

**ANÁLISIS CAUSA RAIZ DE FALLAS EN RECONECTADORES  
AUTOMATIZADOS ACOPLADOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE  
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.**



**DAVID FELIPE NIÑO QUINTERO**

**PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS  
Y TELECOMUNICACIONES  
FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURAS  
UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
Pamplona, 2020**

**ANÁLISIS CAUSA RAIZ DE FALLAS EN RECONECTADORES  
AUTOMATIZADOS ACOPLADOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE  
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.**

**DAVID FELIPE NIÑO QUINTERO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**Director: M.S(c) Yesid Santafe Ramon  
INGENIERO ELÉCTRICO  
delectrica@unipamplona.edu.co**

**PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS  
Y TELECOMUNICACIONES  
FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURAS  
UNIVERSIDAD DE PAMPLONA**

**Pamplona, 2020**

## DEDICATORIA

A mí padre y madre por su dedicación,  
cariño y confianza.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco primeramente a Dios por brindarme la oportunidad y los medios para el desarrollo del presente trabajo de grado, por darme la inteligencia y sabiduría para afrontar todos los desafíos que se presentaron.

Agradezco a mi madre Liliana por el sacrificio, por darme la confianza y la oportunidad de llegar hasta este punto de mi vida, por inculcarme valores y por estar presente en cada momento de mi vida dándome apoyo emocional y económico.

Agradezco a mi padre Juan Carlos por la motivación y la mano firme que tuvo siempre para conmigo, que me ayudó a mantener siempre el rumbo y no permitió desviarme de mis objetivos, por brindarme su confianza y su apoyo económico.

Agradezco a los profesores, y compañeros de clases que de una u otra forma siempre estuvieron presentes en mi formación y me aportaron conocimientos que al día de hoy me hacen la persona que soy.

# CONTENIDO

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	12
<b>2. JUSTIFICACIÓN</b> .....	13
<b>3. OBJETIVOS</b> .....	14
3.1 Objetivo general .....	14
3.2 Objetivos específicos .....	14
<b>4. MARCO TEÓRICO</b> .....	15
4.1 Sistemas de distribución de energía eléctrica .....	15
4.2 Equipos en los sistemas de distribución .....	17
4.2.1 Equipos de transformación .....	17
4.2.2 Conductores .....	18
4.2.3 Postes, torres y apoyos eléctricos .....	19
4.2.4 Equipos de protección .....	19
4.2.5 Equipos de comunicación .....	20
4.3 Clasificación de los sistemas de distribución .....	20
4.3.1 Redes de distribución industriales .....	20
4.3.2 Redes de distribución comerciales .....	21
4.3.3 Redes de distribución Urbana .....	21
4.3.4 Redes de distribución rural .....	21
4.4 Calidad del servicio de energía eléctrica .....	22
4.4.1 Calidad del servicio en los SDL .....	22
4.4.2 Calidad media del sistema .....	26
4.5 Mantenimiento .....	28
4.5.1 Mantenimiento correctivo .....	30
4.5.2 Mantenimiento preventivo .....	31
4.5.3 Mantenimiento condicional .....	32
4.6 Marco contextual .....	34
4.6.1 Información general de CENS .....	34
4.6.2 Identificación de alimentadores principales .....	38
<b>5. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS CAUSA RAIZ RCA (Root Cause Analysis)</b> .....	39
5.1 Descripción de la metodología .....	39
5.1.1 Definiciones .....	40
5.2 ¿Cuándo es conveniente hacer uso de este análisis de falla? .....	45
5.2.1 Seguridad .....	45
5.2.2 Calidad .....	46
5.2.3 Gestión .....	46

5.2.4	Mantenimiento .....	46
5.3	Tipos de falla.....	47
5.4	Etapas de vida de un equipo.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
5.5	Grupos que intervienen en la recolección de información .....	49
5.5.1	Responsable de identificar la falla o el evento.....	49
5.5.2	Responsable de la información de eventos .....	50
5.5.3	Interesado del análisis de fallas .....	50
5.6	Desarrollo de la metodología .....	51
5.6.1	Identificación del evento de falla .....	51
5.6.2	Análisis de criticidad.....	80
5.6.3	Árbol de fallas .....	86
5.6.4	Hipótesis.....	71
5.7	Recomendaciones .....	89
6.	CONCLUSIONES .....	90
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	92

## TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Niveles de tensión del sistema eléctrico de potencia. ....	17
Ilustración 2. Características del cobre y del aluminio. ....	18
Ilustración 3. Proceso de mantenimiento. ....	29
Ilustración 4. Algoritmo para una política de mantenimiento basada en el fallo. ....	30
Ilustración 5. Algoritmo para una política de mantenimiento basada en la vida del sistema. ....	32
Ilustración 6. Línea de tiempo, secuencia para política de mantenimiento basada en la condición. ....	33
Ilustración 7. Procedimiento de mantenimiento para una política basada en la condición. ....	34
Ilustración 8. Regionales CENS S.A. E.S.P. ....	35
Ilustración 9. Ubicación de reconectores de CENS S.A. E.S.P. ....	36
Ilustración 10. Circuito red de distribución. ....	38
Ilustración 11. Clasificación de fallas. ....	48
Ilustración 12. Etapas de la vida de un equipo: "Curva de bañera" .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Ilustración 13. Fases de la metodología Análisis Causa Raíz. ....	51
Ilustración 14. Diagrama de torta, porcentaje de fallas por causa. ....	56
Ilustración 15. Diagrama de barras, número de eventos por causa. ....	57
Ilustración 16. Diagrama de barras reconectores más fallados 2013-2019. ....	59
Ilustración 17. Ubicación reconector ARC86 y alimentador SARC1. ....	59
Ilustración 18. Ubicación de reconector OCARC52 y alimentador CONSAL_TEORA. ....	62
Ilustración 19. Reconector RC2 y alimentador TIBG11. ....	64
Ilustración 20. Ubicación reconector TIRC2 y alimentador TIBPUEBLOS .....	66
Ilustración 21. Ubicación reconector RC3 alimentador TIBO11. ....	68
Ilustración 22. Comparación TOP 5 reconectores más fallados de la red de distribución de CENS. ....	70
Ilustración 23. Matriz de riesgos, análisis de fallas en reconectores automatizados. ....	83
Ilustración 24. Nivel de riesgo y técnica de análisis. ....	83
Ilustración 25. Estructura de análisis árbol de fallas. ....	86
Ilustración 26. Árbol de fallas de reconectores automatizados en la red de distribución de CENS. ....	88
Ilustración 27. Falla en placa de circuito de reconector ARC86. ....	72
Ilustración 28. Falla de DRIVER en reconector OCARC52. ....	73
Ilustración 29. Tensión de alimentación en un reconector ENTEC. ....	75
Ilustración 30. Falla en switch de enlace AWS3613. ....	76
Ilustración 31. Actualización de FIRWARE del reconector BRC100. ....	77
Ilustración 32. Sistema Puesta a Tierra reconector RC3. ....	78
Ilustración 33. Reconector RC105 en poste. ....	79

