DE OBRA EN REDES ENERGIZADAS PARA LA REPOSICIÓN DE 28 KM DE RED EN NIVEL DE TENSIÓN 2	1	$ 1.058.702.395	$ 1.058.702.395
INVERSIÓN EN MATERIALES Y EQUIPOS PARA LA INSTALACIÓN DE 10 RECONECTADORES EN NIVEL DE TENSIÓN 2	1	$ 512.039.283	$ 512.039.283

Descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
INVERSIÓN EN MANO DE OBRA Y SOFTWARE PARA LA INSTALACIÓN DE 10 RECONECTADORES EN NIVEL DE TENSIÓN 2	1	$ 140.576.497	$ 140.576.497
COSTOS ASOCIADOS A ACTIVIDADES AMBIENTALES	1	$ 100.300.000	$ 100.300.000
COSTOS ASOCIADOS A ACTIVIDADES SOCIALES Y DE RELACIONAMIENTO	1	$ 58.000.000	$ 58.000.000
COSTOS ASOCIADOS A ACTIVIDADES PREDIALES Y COMPRA DE SERVIDUMBRE	1	$ 75.397.363	$ 75.397.363
COSTOS ASOCIADOS A TRÁMITES DE OCUPACIÓN DE ESPACIO PÚBLICO	1	$ 49.600.000	$ 49.600.000
COSTOS ASOCIADOS A TRÁMITE DE USO DE ZONAS DE VÍA	1	$ 26.500.000	$ 26.500.000
Costo total plan de inversión circuito Jamundí 3			**$ 5.165.546.624**

Por otra parte, la tabla 4-18 se presenta las UC que darán de alta o que se remunerarían conforme a los costos anteriormente mencionados según el valor instalado en pesos colombianos para el año 2017, de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 015 del año 2018, para el caso de las actividades técnicas proyectadas sobre el circuito Jamundí 3 , se proyecta una remuneración de $ 5.324.866.000 con valores de instalación del año 2017.

Tabla 4-8: Consolidado de remuneración en UC, plan de inversión circuito Jamundí 3 – 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia.

Código UC	Descripción UC	Cantidad UC	Valor instalado $COP 2017	Remuneración $COP 2017	Remuneración $COP 2021
N2L99	KM DE CONDUCTOR (3 FASES) SEMIAISLADO 4/0 AWG	28	$ 72.635.000	$ 2.033.780.000	$ 2.120.848.491
N2L70	POSTE DE CONCRETO DE 12 M 510 KG - SUSPENSIÓN	336	$ 3.215.000	$ 1.080.240.000	$ 1.126.486.333
N2L72	POSTE DE CONCRETO DE 12 M 750 KG - RETENCIÓN	224	$ 4.086.000	$ 915.264.000	$ 954.447.518
N2L136	CABLE DE GUARDA	28	$ 2.960.000	$ 82.880.000	$ 86.428.189
N2L137	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DISEÑO TÍPICO	280	$ 270.000	$ 75.600.000	$ 78.836.524

Código UC	Descripción UC	Cantidad UC	Valor instalado $COP 2017	Remuneración $COP 2017	Remuneración $COP 2021
N2EQ9	CORTACIRCUITOS MONOPOLAR - N2	168	$ 484.000	$ 81.312.000	$ 84.793.061
N2EQ35	RECONECTADOR - N2	10	$ 45.399.000	$ 453.990.000	$ 473.425.841
N2EQ13	JUEGO CUCHILLAS DE OPERACIÓN SIN CARGA - N2	600	$ 1.003.000	$ 601.800.000	$ 627.563.759
	Remuneración total (NT2) plan de inversión circuito Jamundi 3			**$ 5.324.866.000**	**$ 5.552.829.715**

La remuneración del plan de inversión en pesos colombianos se distribuye de la siguiente manera según las categorías de unidades constructivas establecidas igualmente la resolución CREG 015 de 2018 (ver tabla 4-19).

Sin embargo, como el análisis se está realizando en el marco del plan de inversiones para el año 2021 es necesario indexar el valor instalado conforme al índice de precios del productor (IPP) a través del cual se realizan los cálculos de los cargos por uso en este caso para el nivel de tensión 2, escenario en el cual la remuneración esperada para el año 2021 sería de $ 5.552.829.715.

Tabla 4-9: Distribución de la remuneración en Categorías de unidades constructivas en nivel de tensión 2 del plan de inversión sobre el circuito Jamundi 3. **Fuente:** Elaboración propia.

Categoría	Descripción	Nivel de tensión	Remuneración $COP 2017	Remuneración $COP 2021
7	LÍNEAS AÉREAS	2	$ 4.187.764.000	$ 4.367.047.054
9	EQUIPOS DE LÍNEA	2	$ 1.137.102.000	$ 1.185.782.661

Preliminarmente se puede apreciar una rentabilidad en el plan de inversiones de $387.283.091 entre la inversión que en este caso debe realizar el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P. y la remuneración esperada a causa de las intervenciones técnicas orientadas a la reposición de los activos, flexibilización del sistema y atención de aspectos complementarios que no son tenidos en cuenta habitualmente en la formulación de este

tipo de proyectos, sobre todo los que involucran activos existentes en donde el OR asume condiciones de control total sobre las intervenciones pero en la realidad se encuentra con obstáculos que representan, no solo sobrecostos, sino tiempos de gestión adicionales que perjudican la ejecución del plan de inversiones aprobado. Cabe resaltar lo expuesto en el capítulo 14 de la resolución CREG 015 de 2018 en donde se establece que los costos asociados a gestiones socio – ambientales y de servidumbre relacionados con los proyectos que involucren activos de uso general, podrán ser reportados y reconocidos según su ejecución conforme a lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018, Capitulo 14 en lo que refiere a los costos socio – ambientales (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Con base en lo expuesto anteriormente y en aras de hacer más atractivo el proyecto para el inversionista, se hace necesario poder separar los costos asociados a las actividades directas a ejecutar sobre los activos de distribución que componen el circuito Jamundí 3 – 13,2 kV, de las acciones complementarias que se deben llevar a cabo para viabilizar la ejecución de dichas actividades, las tablas 4-20 y 4-21 presentan la redistribución de estos costos.

Tabla 4-10: Costos asociados a actividades directas sobre los activos de distribución del circuito Jamundi 3 – 13,2 KV. **Fuente:** Elaboración propia.

Descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
INVERSIÓN ASOCIADA A MATERIALES PARA LA REPOSICIÓN DE 28 KM DE RED EN NIVEL DE TENSIÓN 2	1	$ 2.544.237.933	$ 2.544.237.933
INVERSIÓN ASOCIADA A MANO DE OBRA EN REDES DESENERGIZADAS PARA LA REPOSICIÓN DE 28 KM DE RED EN NIVEL DE TENSIÓN 2	1	$ 600.193.153	$ 600.193.153
INVERSIÓN ASOCIADA A MANO DE OBRA EN REDES ENERGIZADAS PARA LA REPOSICIÓN DE 28 KM DE RED EN NIVEL DE TENSIÓN 2	1	$ 1.058.702.395	$ 1.058.702.395
INVERSIÓN EN MATERIALES Y EQUIPOS PARA LA INSTALACIÓN DE 10 RECONECTADORES EN NIVEL DE TENSIÓN 2	1	$ 512.039.283	$ 512.039.283
INVERSIÓN EN MANO DE OBRA Y SOFTWARE PARA LA INSTALACIÓN DE 10 RECONECTADORES EN NIVEL DE TENSIÓN 2	1	$ 140.576.497	$ 140.576.497
Costo actividades directas sobre activos del circuito Jamundi 3			**$ 4.855.749.261**

Tabla 4-11: Costos asociados a actividades Complementarias para viabilizar el plan de inversiones sobre del circuito Jamundi 3 – 13,2 KV . **Fuente:** Elaboración propia.

Descripción	cantidad	Valor unitario	Valor total	% UC Remuneradas
COSTOS ASOCIADOS A ACTIVIDADES AMBIENTALES	1	$ 100.300.000	$ 100.300.000	2,3%
COSTOS ASOCIADOS A ACTIVIDADES SOCIALES Y DE RELACIONAMIENTO	1	$ 58.000.000	$ 58.000.000	1,4%
COSTOS ASOCIADOS A ACTIVIDADES PREDIALES Y COMPRA DE SERVIDUMBRE	1	$ 75.397.363	$ 75.397.363	1,8%
COSTOS ASOCIADOS A TRÁMITES DE OCUPACIÓN DE ESPACIO PÚBLICO	1	$ 49.600.000	$ 49.600.000	1,2%
COSTOS ASOCIADOS A TRÁMITE DE USO DE ZONAS DE VÍA	1	$ 26.500.000	$ 26.500.000	0,6%
costo actividades socio ambientales y de servidumbre			**$ 309.797.363**	

Las actividades complementarias relacionadas con gestiones socio – ambientales y de servidumbre ascienden en total a $309.797.363 , sin embargo, ninguna línea de las que se han tenido en cuenta según los criterios analizados excede el 5% del valor de las Unidades constructivas totales del proyecto ($ 5.552.829.715) siendo la más elevada los costos asociados a actividades ambientales con un porcentaje de 2,3%, por tal motivo estos valores igualmente serán reconocidos junto con lo reportado mediante los comprobantes de costo que correspondan para el periodo tarifario que aplique posterior al año 2021.