## TABLA DE TABLAS

Tabla 1. Reporte de eventos en reconectores.....	53
Tabla 2. Número de eventos por causa. ....	54
Tabla 3. Reconectores más fallados 2013-2019. ....	59
Tabla 4. Eventos en reconector ARC86. ....	60
Tabla 5. Eventos en reconector OCARC52.....	62
Tabla 6. Eventos en el reconector RC2.....	65
Tabla 7. Eventos reconector TIRC2. ....	67
Tabla 8. Eventos en reconector RC3. ....	69
Tabla 9. Evaluación de la Probabilidad de ocurrencia de la falla.....	80
Tabla 10. Valoración de objetos de impactos para el análisis de fallas. ....	82
Tabla 11. Nivel de riesgo de falla.....	83
Tabla 12. Reporte de reposición y compras de baterías del año 2018. ....	74



## **RESUMEN**

Actualmente la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) busca ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica al 100% de los hogares colombianos, esto se llevará a cabo progresivamente aumentando la infraestructura eléctrica del SIN (Sistema Interconectado Nacional), actualizando y añadiendo equipos que garanticen una buena calidad del servicio por parte de los operadores de red. La principal problemática que se tiene en cuestión de calidad del servicio son las interrupciones no programadas que sufre el sistema eléctrico y que afectan de manera negativa a los índices de calidad media SAIFI Y SAIDI; dichos indicadores miden la confiabilidad del sistema y determinan las remuneraciones de la distribución de energía eléctrica que puedan o no tener los operadores de red. Los reconectores son uno de los principales equipos que propone la CREG para mitigar la duración y la frecuencia de las interrupciones del sistema eléctrico; tanto así, que exige a los OR según la CREG 015 de enero de 2018 modernizar equipos, tener cierto número de reconectores acoplados a su estructura eléctrica y realizar mantenimientos preventivos periódicamente.

El principal objetivo de este estudio es determinar la causa raíz de las fallas que sufren los reconectores automatizados en las redes de distribución, con la finalidad de crear estrategias y soluciones que garanticen su funcionabilidad y constante operación en la red eléctrica. Los datos que se analizarán serán tomados de los reportes de eventos mensuales desde los años 2013 a 2019 de CENS S.A E.S.P. en los cuales se evidencia: la duración, la causa, la fecha, el número de usuarios afectados, la regional, el alimentador (circuito asociado), código de transformador afectado, código de arranque y objetivo de la falla; referentes necesarios para el análisis y determinación de problemas que puedan impedir un correcto trabajo de estos dispositivos.

**Palabras clave:** Falla, reconector, calidad, confiabilidad, redes de distribución, SAIFI, SAIDI.

## **ABSTRACT**

Currently the CREG (Commission for Regulation of Energy and Gas) seeks to expand the coverage of electricity service to 100% of Colombian households, this will be carried out progressively increasing the electrical infrastructure of the SIN (National Interconnected System), updating and adding equipment that guarantees a good quality of service by network operators. The main problem in terms of quality of service is the unscheduled interruptions suffered by the electrical system and which negatively affect the average quality indices SAIFI and SAIDI; these indicators measure the reliability of the system and determine the remunerations of the distribution of electric power that network operators may or may not have. Reclosers are one of the main equipment proposed by CREG to mitigate the duration and frequency of power system interruptions; so much so, that it requires the OR according to the CREG 015 of January 2018 to modernize equipment, have a number of reclosers coupled to its electrical structure and carry out periodic preventive maintenance.

The main objective of this study is to determine the root cause of the faults suffered by the automated reclosers in the distribution networks, with the purpose of creating strategies and solutions that guarantee their functionality and constant operation in the electrical network. The data that will be analyzed will be taken from the monthly events reports from 2013 to 2019 of CENS S.A E.S.P. in which it is evidenced: the duration, the cause, the date, the number of affected users, the regional one, the feeder (associated circuit), the affected transformer code, the starting code and the objective of the failure; necessary referents for the analysis and determination of problems that may prevent a correct work of these devices.

**Keywords:** Failure, recloser, quality, reliability, distribution networks, SAIFI, SAIDI.

## 1. INTRODUCCIÓN

Tantos en los sistemas de distribución rural como urbana uno de los factores más importantes a tener en cuenta para medir la calidad del servicio de energía eléctrica es la percepción del tiempo de desconexión de los usuarios finales y la frecuencia con que estos eventos se presentan en las redes de distribución. Estos parámetros de medición se catalogan en dos indicadores de calidad media del servicio llamados SAIDI y SAIFI; el aumento o disminución de estos indicadores influyen directamente en la confiabilidad y fiabilidad del suministro de energía eléctrica, es aquí, cuando los operadores de red implementan estrategias y planes para disminuir la frecuencia de ocurrencia y el tiempo de duración de las interrupciones en las redes de distribución.