También se puede apreciar que las intervenciones directas sobre los activos de uso general que componen el circuito Jamundí 3 traerían entonces consigo una inversión de $4.855.749.261 frente a la remuneración en unidades constructivas instaladas de $5.552.829.715 dejando una rentabilidad directa de $ 697.080.454 es decir un 14% respecto a la inversión realizada por el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P.

No obstante es necesario tener en cuenta que la ejecución del plan de inversión propuesto sobre sobre el circuito Jamundí 3 no solamente permitirá obtener la rentabilidad directa descrita anteriormente cuya remuneración se verá reflejada en el ingreso anual asociado con la infraestructura utilizada para la prestación del servicio en este caso para el nivel de tensión 2, sino que también al pretender el mejoramiento de los indicadores de calidad del

servicio del sistema de distribución local respecto a la meta establecida regulatoriamente, se espera que OR Celsia Colombia S.A. E.S.P. aumente su ingreso durante el año inmediatamente siguiente a la ejecución del plan con la ejecución exitosa de las intervenciones proyectadas en el plan de inversión; con estas acciones se espera que el OR se abstenga de incurrir en alguno de los escenarios de incentivo negativo de acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 015 del año 2018, capitulo 5. Calidad del Servicio, Numeral 5.2 Calidad del servicio en los SDL (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

4.8 Síntesis

En este capítulo se llevaron a la práctica los conceptos desarrollados a partir de la literatura, el estado del arte , la normatividad aplicable así como los aspectos que se han podido identificar en el comportamiento histórico de la operación y mantenimiento de los SDL en el sector energético colombiano, lo anterior se llevó a cabo bajo la aplicación de los criterios y aspectos complementarios previamente definidos para la etapa de planeación del SDL, considerando para ello un caso de estudio real para el sistema de distribución del OR Celsia Colombia S.A. ESP.

El análisis de los diferentes criterios de evaluación se llevó a cabo con el fin de, por una parte evidenciar desde la práctica las principales problemáticas que impactan significativamente el comportamiento de los indicadores de calidad del servicio para un OR en el contexto colombiano y por otro lado brindar la pautas necesarias desde la fase de planificación del SDL para considerar la mitigación de estas problemáticas en el desarrollo y formulación del plan de inversión que debe presentar el OR en función del mejoramiento regulatorio de los indicadores de calidad del servicio, asegurando en todo momento la priorización adecuada de las intervenciones y la rentabilidad en las inversiones proyectadas.

De los conceptos revisados en este capítulo y su implementación en el caso de estudio se destacan:

- A partir de la información técnica detallada, en donde se resumen aspectos relevantes en cuanto al funcionamiento u operación del sistema, así como la descripción detallada de ciertas características complementarias de cada uno de

los circuitos evaluados, se hizo posible establecer la priorización adecuada para la intervención técnica de los circuitos con base en el aporte de cada circuito al incumplimiento de los indicadores de duración SAIDI, Frecuencia SAIFI y cantidad de eventos ocurridos que incidieron directamente en el incumplimiento o el aporte negativo de cara a los compromisos regulatorios adquiridos por el OR Celsia Colombia S.A. E.S.P. respecto a la calidad del servicio.

- Con base en la identificación de las causas de interrupción sobre el circuito seleccionado, conforme a lo revisado desde el estado del arte, se evidencio que un gran porcentaje de los eventos está relacionado directamente con los costos asociados a problemas de calidad del servicio de los usuarios finales, los cuales deben ser tenidos en cuenta en la formulación del plan de inversión presentado por el OR, estas causas de interrupción son el punto de partida en la validación de las acciones técnicas a implementar sobre los activos que conforman los SDL.

- El análisis de los nodos recurrentes de falla, los cuales son aquellos puntos que registraron más de un evento/interrupción en el año, permiten identificar los sectores más propensos del circuito a sufrir eventos por las causas identificadas, a partir de la información gráfica es posible establecer también los nodos más importantes a intervenir para enfocar allí las inversiones y poder obtener los resultados esperados.

- Tanto las interrupciones como los riesgos asociados en los que luego del análisis y la evaluación se determina que su origen involucra la incidencia directa de descargas atmosféricas, así como la influencia animal y alta presencia de vegetación supone como primera medida la reposición de los activos de nivel de tensión 2 orientados al cambio de red desnuda por red semiaislada en configuración compacta.

- El costo de las actividades con líneas energizadas juega un papel fundamental en la optimización de las inversiones ya que puede significar casi el doble del valor de mano de obra con líneas des energizadas, es conveniente considerar los costos en la formulación del plan de inversión dado que es lo más benéfico en función de la

operación normal del circuito y la disminución de compensaciones a los usuarios por indisponibilidad del circuito.

- Es posible implementar la DA para mejorar la eficiencia operativa, la confiabilidad y la calidad del servicio a los clientes a través del montaje de equipos reconectadores que permitan la descentralización de los eventos provocados por la presencia de alta vegetación, influencia animal, descargas atmosféricas.

- La inclusión de aspectos complementarios como lo son los ambientales, de relacionamiento, uso y ocupación del suelo en diversos escenarios permiten determinar tanto en el costo de las intervenciones programadas como el tiempo proyectado para la ejecución de las mismas, lo que a su vez posibilita tener claridad en la hoja de ruta para la formulación adecuada del plan de inversiones y con ello aumentar la probabilidad de cumplimiento de las directrices establecidas en la regulación vigente para los OR en el contexto Colombiano.

5. Conclusiones y recomendaciones

En este capítulo se exponen las conclusiones y recomendaciones que se identifican a partir del desarrollo del presente trabajo de profundización.

5.1 Conclusiones generales

En el presente trabajo se validaron los principales criterios técnicos que deben ser tenidos en cuenta en la etapa de planeación de los proyectos que involucran un plan de inversiones en nivel de tensión 2 , el análisis de los indicadores de calidad del servicio, la definición y priorización de los circuitos a intervenir, el análisis de los eventos ocurridos , la identificación de causas reales de las interrupciones, la definición de las acciones técnicas a implementar, el análisis de aspectos ambientales, sociales y de relacionamiento, aspectos prediales, trámites de espacio público y de uso de zona de vías relacionados con

estas acciones técnicas y cuyo enfoque se centra en el mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica Para ello se recopilaron y analizaron desde el estado del arte algunos aspectos importantes a considerar en la fase de PDP, pasando por factores de influencia, métodos, automatización y otros conceptos relevantes en la planificación del sistema, que permitieran considerar la necesidad de involucramiento de estos criterios no solo en la planeación del sistema para suplir las necesidades técnicas motivadas en la atención de la demanda, sino en la integración de estas en la formulación de los planes de inversión que deben presentar los OR de acuerdo con los lineamientos establecidos en el caso colombiano, por la CREG.

Se realizó el análisis para un caso de estudio real en el que se identificó el incumplimiento de los indicadores de calidad del servicio a raíz de diversas causas que incidieron notablemente en las interrupciones del servicio detectadas, permitiendo con ello el poder establecer acciones encaminadas a generar valor agregado para el cumplimiento no solo de los indicadores de calidad del servicio sino de los activos proyectados a intervenir dentro de las acciones a implementar dentro del plan de inversiones a presentar a la CREG. Finalmente, estos criterios fueron analizados con base en la regulación vigente para identificar los problemas reales, los riesgos y necesidades complementarias examinadas desde varios puntos de vista que inciden en la correcta ejecución de los planes de inversión y su influencia en la operación adecuada del sistema eléctrico colombiano; Posterior a dicho estudio, se destacan las consideraciones que se listan a continuación, las cuales se relacionan a partir de los objetivos específicos propuestos, que integran a su vez el objetivo general.

Objetivo específico 1:

“Revisar antecedentes del estado del arte relacionado con la planificación del sistema de distribución en función de los indicadores de Calidad del servicio en nivel de tensión 2”

El estudio de los fundamentos teóricos y las condiciones técnicas involucradas en la PDP permitió explicar conceptos importantes como lo son las problemáticas que se presentan en la planificación de las redes de distribución en Colombia, tema que ha sido ampliamente tratado en todo el mundo con el fin de alcanzar una compensación entre los costos asociados a las inversiones sobre la infraestructura que compone los sistemas de distribución y con ello obtener una alta eficiencia operativa; de igual manera da pie a

entender la forma en la que estas inversiones son reconocidas a los operadores de red a través del concepto de cargos por uso, los cuales están expresados en $/kWh, son acumulados para cada nivel de tensión y remuneran tanto las inversiones en los activos de uso de los SDL como los gastos asociados al AOM de este, costos en los que incurren los OR para garantizar la prestación del servicio; mencionando también algunos programas a través de los cuales el gobierno nacional ha venido impulsando la modernización de la infraestructura eléctrica estableciendo el criterio de eficiencia económica en el diseño de las fórmulas tarifarias al señalar que estas no pueden trasladar a los usuarios una gestión ineficiente por parte de los OR.

Relacionado a la gestión eficiente de los OR, se identificó también el concepto de indicadores de calidad del servicio público domiciliario de energía eléctrica, los cuales fueron establecidos por la CREG y a través de los cuales se evalúan las interrupciones que se presentan en los circuitos que componen el sistema de distribución, encargándose de medir en promedio la cantidad de eventos , la duración total en horas de los eventos y la cantidad de clientes afectados con dichas interrupciones; se reconoció el comportamiento o evolución de los indicadores SAIDI y SAIFI en Colombia en los últimos años, en donde se pudo inferir la trascendencia de la expedición de la resolución CREG 015 de 2018 en el mejoramiento de los indicadores de los años 2019 y 2020, debido a las diferencias en la nueva metodología de remuneración de activos , en la que los ingresos del OR se reducen drásticamente si no se realizan inversiones considerables de acuerdo con el plan aprobado por la CREG, así como la necesidad de realizar una correcta gestión de los activos acorde con la norma ISO 55001 en la vigencia del periodo tarifario aprobado, esto indudablemente debe reorientar la PDP en función de una propuesta de inversión consecuente y acorde con las necesidades reales del sistema en la que la calidad del servicio que perciben los usuarios finales se muestra como insumo fundamental para la proyección de las acciones a realizar por los OR.A partir de la revisión de la literatura relacionada tanto con la PDP como con la proyección de la demanda e implementación de nuevas tecnologías en estos, se lograron identificar ciertas problemáticas que requieren ser analizadas con el objetivo de alcanzar la eficiencia en el uso de los recursos y racionalizar las necesidades de inversión en infraestructura eléctrica para garantizar así la prestación del servicio y asegurar la calidad adecuada del mismo, esto se trata de un subconjunto de problemas que pueden ser solucionados a partir del uso de métodos, técnicas o criterios y que involucran el análisis de aspectos técnicos propios de las redes

de distribución, aspectos ambientales, aspectos sociales o de relacionamiento, aspectos prediales, ocupación de espacio público, ocupación de zonas de uso de vía y los riesgos asociados a cada uno de estos que puedan influir en el desarrollo de acciones encaminadas a la solución de las problemáticas que impiden esta eficiencia en la operación del SDL.

Conforme a lo revisado desde el estado del arte, se pudo identificar también que el 80% de los costos asociados al SDL están relacionados con los problemas de confiabilidad de los clientes servidos o usuarios finales, costos que de igual manera deben ser tenidos en cuenta en la formulación de los planes de inversión.

Objetivo específico 2:

"Determinar los aspectos técnicos que pueden permitir una correcta planificación del sistema de distribución en nivel de tensión 2, en función de los indicadores de calidad de servicio"

A partir de la revisión del conocimiento de los informes enfocados en los índices de calidad del servicio del país, se destaca la complementariedad que debe existir a la luz de la regulación vigente entre los conceptos de las inversiones realizadas por los OR y la calidad del servicio que estos suministran sobre todo en el nivel de tensión 2 del sistema, teniendo en cuenta que en una red eléctrica, las fallas que conducen a interrupciones del suministro de los usuarios, son más frecuentes en el sistema de distribución en comparación con otras partes del sistema, y como a partir de la expedición de la resolución CREG 015 del año 2018 los índices de calidad del servicio tienden a mejorar en la mayoría de los OR del sector eléctrico Colombiano, sobre todo en aquellos que cuentan con mayor capacidad de inversión o priorizan sus inversiones de manera eficiente.

Se encontró que las fallas de un sistema de distribución obligan a buscar de manera casi inmediata planes de contingencia o soluciones con base en su evaluación, para evitar indisponibilidades del servicio de manera general y la flexibilidad que de alguna manera otorgan entidades como la CREG para motivar la inclusión de los puntos más críticos del sistema en la implementación de acciones preventivas y correctivas que se relacionan a su vez en la formulación del plan de inversiones que debe presentar cada operador de red para el mejoramiento en la operación de su SDL.

La PDP ha sido importante para el Estado por cuanto conlleva grandes beneficios sociales a la población y a la actividad económica del país incentivando igualmente a los OR, con el fin de que se hagan inversiones para lograr así la mejora del servicio público de energía eléctrica, tanto en infraestructura como en la calidad del servicio; para los OR además de lograr la mejora en la calidad del servicio, se logra tener una rentabilidad con base a las redes de distribución mediante los cargos por uso, lo cuales fueron definidos por la resolución CREG 015 de 2018.

La revisión de los factores que influyen en la PDP en nivel de tensión 2 a nivel de Colombia para el mejoramiento en la calidad del servicio de energía eléctrica permitió identificar que sectores predominantes y críticos como la industria, el comercio, la operación de hospitales, las comunicaciones y en los últimos años la movilidad eléctrica son esenciales en el desarrollo de la economía del país y es por esto que se hace esencial el poder estudiar las problemáticas o factores que puedan influir en esta para garantizar en todo momento la prestación confiable de este servicio tan indispensable.

Se encontró que a partir del comportamiento de los índices de calidad del servicio es posible seleccionar aquellos circuitos eléctricos sobre los cuales se debe priorizar la necesidad de las inversiones y el uso de los recursos, realizando un estudio detallado de las causas de interrupción que ocasionaron los eventos de indisponibilidad del servicio y complementando con un análisis de riesgos a través del cual se pueden identificar los diferentes tipos de amenazas, eventos o efectos adicionales que podrían llegar a tener un alto nivel de incertidumbre de cara al cumplimiento de los objetivos que enfrentan los proyectos encaminados al mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio que integran un plan de inversiones. Con lo anterior se determinan entonces ciertos aspectos o criterios técnicos a considerar en la elaboración de los proyectos orientados tanto a la expansión como a la reposición de los activos que componen el SDL en el nivel de tensión 2, cuyo enfoque se centra en el mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio y en la mitigación de las posibles amenazas al plan de inversiones:

- Validación de indicadores
- Definición y priorización de circuitos a intervenir
- Análisis de eventos
- Identificación de causas de interrupciones

- Definición de acciones técnicas a implementar y unidades constructivas a considerar relacionadas con líneas y equipos
- Análisis de aspectos ambientales
- Análisis de aspectos sociales y de relacionamiento
- Análisis de aspectos prediales
- Análisis de trámites de espacio público
- Análisis de trámites de uso de zona de vías.

Se identifico que la inclusión de los análisis desarrollados aplican para proyectos que incluyen actividades de expansión y/o reposición de infraestructura eléctrica en nivel de tensión 2 así como a aquellos que incluyen actividades encaminadas a la flexibilización y automatización del sistema de distribución , además, que la consideración de estos criterios dentro del plan de inversión permite tener en cuenta desde el inicio, es decir desde la formulación del plan, los futuros aspectos o medidas a implementar como mecanismos de mitigación y control, anticipándose así a posibles situaciones adversas durante el desarrollo de las iniciativas planteadas y asegurando con ellos el mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio y la remuneración esperada por la inversión realizada.
Con base en el análisis técnico realizado según cada uno de los criterios propuestos, se involucró brevemente el análisis económico intrínseco en las soluciones planteadas, verificando con esto los sobrecostos que trae para el inversionista y las desviaciones que esto conlleva producto de la no inclusión de estos criterios en la elaboración de un plan de inversión.

Objetivo específico 3:

"Establecer recomendaciones respecto a los criterios y características a considerar en la planeación del sistema de distribución para implementar en la elaboración del plan de inversión en nivel de tensión 2"

La revisión realizada en este trabajo permitió establecer que se debe realizar una priorización adecuada de los circuitos que serán objeto de intervención a través del plan de inversiones regulatorio, esto mediante la validación apropiada de los indicadores de calidad del servicio SAIDI ySAIFI , número de interrupciones, cantidad de clientes afectados, longitud del circuito, al igual que la verificación al detalle de las causas de interrupción y los posibles riesgos que puedan traer consigo la ejecución de las intervenciones en los circuitos priorizados.