En las redes de distribución de energía eléctrica las fallas más comunes son de régimen temporal o transitorio, constituyendo entre el 70 y 80% de la totalidad de interrupciones del servicio de energía eléctrica; por consiguiente, los OR se ven en la necesidad de buscar alternativas y equipos que logren mitigar este tipo de falla para así, minimizar el tiempo de desconexión que percibe un usuario debido a un evento en las líneas de distribución. Los reconectores son dispositivos que brindan confiabilidad a las redes de distribución y reducen el tiempo y la frecuencia de desconexión de un circuito eléctrico, por lo tanto, es de vital importancia garantizar un correcto funcionamiento y una oportuna acción de disparo ante la aparición de una falla.

Dentro de las técnicas para el mejoramiento y el aumento de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución, se encuentra el mantenimiento preventivo de los equipos reconectores basado en la determinación e identificación de las fallas que principalmente afectan estos dispositivos; de esta manera se realiza una evaluación que permita elaborar alternativas a ser implementadas para evitar el posterior fallo de estos equipos.

## 2. JUSTIFICACIÓN

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P, cuya sigla es CENS S.A E.S.P, es una empresa de servicios públicos mixta de nacionalidad colombiana, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios y que presta sus servicios en los departamentos de Norte de Santander, Cesar y sur de Bolívar. Es una empresa dedicada a la transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. En el cumplimiento de sus funciones la empresa cuenta con equipos e infraestructura eléctrica necesaria para suministrar energía a 525.843 usuarios (número de usuarios hasta Abril de 2019) de los diferentes grupos de calidad; dicha infraestructura se debe mantener en óptimas condiciones para que se garantice la buena calidad del servicio.

Teniendo la proyección de instalación de 126 reconectores automatizados en la red de distribución de CENS S.A E.S.P. es necesario tener un plan o un proyecto para dar solución a las problemáticas presentadas en los reconectores ya instalados, de esta manera, se logrará identificar cuáles son los principales factores que influyen en el mal funcionamiento de los equipos y así, lograr establecer una metodología de prevención de eventos y corrección de fallos en menor tiempo. Con esta estrategia se busca minimizar los dos principales indicadores de calidad SAIDI y SAIFI de manera muy significativa, dando más estabilidad al sistema eléctrico y minimizando el tiempo y el número de interrupciones que pueden percibir los usuarios finales; de igual manera, la empresa se ve beneficiada evitando sanciones por indisponibilidad del servicio y recibiendo una remuneración anual por el cumplimiento de las metas preestablecidas.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 Objetivo general**

Analizar la causa raíz de las fallas en los reconectores automatizados acoplados a la red de distribución de CENS S.A. E.S.P.

#### **3.2 Objetivos específicos**

- Identificar las principales causas de falla de los reconectores automatizados instalados en las redes de distribución de CENS S.A. E.S.P.
- Establecer la magnitud de la falla y la ubicación de los reconectores que más se vieron afectados por mal funcionamiento desde los años 2013 a 2019.
- Determinar los factores que ocasionan la falla de los reconectores en las líneas y redes de distribución.
- Estimar el impacto que produce la falla de los reconectores en los indicadores de calidad del servicio (SAIDI-SAIFI).
- Proponer técnicas de mantenimiento y metodologías de soluciones que contribuyan en la optimización de operaciones y mitiguen la frecuencia y el tiempo de las fallas de los reconectores.

## **4. MARCO TEÓRICO**

Para la elaboración de este proyecto se llevó a cabo la revisión de algunos libros y tesis relacionados con el mantenimiento y operación de reconectadores automatizados que sirvieron de apoyo para la comprensión, elaboración y contextualización del tema a tratar; dentro de las revisiones bibliográficas se encuentran: libro de ingeniería de mantenimiento manual práctico para la gestión eficaz del mantenimiento [X], tesis de 2013 de la universidad Simón Bolívar acerca de la operación, programación y pruebas eléctricas de reconector automático [X], manual para pruebas de reconectadores 18 meses del grupo EPM [X], normas internacionales IEEE 37.60, ANSI C37.60, ANSI C37.71, ANSI C37.72, IEEE 386, IEC 60265 acerca de instalación, operación y mantenimiento de reconectadores y manuales de usuarios de fabricantes de reconectadores de ABB, NOJA POWER, SCHNEIDER, COOPER Y ENTEC.

En el presente trabajo se analizan las fallas de los reconectadores instalados en las redes de distribución de CENS S.A. E.S.P., a partir de un historial de eventos reportados desde el año 2013 hasta febrero del año 2019. En ese sentido, es preciso tener claridad en el tema que se abordará y poseer conocimiento en algunos conceptos. Siempre que se habla de energía eléctrica encontraremos criterios asociados a la transmisión, distribución, comercialización y calidad del servicio; por tanto, es fundamental conocer los términos presentados a continuación.

### **4.1 Sistemas de distribución de energía eléctrica**

Las redes de distribución de energía eléctrica juegan un papel muy importante en los sistemas de potencia, esto debido a que, la potencia que se genera suele hacerse de forma concentrada en gigantescas plantas generadoras y la distribución debe hacerse en grandes territorios donde los usuarios se encuentran dispersos con cargas de diversas magnitudes. Es por esta razón que los sistemas de distribución resultan ser más complejos aún que el sistema de potencia. En un sistema eléctrico de potencia el conjunto de centrales de generación, líneas de transmisión y redes de distribución operan como un solo sistema para poder suministrar energía a una población.