El análisis técnico realizado permitió verificar que existen diversas metodologías y algoritmos desarrollados para la priorización de los circuitos objeto de intervención; no obstante, desde la práctica es posible proponer, como se realizó en este trabajo, ciertas acciones técnicas a partir del análisis de las causas o el origen de las interrupciones presentadas en determinado circuito para determinado periodo de tiempo; de igual manera, se pudo validar que en la actualidad existen diversos software o aplicaciones de diseño de redes de distribución que permiten obtener las alternativas, técnicamente viables, en función de la operación del sistema, sin embargo existen aspectos como los ambientales, prediales, sociales y de trámites de permisos que suman importancia al equipo de PDP en aras de incluir las acciones complementarias encaminadas a viabilizar los proyectos en todos los aspectos.

La implementación de un análisis de riesgos detallado permitió definir diferentes tipos de amenazas, eventos o efectos adversos que hubieran podido llegar a tener un alto nivel de incertidumbre en variables como el presupuesto o el tiempo de ejecución de cara al cumplimiento de los objetivos que tendría que enfrentar el proyecto involucrado dentro del plan de inversiones propuesto, pues eventos como la pandemia del COVID-19 han puesto en evidencia como una situación que en algún momento parecía tan distante de ocurrir, termina sometiendo al mundo entero en una crisis sanitaria global de consecuencias sorpresivas e inesperadas.

La definición de los nodos recurrentes de falla a través de mapas de calor permitió establecer los puntos más críticos a intervenir y fue allí donde se enfocaron las inversiones en el caso de estudio desarrollado; existen softwares y aplicaciones de optimización diseñados para este fin, sin embargo, a partir de la información gráfica es posible establecer también estos puntos clave.

Soluciones técnicas como la reposición de conductores desnudos por conductores cubiertos, instalación de cable de guarda, instalación de sistemas de puesta a tierra y el montaje de equipo de reconexión automática (reconectadores) son alternativas clave a validar en la formulación de las acciones a implementar dentro del plan de inversión teniendo en cuenta su alta efectividad respecto al costo de las inversiones.

Se identificó que existen diversos sistemas de información geográfica que permiten desde el escritorio el poder realizar una serie de validaciones del orden social, ambiental,

servidumbres, espacio o vías públicas y privadas, a través de los cuales se facilita la toma de decisiones en cuanto a las actividades que integran la formulación de los planes de inversión.

Es importante que los OR, en el marco de la formulación del plan de inversión consideren la legalización de servidumbre que no se tenga legalmente constituida, la no inclusión de estas actividades puede ocasionar retrasos y hasta la imposibilidad de realizar las acciones técnicas propuestas para el mejoramiento de la infraestructura y con ello de los indicadores de calidad del servicio.

5.2 Difusión académica

Esta tesis cuenta con un artículo tipo reflexión en revisión para posible publicación en la revista científica – tecnológica *Tecnura* de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, categorizada en B (Q3) en la última medición de MinCiencias:

- Jimenez-Guzman, C., López-García, D. & Arango-Lemoine, C., (2022). “Criteria for planning investment plans in distribution networks in the Colombian context”.

6. Anexos

6.1 Anexo 1: Definiciones Índices de interrupción sostenida

Las interrupciones y apagones se pueden estudiar mediante el uso de herramientas de evaluación de confiabilidad predictiva que pueden predecir las características de confiabilidad del cliente en función de la topología del sistema y los datos de componente de confiabilidad. Para lograr esto, se calculan los índices de confiabilidad de la distribución. Tales índices de confiabilidad deben tener en cuenta tanto la duración como la frecuencia

de las interrupciones; También deben considerar las condiciones generales del sistema, así como las condiciones específicas del cliente. El uso de promedios conduce a la pérdida de cierta información, como el tiempo hasta que se devuelve el servicio al último cliente, pero los promedios deben dar una tendencia general de las condiciones para el servicio. Aquí, se supone que como se interrumpe el servicio al cliente, las cuadrillas son despachadas y el trabajo de restauración comienza inmediatamente. Por lo tanto, la duración de la interrupción es la misma que la duración de la restauración.

SAIDI: Índice de duración media de la interrupción del sistema. Este índice se conoce comúnmente como minutos de interrupción del cliente u horas del cliente, y está diseñado para proporcionar información sobre el tiempo promedio en que se interrumpe a los clientes." (Gönen, 2014).

$$SAIDI = \sum \frac{duraciones\ de\ interrupción\ del\ cliente}{número\ total\ de\ clientes\ atendidos}$$

o

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T}$$

Donde,

r_i, es el tiempo de restauración para cada evento de interrupción

N_i, es el número de clientes interrumpidos para cada evento de interrupción durante el periodo reportado

N_T, es el numero total de clientes atendidos para cada área indexada

SAIFI: Índice de frecuencia de interrupción media del sistema. Este índice está diseñado para proporcionar información sobre la frecuencia media de interrupciones de mantenimiento por cliente en un área predefinida." (Gönen, 2014).

$$SAIFI = \sum \frac{\#\ total\ de\ interrupción\ del\ cliente}{número\ total\ de\ clientes\ atendidos}$$

o

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T}$$

Donde,

N_i, es el número de clientes interrumpidos para cada evento de interrupción durante el periodo reportado

N_T, es el numero total de clientes atendidos para cada área indexada

6.2 Anexo 2: Condiciones operativas para considerar en la adición de GD a un sistema de distribución

En los últimos años se ha visto una tendencia hacia el desarrollo y despliegue de la generación distribuida (GD) debido a cambios en las políticas gubernamentales y una mayor disponibilidad de tecnologías de generación de pequeña capacidad. La naturaleza de la generación distribuida es planta más pequeña (menos de 100 MW) con poco o limitado control central, conectado al sistema de distribución. Los sistemas de distribución se han diseñado tradicionalmente para operar con un flujo de energía unidireccional, desde la fuente (sistema de transmisión) hasta las cargas.

Agregar GD a un sistema de distribución impone un conjunto diferente de condiciones operativas en la red, como flujo inverso de energía, aumento de voltaje, mayores niveles de falla, pérdidas de energía reducidas, distorsión armónica y problemas de estabilidad. La presencia de generación adicional en un alimentador también puede permitir la operación en modo isla independiente donde los GD suministran porciones de la carga del alimentador después de que se haya aislado una falla. Sin embargo, la operación en isla requiere una coordinación significativa de los generadores distribuidos con los dispositivos de protección del alimentador para crear posibles islas autosuficientes. Se necesita un análisis exhaustivo del sistema de planificación de operaciones para que la integración de la generación distribuida tenga éxito desde el punto de vista de la seguridad y la confiabilidad del sistema. (Popovic, Greatbanks, Begovic, & Pregelj, 2005)

6.3 Anexo 3: Tablas de Presupuesto

6.3.1 Anexo 3 – Sección 1 : Cantidades y costos asociados a materiales para la reposición de 28 kilómetros de red

Tabla 6-1: Cantidades y costos asociados con materiales para la reposición de 28 kilómetros de red. **Fuente:** Elaboración propia

Descripción	Cantidad	Valor Unitario	Valor total
ABRAZADERA DOBLE 140 MM (5.1/2")	1008	$ 16.499	$ 16.631.345
ABRAZADERA DOBLE 200 MM (8")	840	$ 12.623	$ 10.602.900
AISLADOR COMPOSITE SUSPENS 13.2 KV 70KN	840	$ 23.238	$ 19.519.737
AISLADOR COMPUESTO TIPO PIN 13.2 KV	336	$ 21.897	$ 7.357.342
AISLADOR PORCEL 3/8" TENSOR ANSI 54-2	196	$ 4.083	$ 800.346
ALAMBRE AC GALV NO 12 AWG	252	$ 10.656	$ 2.685.425
ALAMBRE ALUMINIO AISLADO NO.8 AWG 600 V	168	$ 1.164	$ 195.493
AVISO ACRILICO RIESGO ELECTRICO 13,2 KV	28	$ 21.854	$ 611.898
BRAZO ANTIBALANCEO P/ ESPACIADORES 15 KV	336	$ 39.262	$ 13.191.864
CABLE 4/0 ACSR SEMIAISLADO 13.2KV	86520	$ 13.864	$ 1.199.470.020
CABLE AC 1/4" PARA RETENIDA CLAS A	2800	$ 1.362	$ 3.812.760
CABLE AC GALV P/RETENIDA 3/8"	1680	$ 2.800	$ 4.703.955
CABLE CU DESNUDO NO2 AWG	336	$ 13.568	$ 4.558.747
CABLE MENSAJERO ACSR/AW T/AWAC NO 1/0	28840	$ 4.661	$ 134.417.921
CARTUCHO AZUL CONECTOR PRESION CUÑA	504	$ 3.943	$ 1.987.348
CINTA ACERO BAND-IT 3/4IN	1680	$ 2.698	$ 4.532.472
CINTA AISLANTE 33 X 15 METROS	280	$ 11.695	$ 3.274.642
CINTA AISLANTE SCOTCH-23 AUTOVULCANIZ	280	$ 24.366	$ 6.822.508
CONECTOR CUÑA A PRESION AWG 4/0- AWG 4/0	504	$ 6.906	$ 3.480.750
CONECTOR CUÑA PRES VARILLA CU P/T NO2	280	$ 6.644	$ 1.860.446
CRUCETA ANGULAR METALICA 1400 MM	448	$ 83.185	$ 37.266.988
CUBO METALICO SOPORTE PROTECCIONES -CM R	168	$ 8.000	$ 1.344.034