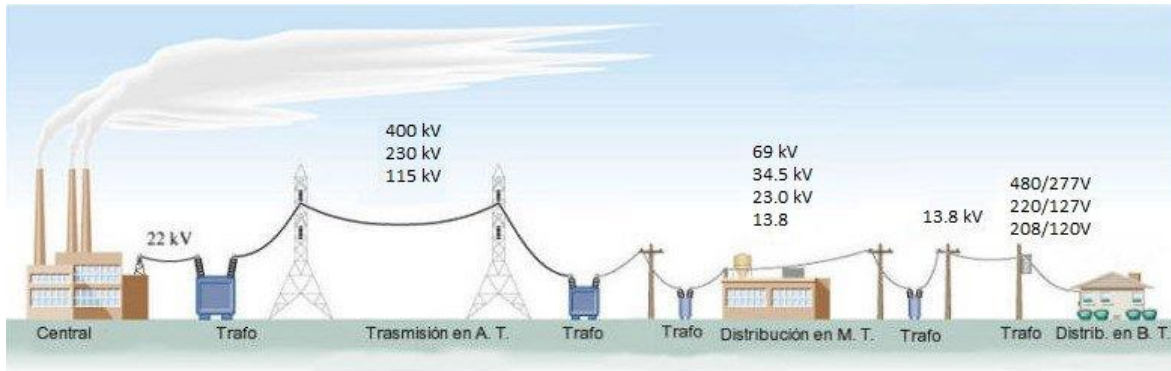
Según el autor Sergio Botero Botero profesor asociado a la universidad Nacional de Colombia – sede Medellín, “la suma de inversiones en la generación y la distribución supera el 80 % de las inversiones totales en el SEP. Es fácil suponer que la mayor repercusión económica se encuentra en el sistema de distribución, ya que la potencia generada en las plantas del sistema se desmenuza entre un gran número de usuarios a costos más elevados. Esto obliga a realizar las inversiones mediante la aplicación de una cuidadosa ingeniería en planificación, diseño, construcción y operación de alta calidad”. [14]

Basado en el libro Sistemas de Distribución de energía Eléctrica de José Dolores Juárez Servantes la distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza en dos etapas. [15]

La primaria corresponde a la red de reparto, estas son las que arrancan de las subestaciones de transformación que reducen la tensión de 115 KV a 34.5 KV. Las redes de nivel de tensión de 115 KV en concepto corresponderían a líneas de subtransmisión, aunque en algunos casos también se las atribuye a las redes de distribución. Luego de salir de dichas subestaciones (en un nivel de tensión de 34.5 KV) se reparten ramales normalmente en anillos que encierran los grandes centros de consumo hasta llegar a los transformadores de distribución que se encargan de reducir el nivel de tensión al comúnmente conocido de 13.2 KV. [15]

La segunda es la etapa en donde se enfoca la mayor parte de la infraestructura de la red de distribución, esta porción corresponde a las líneas y redes en nivel de tensión de 13.2 KV o 13.8 KV que, normalmente están distribuidas de forma radial. Las instalaciones de esta red abarcan los grandes centros de consumo, conformando los transformadores de distribución de uso final, que reducen la tensión a niveles de reparto a baja tensión (480/277 220/127 208/120 V) y están encargados de alimentar a la población, la industria, el comercio, etc. [15]

En la ilustración 1. Se puede observar los niveles de tensión del sistema eléctrico de potencia desde la generación hasta la red de distribución de media y baja tensión.



*Ilustración 1. Niveles de tensión del sistema eléctrico de potencia. [16]*

## 4.2 Equipos en los sistemas de distribución

La definición clásica de un sistema de distribución, desde el punto de vista de la ingeniería, incluye lo siguiente: [15]

- Equipos de transformación
- Conductores
- Apoyos eléctricos
- Equipos de protección
- Equipos de comunicación

### 4.2.1 Equipos de transformación

Se denomina transformadores de distribución a los equipos que aumentan o disminuyen el nivel de tensión en circuitos eléctricos de corriente alterna manteniendo la potencia constante, en niveles iguales o inferiores a los 500 KVA sobre postes, en rangos de los MVA para subestaciones de la fase 1 de distribución y de tensiones iguales o inferiores a los 57.6 KV. Dependiendo de la etapa de distribución, su potencia nominal y la clase de servicio que vaya a prestar el transformador, se definirá su montaje. Comúnmente encontramos los transformadores a un nivel de tensión de 34.5 KV dentro de las subestaciones que conforman la etapa 1 de



distribución, mientras que los de nivel de tensión de 13.2 KV tienen una amplia gama de montajes y aplicaciones dependiendo de la carga a la cual alimentarán. Las aplicaciones típicas constituyen la alimentación de residencias, industrias, edificios o almacenes públicos y centros comerciales.

“El funcionamiento de los transformadores está basado en el principio básico de la inducción electromagnética, está conformado por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro silicio. Los inductores o devanados se nombran primarios y secundarios según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario”. [17]

#### 4.2.2 Conductores

“La función de todo conductor en un cable para Media o Alta Tensión o en un conjunto de cables, es la de transportar energía eléctrica. Los materiales usualmente utilizados son el cobre y bajo condiciones especiales de instalación se emplea el aluminio. La ilustración 2 muestra algunas de las características más importantes del cobre y del aluminio que se emplean en los cables para Media Tensión”. [12]

		<b>COBRE SUAVE</b>	<b>ALUMINIO 1350</b>
<b>Densidad</b>	g/cm <sup>3</sup>	8,89	2,705
<b>Resistividad</b>	Ω - mm <sup>2</sup> /km	17,241	28,172
<b>Conductividad</b>	(%IACS)	100,0	61,2
<b>Tensión de Rotura</b>	MPa	220	155 - 200
<b>Elongación a Rotura</b>	%	25 - 30	1,4 - 2,3
<b>Norma ASTM (NTC)</b>		B3 (359)	B230 (360)
<b>Resistencia a la Corrosión</b>		Excelente	Buena

*Ilustración 2. Características del cobre y del aluminio. [12]*

“El cableado de un conductor consiste en el número de hilos que este debe poseer, según el calibre y los parámetros mecánicos como la flexibilidad. La clase de cableado B es usada como estándar en los cables para Media Tensión, pues presenta unas propiedades adecuadas para estas aplicaciones”. [12]

#### **4.2.3 Postes, torres y apoyos eléctricos**

Como se conoce, uno de los métodos para transportar y/o distribuir la energía eléctrica es mediante cables aéreos desnudos que son soportados por torres y postes; dichas estructuras se fabrican de diferentes alturas y resistencias mecánicas, dependiendo de los niveles de tensión de los que serán parte. Comúnmente las torres son fabricadas de metal, por otro lado, los postes son fabricados de madera, hormigón, metal, fibra de vidrio, etc. Dichos materiales dependerán de la resistencia mecánica que necesite el apoyo y su aplicación se verá reflejada en el terreno por donde cruzará la línea que soportará. Las alturas de los postes y torres se encuentran entre los rangos de 7 a 18 metros para líneas de distribución. [13]

#### **4.2.4 Equipos de protección**

Dentro de los equipos de protección para redes de distribución encontramos los reconectores, seccionadores, fusibles de expulsión, fusibles limitadores, seccionadores, conductores preaislados, interruptores, pararrayos- auto válvulas, entre otros. Estos dispositivos se encargan de abrir un circuito durante la aparición de una falla en las redes de distribución. Sus aplicaciones son muy variadas dependiendo del tipo de protección y del comportamiento de la carga. [18]

## **4.2.5 Equipos de comunicación**

Los equipos de comunicación se utilizan en las redes de distribución principalmente para el envío de datos y los accionamientos de los reconectores. Estos se conforman de varios elementos y su análisis se reflejará más adelante.

## **4.3 Clasificación de los sistemas de distribución**

“Dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se clasifican en:” [19]

- Industriales
- Comerciales
- Urbana
- Rural

### **4.3.1 Redes de distribución industriales**

La principal característica de este tipo de red es el comportamiento de la carga que alimenta, puesto que, “tiene un componente importante de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados. Con frecuencia se hace necesario corregir el factor de potencia; además, de las redes independientes para fuerza motriz es indispensable distinguir otras para tomas comunes y alumbrado. A estas cargas se les controla el consumo de reactivos y se les realiza gestión de carga pues tienen doble tarifa (alta y baja) para evitar que su pico máximo coincida con el de la carga residencial”. [27]

### **4.3.2 Redes de distribución comerciales**

Este tipo de red se define por la particularidad de su carga, comportándose en su mayoría de forma resistiva. Están localizadas en zonas céntricas de las ciudades donde se realizan actividades comerciales y se ubican los centros comerciales y edificios de oficinas. Tienen un pequeño componente inductivo que reduce un poco el factor de potencia. Aunque hoy en día el aumento de cargas sensibles y el aumento de elementos electrónicos introducen mucho contenido armónico a las redes de distribución. [27]

### **4.3.3 Redes de distribución Urbana**

Comprende “básicamente los edificios de apartamentos, multifamiliares, condominios, urbanizaciones, etc. Estas cargas se caracterizan por ser eminentemente resistivas (alumbrados y calefacción) y aparatos electrodomésticos de pequeñas características reactivas. De acuerdo al nivel de vida y a los hábitos de los consumidores residenciales y teniendo en cuenta que en los centros urbanos las personas se agrupan en sectores bien definidos, las redes de distribución que alimentan estas cargas no se ven perjudicados por eventos de reactivos en sus parámetros de operación”. [27]

### **4.3.4 Redes de distribución rural**

“Se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el coste del KWh consumido. En algunos casos es incluso justificado, desde el punto de vista económico, la generación local en una fase inicial, y sólo en una fase posterior, puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande. Es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente)”. [19]

#### **4.4 Calidad del servicio de energía eléctrica**

La comisión de regulación de energía y gas CREG 015 del año 2018 establece las características que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en los sistemas de transmisión rural STR y los sistemas de distribución local SDL que hacen parte del sistema interconectado nacional SIN y las disposiciones que serán aplicables en el caso de presentarse variaciones en dichas características. [5]

##### **4.4.1 Calidad del servicio en los SDL**

“La calidad del servicio brindada por un operador de red será medida en términos de la duración y la frecuencia de los eventos que perciban los usuarios conectados a sus redes. Para el efecto se adoptan indicadores para establecer la calidad media del SDL del OR, así como para establecer la calidad individual que perciba cada uno de los usuarios”. [5]

“En función de las mejoras o desmejoras alcanzadas en la calidad del sistema con respecto a una meta establecida regulatoriamente, el OR será objeto de aplicación de un esquema de incentivos del cual, le permitirá aumentar su ingreso, o disminuirlo, según sea el caso, durante el año inmediatamente siguiente a la evaluación”. [5]

“El esquema de incentivos se complementa con un esquema de compensaciones a los usuarios, el cual busca garantizar un nivel mínimo de calidad individual y dar señales para disminuir la dispersión de la calidad prestada por el OR en torno a la calidad media”. [5]

##### **4.4.1.1 Clasificación de los eventos**

Según la CREG 015 de enero de 2018 teniendo en cuenta que un evento haya sido previsto o no por el OR, se clasifican así: [5]

- a) No programados: son aquellos eventos en los elementos que componen un SDL que no fueron programados por el OR y que suceden por situaciones no preestablecidas por él. [5]
  
- b) Programados: son aquellos eventos programados por el OR a efectos de realizar expansiones, remodelaciones, ampliaciones, reposiciones, mejoras, mantenimientos preventivos y/o mantenimientos correctivos, etc. en sus redes, instalaciones y/o equipos. Estos eventos deben ser informadas a los usuarios afectados con una antelación mínima de 48 horas a través de cualquier medio de comunicación masivo que garantice su adecuada información. El OR debe de todas formas garantizar el envío automático de un mensaje de texto o de correo electrónico brindando esta información a todos los usuarios de quienes tengan este tipo de contacto. Cuando los eventos programados afecten cargas industriales, el tiempo de notificación escrita por parte de la empresa. Por cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. [5]