Descripción	Cantidad	Valor Unitario	Valor total
ESPACIADOR CABLES SEMIAILAD 15 KV SERI	3500	$ 67.813	$ 237.345.500
GRAPA DESVÍO PARA RED SEMIAISLADA INTERN	56	$ 60.666	$ 3.397.307
GRAPA RETENCIÓN T/PISTOLA CABLE 1/0 AWG	280	$ 18.714	$ 5.240.046
GRILLETE AC GALV RECTO 5/8" 11 300 KG	1400	$ 8.208	$ 11.490.640
GUARDACABO RETENCIÓN CABLE ACERO 3/8" SS	1036	$ 699	$ 723.853
HEBILLA CINTA DE ACERO DE 3/4"	1120	$ 617	$ 691.152
PARARRAYOS AUTOVALVULA 13.2 KV-10 KA-SN	168	$ 90.681	$ 15.234.398
PERFIL ACERO EN I 3M 4X6X1/2IN	196	$ 529.558	$ 103.793.299
PERNO AC GALV ROSCA CORRIDA 5/8" X 14"	560	$ 4.049	$ 2.267.210
PERNO U PARA RED SEMIAISLADA 1/2" X108MM	56	$ 3.529	$ 197.640
PIN P/AISLADOR POLIMERICO T/POSTE 13.2KV	336	$ 8.186	$ 2.750.614
PLACA VERT REFLECTIV EN POSTE 8X65CM-MT	140	$ 9.741	$ 1.363.685
POSTE DE CONCRETO DE 12M X 1050 KG	224	$ 1.411.662	$ 316.212.322
POSTE DE CONCRETO DE 12M X 750 KG	336	$ 738.483	$ 248.130.279
RETENCION PREF F/LIN CON SEMIAI 4/0 15KV	840	$ 66.091	$ 55.516.356
SOPORTE ANGULO TIPO E CABLE SEMIAIS 15KV	56	$ 116.618	$ 6.530.625
SOPORTE LATERAL P/AISLADOR TIPO POSTE.	56	$ 21.300	$ 1.192.808
SOPORTE SECCIONADOR FUSIBLE EN POSTE	168	$ 40.460	$ 6.797.280
SOPORTE TANGENCIAL CABLE SEMIAISLA 15KV	336	$ 100.468	$ 33.757.305
TUERCA DE OJO AC GALV 5/8"	560	$ 6.542	$ 3.663.772
VARILLA P/ TIERRA 5/8" X 8' COPPERWELD	280	$ 31.475	$ 8.812.902
	Total en materiales de red		$ 2.544.237.933

6.3.2 Anexo 3 – Sección 2 : Cantidades y costos asociados con actividades de mano de obra en líneas desenergizadas para la reposición de 28 kilómetros de red

Tabla 6-2: Cantidades y costos asociados con actividades de mano de obra en líneas desenergizadas para la reposición de 28 kilómetros de red. **Fuente:** Elaboración propia

Descripción	Cantidad	Valor Unitario	Valor total
HINCADA POSTE DE CONCRETO (9m - 14m)	560,0	$ 162.016	$ 90.728.806
HORMIGONADO POSTE CONCRETO O METALICO	560,0	$ 125.000	$ 70.000.000
TRANSPORTE DE POSTE CONCRETO Y/O METALICO (UN)	560,0	$ 114.466	$ 64.101.015
MARCACIÓN DE POSTE	560,0	$ 33.664	$ 18.851.990
ML TENDIDO DE LINEA RED COMPACTA (HASTA 3 LINEAS)	28000,0	$ 4.287	$ 120.033.914
ML TENDIDO CABLE MENSAJERO RED COMPACTA	28000,0	$ 1.380	$ 38.631.367
TRANSPORTE DE CABLE	114520,0	$ 291	$ 33.367.533
MONTAJE O DESMONTAJE CONJUNTO CORRIDO PRIMARIO <5° COMPACTO	336,0	$ 32.159	$ 10.805.484
MONTAJE O DESMONTAJE CONJUNTO CORRIDO PRIMARIO 5° - 30° COMPACTO	56,0	$ 32.070	$ 1.795.930
MONTAJE O DESMONTAJE CONJUNTO DOBLE TERMINAL COMPACTO	56,0	$ 49.446	$ 2.769.001
MONTAJE O DESMONTAJE CONJUNTO FIN DE LINEA COMPACTO	168,0	$ 49.446	$ 8.307.004
INSTALACIÓN ESPACIADOR (RED COMPACTA)	3500,0	$ 18.447	$ 64.564.715
CADENA AMARRE COMPOSITE	840,0	$ 16.967	$ 14.252.129
PARARRAYOS	56,0	$ 41.322	$ 2.314.037
RETENIDA A PERFIL I	196,0	$ 135.526	$ 26.563.178
CONCRETADA RETENIDA	196,0	$ 93.026	$ 18.233.157
PUESTA A TIERRA MT/BT	280,0	$ 32.236	$ 9.026.053
INSTALACION CONECTORES DE PERFORACION	504,0	$ 6.362	$ 3.206.535
GESTION ADMINISTRATIVA	28,0	$ 79.375	$ 2.222.490
INSTALACION DE AVISOS DE PREVENCION RIESGO ELECTRICO	28,0	$ 14.958	$ 418.812
	Total de mano de obra		$ 600.193.153

6.3.3 Anexo 3 – Sección 3 : Cantidades y costos asociados con actividades de mano de obra en líneas energizadas para la reposición de 28 kilómetros de red.

Tabla 6-3: Cantidades y costos asociados con actividades de mano de obra en líneas energizadas para la reposición de 28 kilómetros de red. **Fuente:** Elaboración propia

Descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
APERTURA O CIERRE DE PUENTE DE MT CON LINEA VIVA	140,00	$ 572.036	$ 80.085.011
CAMBIO DE POSTES DE CONCRETO CON LINEA VIVA	280,00	$ 2.459.754	$ 688.731.091
INSTALA CONJUNTO CORRIDO CON ANG	224,00	$ 606.358	$ 135.824.178
INSTALACION CONJUNTO DOBLE TERMINAL	56,00	$ 729.346	$ 40.843.355
INSTALACION CONJUNTO TERMINAL. IINEA VIVA	56,00	$ 606.358	$ 33.956.044
INSTALACIÓN DE CUBRIMIENTO PARA MT. CON LINEA VIVA.	140,00	$ 566.162	$ 79.262.716
	Total de mano de obra		$ 1.058.702.395

6.3.4 Anexo 3 – Sección 4 : Cantidades y costos de materiales para el montaje de 10 Reconectadores en nivel de tensión 2.

Tabla 6-4: Cantidades y costos de materiales para el montaje de 10 Reconectadores en nivel de tensión 2. **Fuente:** Elaboración propia

Descripción	cantidad	Valor unitario	Valor total
ABRAZADERA DOBLE 1/4 X 1-1/2 X 4-1/2IN	2,0	$ 12.575	$ 25.150
ABRAZADERA DOBLE 140 MM (5-1/2IN)	2,0	$ 15.552	$ 31.104
ABRAZADERA DOBLE 160 MM (6-1/4IN)	3,9	$ 14.594	$ 57.404
ABRAZADERA DOBLE 180 MM (7IN)	6,0	$ 14.104	$ 84.625
ABRAZADERA DOBLE 200 MM (8IN)	25,0	$ 15.272	$ 381.795
ABRAZADERA DOBLE 220 MM (8-3/4IN)	38,0	$ 37.543	$ 1.426.648
ABRAZADERA DOBLE 250 MM (10IN)	38,0	$ 17.728	$ 673.657
AISLADOR COMPOSITE SUSPENS 13.2 KV 70KN	60,0	$ 31.532	$ 1.891.890
AISLADOR COMPUESTO TIPO PIN 13.2 KV	5,0	$ 20.872	$ 104.361