#### **4.4.1.2 Exclusión de eventos**

Para el cálculo de los indicadores de calidad promedio y calidad individual según la CREG 015 de enero de 2018 no se tendrán en cuenta los siguientes eventos: [5]

- a) Los menores o iguales a tres (3) minutos. [5]
  
- b) Los debidos a racionamiento programado o racionamiento de emergencia del sistema eléctrico nacional debido a insuficiencia en la generación nacional o por otros eventos en generación, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND de acuerdo con la regulación CREG. El centro nacional de despacho CND mantendrá disponible para los OR la información relacionada con los eventos citados anteriormente, con el fin de que

- los excluyan del cálculo de los indicadores. Esta información será el soporte para la validación de la exclusión durante el proceso de verificación de la información. [5]
- c) Los causados por eventos de activos pertenecientes al STN y al STR. El CND mantendrá disponible para los OR la información relacionada con los eventos citados anteriormente, con el fin de que los excluyan del cálculo de los indicadores. Esta información será el soporte para la validación de la exclusión durante el proceso de verificación de la información. [5]
  - d) Los eventos requeridos por seguridad ciudadana, solicitados por organismos de socorro o autoridades competentes. El OR debe mantener constancia de las solicitudes para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información. [5]
  - e) Cuando se daña un activo de nivel de tensión 1 de propiedad de un usuario y el usuario informa al OR sobre su decisión de reponerlo, durante el tiempo que transcurra entre el aviso de falla y la reposición. [5]
  - f) Cuando se daña un activo de nivel de tensión 1 de propiedad de un usuario y el OR debe reponerlo, durante el tiempo que transcurra entre el aviso de falla y la reposición, siempre y cuando no se supere el límite establecido para el OR. [5]
  - g) Los debidos a catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados. El OR debe mantener el soporte dado por la autoridad competente que declaró esta situación para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información. en un término no mayor a 12 horas el OR debe informar al comercializador y este a su vez al usuario, la causa del evento y la fecha y hora estimada de recuperación del suministro de energía eléctrica. [5]
  - h) Los debidos a actos de terrorismo. El OR debe mantener el soporte dado por la autoridad competente que declaró esta situación para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información. en un término no mayor a 12 horas

el OR debe informar al comercializador y este a su vez al usuario, la causa del evento y la fecha y la hora estimada del suministro del servicio de energía eléctrica. [5]

- i) Los ocurridos fuera de las horas correspondientes a los “períodos de continuidad” acordados en las zonas especiales. El OR debe mantener constancia de los acuerdos para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información. [5]
- j) Para efectos de contabilizar la calidad del servicio al usuario de alumbrado público, los que lo afecten entre las 6am y las 6 pm. [5]
- k) Las suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos por parte del usuario. [5]
- l) Las suspensiones o cortes del servicio por programas de limitación del suministro del comercializador. El CND mantendrá disponible para los OR la información relacionada con los eventos citados anteriormente, con el fin de que los excluyan del cálculo de los indicadores. Esta información será el soporte para la validación de la exclusión durante el proceso de verificación de la información. [5]
- m) Eventos originados en exigencias de traslados y adecuaciones de la infraestructura eléctrica por parte de entidades distritales, municipales, departamentales, organismos estatales competentes en temas de infraestructura y medio ambiente, o demás autoridades, o por proyectos de desarrollo en concordancia con planes de ordenamiento territorial. El OR debe mantener constancia de estas exigencias, su programación y ejecución real. Esta información será el soporte para la validación de la exclusión durante el proceso de verificación de la información. [5]
- n) Los eventos debidos a trabajos de reposición o modernización en subestaciones, siempre que estos trabajos estén incluidos en el plan de inversiones aprobado por la CREG, y solo si estos eventos han sido informados a la SSPD y a los usuarios afectados.



#### 4.4.2 Calidad media del sistema

Los indicadores de calidad del servicio son instrumentos creados por la CREG y usados por la SSPD para ejercer las funciones en materia de vigilancia y control de las condiciones de calidad del servicio de energía eléctrica que prestan los OR en el país. La calidad media del sistema se refiere a la cantidad y duración de los eventos que en promedio afectan a todos los usuarios conectados a las redes de un OR. [5]

##### 4.4.2.1 Indicadores de calidad media del sistema

“La calidad media anual del OR se mide a través de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos sucedidos en los SDL, que se establecen como se describe a continuación De acuerdo con la norma internacional IEEE 1366, el indicador SAIDI (System Average Interruption Duration Indicator, por sus siglas en ingles), mide la duración promedio por usuario (medido en horas) de las interrupciones del servicio de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico. El cálculo de este indicador determina la relación entre todas las horas de interrupción del servicio, y el número de usuarios de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico. El indicador en mención, se calcula con base en la información que los prestadores reportan a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios), a través del Formato 5 del SUI a partir de la siguiente expresión”. [1]

$$SAIDI = \frac{\sum_{t=1}^n t_i * u_i}{N} \quad (1)$$

Donde,

$u_i$ = Número de usuarios afectados en cada interrupción.

$t_i$ = Duración de cada interrupción (medida en horas).

$n$ = Número de interrupciones en el sistema.

$N$ = Número de usuarios del sistema eléctrico al final del periodo.

Por otro lado, el indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Indicator), “mide la frecuencia con la que se presentan las interrupciones en promedio por usuario, en el mismo periodo de tiempo. El cálculo de este indicador, determina la relación entre, el número de veces que se produjo una interrupción del servicio y el número de usuarios de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico. Al igual que como con el indicador SAIDI, se calculó con base en la información reportada por los prestadores a través del formulario 5 del SUI, a partir de la expresión que se muestra a continuación”: [1]

$$SAIFI = \frac{\sum_{t=1}^n u_i}{N} \quad (2)$$

Donde,

$u_i$ = Número de usuarios afectados en cada interrupción.