Descripción	cantidad	Valor unitario	Valor total
AISLADOR PORCEL 3/8IN TENSOR ANSI 54-2	5,0	$ 3.946	$ 19.729
AISLADOR PORCEL. 1/2IN TENSOR ANSI 54-4	2,0	$ 243.727	$ 487.455
AISLADOR PORCELANA (ANSI-57-1) 13.2KV	3,0	$ 32.336	$ 97.008
ALAMBRE AC GALV No 12 AWG	2,0	$ 9.328	$ 18.655
ALAMBRE CU DESNUDO No4 600V	38,4	$ 8.104	$ 311.180
ALAMBRE DE ALUMINIO DESNUDO No 6	4,1	$ 686	$ 2.837
ANCLA DE HORMIGON	1,0	$ 29.475	$ 29.475
ANGULO EN V P/CRUCETA METAL. 2.44 - 48IN	1,0	$ 20.582	$ 20.582
ARANDELA PLANA AC GALV 5/8IN	15,1	$ 287	$ 4.322
CABLE 4/0 ACSR SEMIAISLADO 13.2kV	260,0	$ 15.749	$ 4.094.709
CABLE AC 1/4IN PARA RETENIDA CLAS A	21,5	$ 1.751	$ 37.593
CABLE AC GALV P/RETENIDA 3/8IN	18,3	$ 4.048	$ 74.215
CABLE ACSR 1/0 SEMIAISLADO 15 KV	60,0	$ 10.490	$ 629.393
CABLE AL ACSR 4/0 AWG (PENGUIN)	3,7	$ 7.489	$ 27.960
CABLE AL/AC ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	5,0	$ 3.961	$ 19.804
CABLE CU AISLADO No 2/0 AWG 600V	33,3	$ 30.226	$ 1.007.519
CABLE CU AISLADO No 4/0 AWG 600V	26,7	$ 86.555	$ 2.308.138
CABLE CU CONTROL 2 X No12 AWG 600V	18,7	$ 6.781	$ 126.573
CABLE CU CONTROL 3 X No12AWG 600V	66,7	$ 6.115	$ 407.696
CABLE CU DESNUDO No 2/0 AWG 600V	14,3	$ 26.032	$ 373.124
CABLE CU DESNUDO No 4/0 AWG	15,0	$ 1.311.591	$ 19.673.868
CABLE CU DESNUDO No2 AWG	221,5	$ 14.632	$ 3.241.455
CABLE MONOF CONCENTR ALUM. 1X6+6 AWG	1,0	$ 3.157	$ 3.157
CINTA ACERO BAND-IT 3/4IN	65,4	$ 3.347	$ 218.925
CINTA AISLANTE 33 X 15 METROS	3,7	$ 13.801	$ 51.524
CINTA AISLANTE SCOTCH-23 AUTOVULCANIZ	3,7	$ 31.133	$ 116.228
CONECTOR BIMET CUÑA P1/0 D2 T/UDC - VII	4,7	$ 2.707	$ 12.632
CONECTOR BIMET CUÑA 2-8 A 6-4 T/UDC - I	2,4	$ 2.645	$ 6.349
CONECTOR COMPRESION CU No 2	28,7	$ 5.202	$ 149.125
CONECTOR CUÑA A PRESION AWG 1/0- AWG 1/0	51,4	$ 6.076	$ 312.311

Descripción	cantidad	Valor unitario	Valor total
CONECTOR CUNA A PRESION AWG 2/0 A 1/0	3,5	$ 8.642	$ 29.958
CONECTOR CUÑA A PRESION AWG 4/0 - 2 CU	21,1	$ 7.312	$ 154.532
CONECTOR CUÑA A PRESION AWG 4/0 AWG 1/0	22,5	$ 6.620	$ 149.165
CONECTOR CUÑA A PRESION AWG 4/0- AWG 4/0	67,6	$ 6.460	$ 436.671
CONECTOR CUÑA PRES VARILLA CU P/T No2	1,0	$ 6.631	$ 6.631
CONECTOR DOBLE P/HERRAJE Y PAT CAB 4-2/0	1,0	$ 32.788	$ 32.788
CONECTOR PERFORACION 16-95MM² / 4-35MM	1,0	$ 4.130	$ 4.130
CONECTOR PERFORACION 25-95MM² KZ 3-95	1,0	$ 5.351	$ 5.351
CONECTOR VARILLA PUESTA A TIERRA REF: Z1	12,7	$ 2.661	$ 33.887
CORREA PLASTICA P/AMAR 35CMS (14IN)NEGRA	52,4	$ 183	$ 9.614
CRUCETA ANGULAR METALICA 1800 MM	1,0	$ 157.732	$ 157.732
CRUCETA ANGULAR METALICA 2400 MM	20,0	$ 187.541	$ 3.750.820
CRUCETA ANGULAR METALICA 3000 MM	2,7	$ 296.170	$ 789.787
CRUCETA METAL GALV 3×3×3/8IN× 3 ML	4,0	$ 200.580	$ 802.321
CRUCETA METAL GALV 3X3X1/4INX 2.40 ML	29,3	$ 113.538	$ 3.330.455
CRUCETA METAL GALV. 3×3×3/8IN× 4 ML	1,0	$ 344.984	$ 344.984
CRUCETA METAL GALV 3×3×3/8IN× 2.40 ML	6,7	$ 156.254	$ 1.041.693
ESPACIADOR CABLE SEMIAISLAD 15KV VICENTI	1,0	$ 62.867	$ 62.867
GRAPA AL SUSPENSION CABLE 1/0 AWG	1,0	$ 26.678	$ 26.678
GRAPA AMARRE AL CABLE AWG 1/0 (RAVEN)	12,0	$ 24.685	$ 296.216
GRAPA AMARRE AL COND. AWG 4/0-MCM 266	52,0	$ 45.473	$ 2.364.587
GRAPA RETENCION T/PISTOLA CABLE 1/0 AWG	1,0	$ 23.708	$ 23.708
GRILLETE AC GALV RECTO 5/8IN 11 300 KG	58,6	$ 7.897	$ 462.762
GUARDACABO RETEN CABLE ACERO 3/8IN SS	5,3	$ 1.084	$ 5.781
HEBILLA CINTA DE ACERO DE 3/4IN	38,9	$ 883	$ 34.338
KIT ACCESORIOS PUESTA TIERRA 12 METROS	2,0	$ 186.553	$ 373.105
PARARRAYOS AUTOVALVULA 13.2 KV-10 KA-SN	20,0	$ 101.132	$ 2.022.636
PERFIL ACERO EN I 3M 4X6X1/2IN	2,0	$ 712.976	$ 1.425.953
PERNO AC GALV ROSCA CORRIDA 5/8" X 12"	8,9	$ 5.134	$ 45.865

Descripción	cantidad	Valor unitario	Valor total
PERNO AC GALV ROSCA CORRIDA 5/8" X 14"	32,2	$ 5.650	$ 181.938
PERNO CARRUAJE AC GALV 5/8" X 1.1/2"	51,1	$ 1.603	$ 81.990
PERNO CARRUAJE AC GALV 5/8" X 3.1/2"	66,2	$ 2.054	$ 135.994
PERNO MAQUINA GALV. 1/2" X 2 ROSCA CONT	90,4	$ 1.037	$ 93.747
PERNO MAQUINA GALV. 5/8" X2" ROSCA CONT.	37,6	$ 1.877	$ 70.582
PERNO ROSCA CORRIDA AC GALV. 5/8" X 16"	16,3	$ 4.978	$ 80.972
PIN P/AISL LINE POST 3/4" X 5/8" X 3"	2,5	$ 6.703	$ 16.982
PIN P/AISLADOR POLIM T/POSTE 13.2KV 6IN	4,9	$ 11.106	$ 54.051
POSTE CONCRETO 12M X 1050 KG	10,0	$ 1.291.418	$ 12.914.184
RECONECTADOR TIPO POSTE PARA 15 KV	10,0	$ 38.265.039	$ 382.650.388
RETENCION PREF F/LIN CON SEMIAI 4/0 15KV	33,3	$ 28.422	$ 947.384
RETENCION PREF FIN LINE COND SEMIAIS 1/0	12,0	$ 37.965	$ 455.580
SOPORTE AUX ANGULO CABLE SEMIAIS 15KV	1,0	$ 36.110	$ 36.110
SOPORTE P/SECC. FUSIBLE CRUCETA ANGULAR	10,0	$ 16.893	$ 168.925
TERMINAL COMPRES No2/0 AWG PLATINA 2H	3,0	$ 10.219	$ 30.657
TERMINAL COMPRES CABLE No 2 AWG 1H	2,0	$ 2.772	$ 5.545
TERMINAL COMPRES CABLE CU NO. 4/0 AWG 2H	10,0	$ 9.861	$ 98.614
TORNAPUNTA CRUCETA VOLADA DIST.H.92" B4	10,0	$ 90.404	$ 904.038
TORNILLO CAB HEX AC INOX 1/2" X 2" C/T	4,0	$ 6.336	$ 25.344
TUBO ABIERTO SEÑALIZACION DE RETENIDA	2,0	$ 76.524	$ 153.048
TUBO CONDUIT GALV IMC 1/2IN X 3M	17,1	$ 39.852	$ 680.137
TUERCA DE OJO AC GALV 5/8IN	10,0	$ 6.378	$ 63.777
VARILLA ANCLAJE DE 5/8IN X 1.80M	2,0	$ 29.164	$ 58.329
VARILLA P/ TIERRA 5/8" X 8' COPPERWELD	10,0	$ 34.936	$ 349.363
CARTUCHO AZUL CONECTOR PRESION CUÑA	130,0	$ 4.160	$ 540.835
CORREA PLASTICA P/AMARRE 25CM (10")NEGRA	80,0	$ 126	$ 10.041
PLATINA ACANALADA DOBLE ARMAZON 24" -O15	27,0	$ 43.469	$ 1.173.665
CABLE AISLADO AL-CU No6 AWG 15KV	100,0	$ 11.849	$ 1.184.857
ANTENA OMNIDIRECCION 4G 700/2700MHZ 9DBI	10,0	$ 80.755	$ 807.554
TRAFO AUX 13.2KV 240/120V 0.5KVA	10,0	$ 1.329.292	$ 13.292.924