$n$ = Número de interrupciones en el sistema.

$N$ = Número de usuarios del sistema eléctrico al final del periodo.

#### 4.4.2.2 Grupos de calidad

Es una clasificación definida por la CREG que permite catalogar circuitos, tramos o transformadores que prestan el servicio de energía eléctrica, de acuerdo a su localización geográfica. [5]

- **Grupo 1:** Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE. [5]

- **Grupo 2:** Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE. [5]
- **Grupo 3:** Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE. [5]
- **Grupo 4:** Circuitos, tramos o transformadores ubicados en suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito. [5]

#### 4.5 Mantenimiento

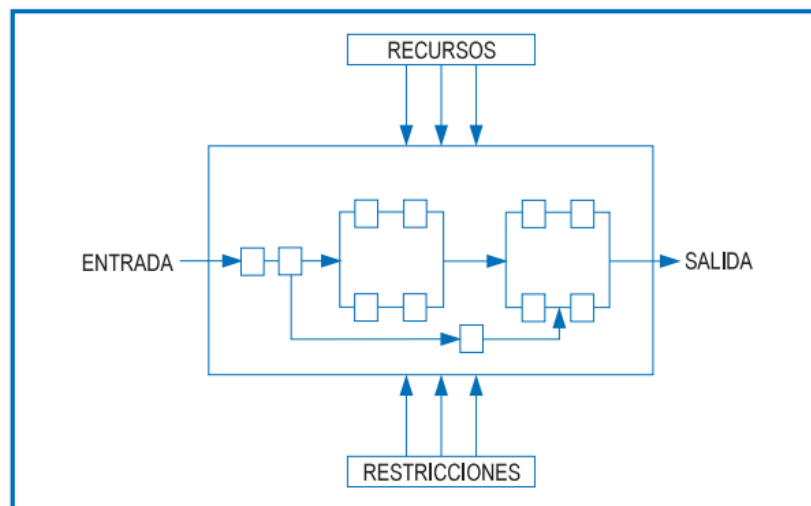
En instancias del mundo de las telecomunicaciones, de la ingeniería, de la industria y de la agronomía el término mantenimiento adquiere varios significados, todos diferentes, pero igualmente asociados al mismo propósito de mantener los elementos y equipos de un sistema en su funcionamiento óptimo. Todos los equipos sin importar la perfección de su diseño, la tecnología de su sistema o la calidad de los materiales con los que fue construido, siempre necesitarán acciones de mantenimiento a lo largo de su vida útil ya sea de carácter preventivo, correctivo o condicional. Del acertado uso de estas acciones de conservación se definirá la vida productiva, la eficiencia y el desgaste de los equipos de un sistema. [28]

Asociados a los sistemas y directamente dependientes del correcto funcionamiento de los equipos y maquinas que lo conforman, están la producción de bienes y servicios. Por ende, el fallo o la mala operación de un sistema puede causar, o bien la pérdida de la capacidad para realizar las funciones requeridas, o bien la pérdida de capacidad para satisfacer los requisitos especificados. Al momento de la ocurrencia de un fallo sin importar la causa o el motivo de su aparición, ocasionará que el sistema salga de su operación óptima aumentando así, las pérdidas económicas por indisponibilidad de un activo y disminuyendo la producción de un bien o servicio. [28]

Ahora bien, conociendo las características de un fallo y las consecuencias económicas y técnicas que éste conlleva, es importante definir qué tipo de mantenimiento es el indicado para los equipos que se encuentran en un sistema. Dentro de los tipos de mantenimiento encontramos:

- Mantenimiento correctivo
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento condicional

Habitualmente, los modelos de mantenimiento correctivo y preventivo han sido los más usados por los grupos y entes encargados a lo largo de la historia. Estas políticas, aunque son muy usadas, traen consigo algunas limitaciones de predicción y costos elevados en las tareas de mantenimiento; es aquí cuando se busca una alternativa más viable que minimice costos y prevenga de una manera más efectiva la aparición de un fallo. Aparece entonces la política de mantenimiento condicional, la cual brinda las características adecuadas, evaluando que la razón principal para realizar un mantenimiento es el cambio de condición en un equipo, bajo estas condiciones se podrían entonces minimizar los costos de mantenimiento, iniciando las acciones correctivas en el momento adecuado antes de que los elementos que no operan de manera adecuada fallen y afecten el funcionamiento del sistema. [28]



*Ilustración 3. Proceso de mantenimiento. [28]*

Cada una de estas políticas brinda características favorables y desfavorables para las tareas de mantenimiento y por tanto se compararán y definirán a continuación. En la ilustración 3 se expresa las condiciones presentes en un proceso de mantenimiento, llevadas a cabo para la realización de un objetivo. [28]

#### 4.5.1 Mantenimiento correctivo

Este tipo de mantenimiento consiste en llevar a cabo la tarea de conservación después de que se ha presentado un fallo en un elemento del sistema, indicando entonces la pérdida total o parcial de la capacidad para realizar las acciones o funciones por las que fue diseñado. La principal ventaja de este método de mantenimiento es el aprovechamiento del 100% de la vida útil del equipo, esto quiere decir que no se vio afectado por interrupciones en su funcionamiento debido a tareas de conservación. Por otro lado, esta ventaja suele ser contraproducente puesto que, al dejar que un fallo sea el que determine cuando es necesario realizar el mantenimiento, los elementos que conforman el sistema pueden quedar totalmente inutilizables, haciendo entonces que el costo por reposición de elementos, mano de obra y recuperación del sistema se incrementen en gran manera. [28]