Descripción	cantidad	Valor unitario	Valor total
CABLE ALUMINIO AISLADO No.6 AWG 600V	30,0	$ 1.806	$ 54.178
SECCIONADOR ANTI-HURTO 1P 13.2 KV 600 A	60,0	$ 472.600	$ 28.355.987
MODEM SIN CONFIG ROBUSTEL R3000L4L (4G)	10,0	$ 957.637	$ 9.576.375
	Total materiales Reconectadores		**$ 512.039.283**

6.3.5 Anexo 3 – Sección 5 : Cantidades y costos relacionados con la mano de obra para el montaje de 10 Reconectadores en nivel de tensión 2.

Tabla 6-5: Cantidades y costos relacionados con la mano de obra para el montaje de 10 Reconectadores en nivel de tensión 2. **Fuente:** Elaboración propia

Descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
INSTALACIÓN DE RECONECTADOR CON LINEA VIVA	10	$ 7.809.035	$ 78.090.355
COORDINACIÓN MONTAJE EQUIPOS	1	$ 18.750.000	$ 18.750.000
RETIRO DE ELEMENTOS EN LA RED	1	$ 31.236.142	$ 31.236.142
SOFTWARE	1	$ 12.500.000	$ 12.500.000
	Total mano de obra reconectadores		**$ 140.576.497**

6.3.6 Anexo 3 – Sección 6 : Cantidades y costos asociados a actividades ambientales en nivel de tensión 2 del circuito Jamundí 3 - 13,2 kV

Tabla 6-6: Cantidades y costos asociados a actividades ambientales en nivel de tensión 2 del circuito Jamundí 3 - 13,2 kV **Fuente:** Elaboración propia

Descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
GESTIÓN DE LICENCIA AMBIENTAL Y TRÁMITES	1,0	$ 3.000.000	$ 3.000.000
CENSO FORESTAL	1,0	$ 3.500.000	$ 3.500.000

ACTIVIDADES DE PODA SECTOR 1	4,0	$ 3.600.000	$ 14.400.000
ACTIVIDADES DE PODA SECTOR 2	4,0	$ 7.750.000	$ 31.000.000
ACTIVIDADES DE PODA SECTOR 3	4,0	$ 5.300.000	$ 21.200.000
ACTIVIDADES DE PODA SECTOR 4	4,0	$ 3.600.000	$ 14.400.000
DISPOSICIÓN FINAL DE RESIDUOS	4,0	$ 3.200.000	$ 12.800.000
		Total actividades ambientales	**$ 100.300.000**

6.3.7 Anexo 3 – Sección 7 : Cantidades y costos de actividades sociales y de relacionamiento circuito Jamundí 3 - 13,2 kV

Tabla 6-7: Costos de actividades sociales y de relacionamiento circuito Jamundí 3 - 13,2 kV **Fuente:** Elaboración propia.

Descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
COSTOS DE ACTIVIDADES DE SOCIALIZACIÓN A LAS COMUNIDADES (ALQUILER DE SITIOS, REFRIGERIOS, TRANSPORTES, LOGISTICA, ETC.)	1,0	$ 20.000.000	$ 20.000.000
COSTOS DE ELABORACIÓN DE PLANES AMBIENTALES Y SOCIALES PMAS	1,0	$ 5.000.000	$ 5.000.000
COSTOS DE ACTIVIDADES DE SOCIALIZACIÓN A ENTIDADES GUBERNAMENTALES (ALQUILER DE SITIOS, REFRIGERIOS, TRANSPORTES, ETC)	1,0	$ 3.000.000	$ 3.000.000
COSTOS ASOCIADOS A LA GESTIÓN DE CONSULTA PREVIA	N/A	-	$ 0
COSTOS DERIVADOS DEL PLAN DE COMPENSACIONES SOCIALES A COMUNIDADES IDENTIFICADAS	1,0	$ 30.000.000	$ 30.000.000
COSTOS ASOCIADOS AL SUMINISTRO E INSTALACIÓN DE REDES INTERNAS DE LAS VIVIENDAS A ELECTRIFICAR	N/A	-	$ 0
COSTOS DE PEDAGOGÍA DE LA ENERGÍA PARA NUEVAS FAMILIAS A ELECTRIFICAR Y COMUNIDADES CON MAL ÍNDICE DE PAGO.	N/A	-	$ 0
		Total actividades ambientales	**$ 58.000.000**

6.3.8 Anexo 3 – Sección 8 : Cantidades y costos asociados a actividades Prediales para el circuito Jamundi 3 - 13,2 kV.

Tabla 6-8: Cantidades y costos asociados a actividades Prediales para el circuito Jamundi 3 - 13,2 kV. **Fuente:** Elaboración propia.

Descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
COSTOS DE SERVIDUMBRE	1	$ 54.635.770	$ 54.635.770
COSTOS ASOCIADOS A DERECHOS INMOBILIARIOS DE SERVIDUMBRE	1	$ 8.195.366	$ 8.195.366
COSTOS POR HONORARIOS NOTARIALES Y REGISTRALES LEGALIZACIÓN DERECHOS SERVIDUMBRE	1	$ 5.463.577	$ 5.463.577
COSTOS DE GESTION PREDIAL INTERNA	1	$ 4.370.862	$ 4.370.862
COSTOS DE VIAJE INTERVENTORÍA	1	$ 2.731.789	$ 2.731.789
	Total actividades gestión predial		**$ 75.397.363**

6.3.9 Anexo 3 – Sección 9 : Cantidades y costos asociados a trámites para ocupación de espacio público y reposiciones asociadas para el circuito Jamundi 3 - 13,2 kV

Tabla 6-9: Cantidades y costos asociados a trámites para ocupación de espacio público y reposiciones asociadas para el circuito Jamundi 3 - 13,2 kV . **Fuente:** Elaboración propia.

descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
costos asociados a la validación de sectores que involucren intervención del espacio público y diseños de 28 km de red	1	$ 33.600.000	$ 33.600.000
costos por trámites de radicación de permisos ante entidades territoriales	1	$ 2.000.000	$ 2.000.000
costos por levantamiento de actas de vecindad (para verificar el estado de activos como vías, andenes, fachadas, etc.)	1	$ 1.500.000	$ 1.500.000
costos asociados a tramites y expedición de pólizas	1	$ 2.500.000	$ 2.500.000
costos por reposición de activos propiedad de los municipios.	1	$ 10.000.000	$ 10.000.000

Total trámites de ocupación de espacio público	**$ 49.600.000**

6.3.10 Anexo 3 – Sección 10 : Cantidades y costos asociados a trámites de uso de zona de vía

Tabla 6-10: Cantidades y costos asociados a trámites de uso de zona de vía. **Fuente:** Elaboración propia.

Descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
COSTOS DERIVADOS DE LA CONTRATACIÓN DE TERCEROS PARA LA VALIDACIÓN DE SECTORES QUE INVOLUCREN INTERVENCIÓN FRANJAS DE USO DE VÍA	1	$ 3.500.000	$ 3.500.000
COSTOS DERIVADOS DE LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN ADICIONAL Y ELABORACIÓN DE PLANOS Y PRESUPUESTOS	1	$ 9.000.000	$ 9.000.000
COSTOS POR LEVANTAMIENTO DE ACTAS DE VECINDAD (PARA VERIFICAR EL ESTADO DE ACTIVOS COMO VÍAS, ANDENES, FACHADAS, ETC.)	1	$ 1.500.000	$ 1.500.000
COSTOS ASOCIADOS A TRAMITES Y EXPEDICIÓN DE PÓLIZAS	1	$ 2.000.000	$ 2.000.000
COSTOS POR REPOSICIÓN DE ACTIVOS PRESENTES EN LA FRANJA DE USO DE VÍA	1	$ 8.000.000	$ 8.000.000
COSTOS POR ELABORACIÓN DE PLAN DE MANEJO DE TRÁNSITO Y SEÑALIZACIÓN	1	$ 2.500.000	$ 2.500.000
COSTOS POR POSIBLES TARIFAS ADICIONALES EN LA OCUPACIÓN DE LAS FRANJAS DE ZONA DE VÍA	1	$ 0	$ 0
		Total tramites de uso de zona de vía	**$ 26.500.000**

7. Referencias

Asociación Nacional de Empresarios de Colombia - ANDI. (2020). *Informe encuesta de calidad de la energía - septiembre 2020.*

Agencia Nacional de Tierras . (2022). *Portal de datos abiertos de la Agencia Nacional de Tierras (ANT)*. Obtenido de https://data-agenciadetierras.opendata.arcgis.com/datasets/agenciadetierras::resguardos-ind%C3%ADgenas-1/explore?location=3.692583%2C-74.929695%2C10.08

Alam, A., Pant, V., & Das, B. (2016). Switch and recloser placement in distribution system. *ScienceDirect*.

Alam, A., Vinay, P., & Das, B. (2016). Switch and recloser placement in distribution system consideringuncertainties in loads, failure rates and repair rates. *Electric power Systems research*.

Alam, A., Zaid, M., Sabeel, N., & Sarwar, A. (2020). A New Optimal Automation Strategy with Profit-based Optimization Model. *IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*.

Alcaldía de Jamundi. (2022). *Tramites y servicios, licencia de intervención del espacio público*. Obtenido de https://www.gov.co/ficha-tramites-y-servicios/T14086

Ambiente, M. (2022). *Sustracción de Áreas de Reserva Forestal de Orden Nacional*. Obtenido de Sustracción de Áreas de Reserva Forestal de Orden Nacional: https://www.minambiente.gov.co/direccion-de-bosques-biodiversidad-y-servicios-ecosistemicos/sustraccion-de-areas-de-reserva-forestal-de-orden-nacional/

Arango, C. (2014). *ESTUDIO DE LAS REDES INTELIGENTES ENMARCADAS EN EL CONCEPTO DE LAS MICRO-REDES: Aplicación en la minimización de pérdidas de energía.* Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales.

Asman, S., Aziz, N., Abd Kadir, M., & Amirulddin, U. (2020). Fault Signature Analysis formmedium voltage overhead line based on new characteristic indices. *2020 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*.

Asociación Nacional de Empresarios de Colombia - ANDI. (2013). *Normatividad Urbana y Uso del Suelo*. Obtenido de Normatividad Urbana y Uso del Suelo: http://proyectos.andi.com.co/es/GAI/GuiInv/CPR/Paginas/NUUS.aspx

Canal Eléctrico. (2019). *LSPS Nueva Version 3.3 _ Software Cálculo de Cortocircuito y Coordinación de Protecciones BT MT*. Obtenido de https://www.youtube.com/watch?v=i_Ld8Hkek6M

Celli, G., Mocci, Susanna, & Pilo, F. (2007). MULTI-YEAR OPTIMAL PLANNING OF ACTIVE DISTRIBUTION NETWORKS . *19th International Conference on Electricity Distribution* .

CELSIA S.A. ESP. (2022). *Informe de clientes reiterativos CELSIA SA ESP.*

CELSIA S.A. ESP. (2022). *Informe de Prefactibilidad.*

CELSIA S.A. ESP. (s.f.). *Reporte integrado año 2021.*

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *Resolución CREG 015 de 2018.*

Congreso de Colombia. (1994). *Ley 142 de 1994.*

Congreso de Colombia. (1997). *Ley 388 de 1997.*

Congreso de Colombia. (2008). *LEY 1228 DE 2008.* Bogota D.C.

Departamento administrativo nacional de estadística. (2020). *Decreto 148 de 2020.*

Fan, Y., Mengnuo, D., Pei, G., Zhang, Z., Yingying, L., & Xiao, W. (2018). The Influence on Distribution Network Planning and Investment Strategy of Power Grid Corp Under Electric Power System Reform. *China International Conference on Electricity Distribution*.

Faria, W., Martins, D., Nametala, C., & Pereira Jr, B. (2020). Protection system planning for distribution networks: A probabilistic approach. *Electric Power Systems Research*.

Fiesco Salinas, J. A. (2018). *Análisis de índices (SAIDI, SAIFI) de confiabilidad en la zona sur de Bogotá y su desempeño en los últimos 2 años.* Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas.

Georgilakis, P., & Hatziargyriou, N. (2015). A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research. *Electric Power Systems Research*.

Gers, M. (2014). *Distribution System Analysis and Automation.* Stevenage: The Institution of Engineering and Technology.

Gönen, T. (2014). *Electric Power Distribution Engineering.* CRC Press Taylor & Francis Group.

Instituto Geográfico Agustin Codazzi. (2007). *Circular 5.1/ 479.* Bogotá.

Instituto Geográfico Agustín Codazzi. (2022). *ArcGIS Hub*. Obtenido de https://hub.arcgis.com/datasets/da571331a28941e49f71e9c09a5db635_3/explore?location=4.461682%2C-76.841847%2C5.57

Intituto nacional de vías - INVIAS. (2022). *Sistema de información geográfica* . Obtenido de https://hermes.invias.gov.co/carreteras/

J., J. C., & P, J. M. (2017). *Configuración territorial de las provincias de Colombia: Ruralidad y Redes.* Bogotá: Publicación de las Naciones Unidas.

Ley 143 de 1994. (1994).

Lyubchenko, V., Iskhakov, A., & Pavlyuchenko, D. (2021). Reclosers Optimal Allocation for Improving the Distribution Network Reliability. *International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*.

Ministerio de Agricultura. (2022). *Restitución de Tierras.*

MOHORTE. (9 de 10 de 2016). *La brecha entre la Colombia rural y urbana, explicada a través de 9 gráficos*. Obtenido de La brecha entre la Colombia rural y urbana, explicada a través de 9 gráficos: https://magnet.xataka.com/en-diez-minutos/la-brecha-entre-la-colombia-rural-y-urbana-explicada-a-traves-de-9-graficos

Pombo, V. A., Murta-Pina, J., & Pires, F. V. (2014). Multiobjective planning of distribution networks incorporating switches and protective devices using a memetic optimization. *Reliability Engineering and System Safety*.

Popovic, D., Greatbanks, J., Begovic, M., & Pregelj, A. (2005). Placement of distributed generators and reclosers for distribution network security and reliability. *Electrical Power & Energy Systems* .

Randall, R., & Allen, S. (2021). Cybersecurity professionals information sharing sources and networks in the U.S. electrical power industry. *International Journal of Critical Infrastructure Protection*.

Rong, S., He, L., Du, L., Li, Z., & Yu, S. (2021). Intelligent Detection of Vegetation Encroachment of Power Lines With Advanced Stereovision. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 3477-3485.

Sempértegui, R., Bautista, J., Griño Cubero, R., & Pereira, J. (2002). MODELS AND PROCEDURES FOR ELECTRIC ENERGY DISTRIBUTION PLANNING. A REVIEW. *IFAC Proceedings Volumes*.

Shahnia, F., Kashtiban, A., Milani, K., & Haque, M. (2006). Insulation Effects and Characteristics of XLPE Covered Overhead Conductors in Low and Medium Voltage Power Distribution Systems in Iran . *Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, 64-67.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Dirección Técnica de Gestión de Energía . (2020). *Diagnostico de la Caliadad del Servicio de Energía Electrica en Colombia.*

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2021). *Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas 2021-2035 .*

Unidad de restitución de tierras. (2016). *La restitución de tierras y territorios justificaciones, dilemas y estrategias*. Obtenido de La restitución de tierras y territorios justificaciones, dilemas y estrategias: https://www.dejusticia.org/wp-content/uploads/2017/07/Modulo-pedagogico-La-Restitucion-de-tierras-PDF-paraWEB.pdf

Vahidinasab, V., Tabarzadi, M., Arasteh, H., Alizadeh, M. I., Beigi, M. M., Sheikhzadeh, H. R., . . . Sepasian, M. S. (2020). Overview of Electric Energy Distribution Networks Expansion Planning. *IEEE Access, vol. 8*.

Willis Towers Watson. (2021). *Situación de Mercado: El riesgo Político en Colombia.*

Xiangning, L., Jinwen, S., Shengfang, A., Xiaoping, X., Yunfei, W., & Dexian, Y. (2014). Distribution network planning integrating charging stations of electric vehicle with V2G. *Electrical Power and Energy Systems*.

Yao Wang, S. Z. (2020). Research and Demonstration of Planning and decision-making Tools Based on Power Grid Full - Cost Chain. *IEEE Explore*.