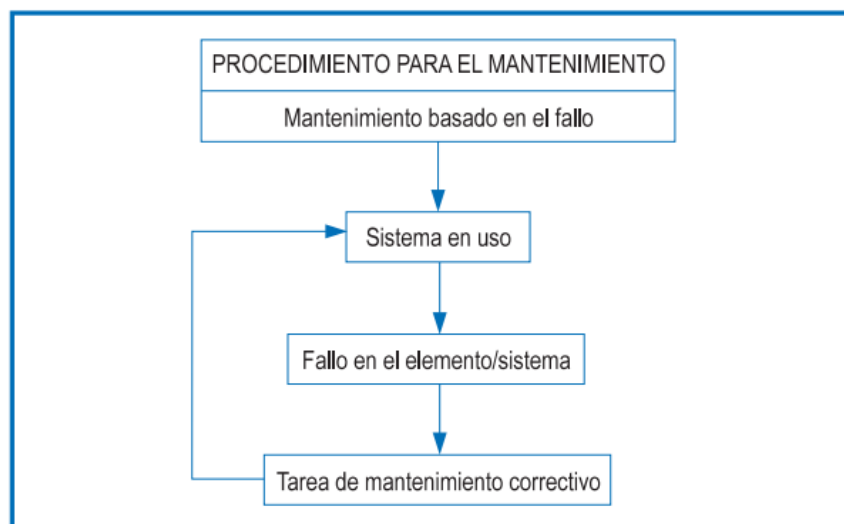


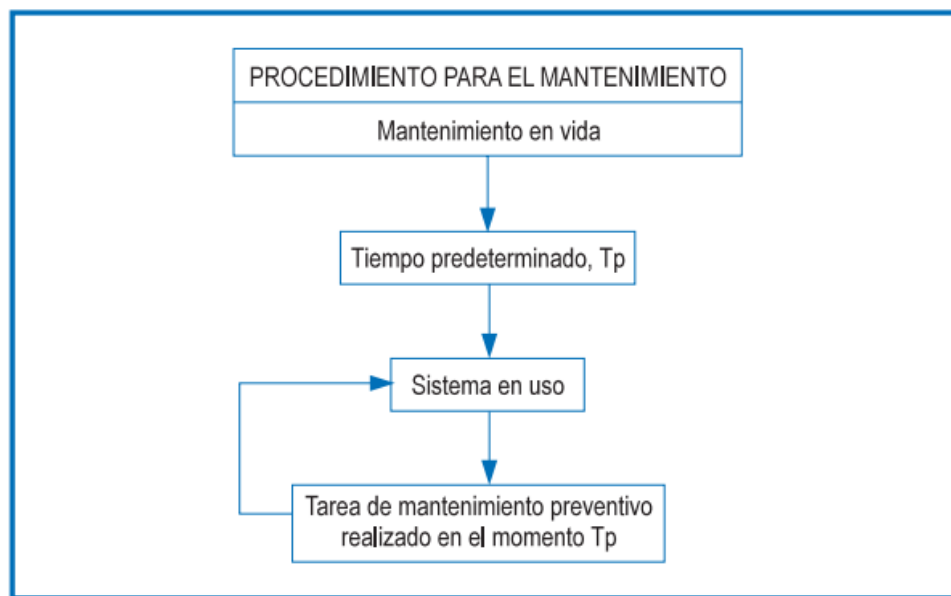
Ilustración 4. Algoritmo para una política de mantenimiento basada en el fallo. [28]

El costo directo definido en cada tarea de mantenimiento correctivo, está fijado con el coste de todos los recursos necesarios para reanudar en su totalidad la funcionalidad del sistema, además de tener en cuenta el costo del tiempo de indisponibilidad que tendrá que sufrir el equipo en las reparaciones; esto quiere decir que se incluyen: coste de repuestos, coste de material, coste de personal, coste de las herramientas y el equipo, coste de las instalaciones y coste de los datos técnicos. El tiempo durante el cual el equipo se verá sometido al trabajo de mantenimiento es determinado según la disponibilidad del personal de maniobra, los repuestos y piezas que haya que reemplazar o reponer; es decir si un equipo sufre averías en 2 componentes de los cuales no se encuentran para compra dentro del país, sino que, haya que traerlos de un lugar lejano, esto conllevaría aumentos extremadamente altos en los costos y en el aumento del tiempo de recuperación de un sistema. En la ilustración 4 se visualiza mediante un diagrama de flujo, las características y los pasos que se encuentran en la utilización de una tarea de mantenimiento correctivo. [28]

#### **4.5.2 Mantenimiento preventivo**

Cuando se habla de tareas de este tipo, se hace alusión a las acciones de recuperación antes de la ocurrencia de un fallo, suelen hacerse periódicamente durante el transcurso de la vida útil de un equipo. La principal característica de esta política se basa en la planificación de todas las tareas de mantenimiento, es decir, se realizan durante un periodo de tiempo operativo predeterminado y se les asigna una duración a cada una de las acciones que se llevan a cabo. Por consiguiente, la ventaja más visible para esta metodología de mantenimiento es que por la antelación de las acciones que se realizarán, se cuenta con el tiempo necesario para tener todos los suministros, personal y recursos de apoyo que se puedan utilizar durante la tarea. También se puede considerar un plan de contingencia para la salida de operación de ese equipo, reduciendo el efecto de la no disponibilidad y evitando afectar la producción de un producto o servicio. Sin embargo, las acciones llevadas a cabo periódicamente también pueden tener bastantes inconvenientes que deben examinarse y minimizarse. En consecuencia, si a un sistema se le realizan tareas de mantenimiento preventivo sin la necesidad de tenerlo, se reemplazarían piezas en buenas condiciones que pudieron haber tenido una vida útil muy larga, esto conlleva a costos elevados

que son considerados innecesarios. El tiempo durante el cual se realizan las tareas de conservación de los sistemas se determina mediante el número de tareas a elaborar durante el proceso, es decir, si se establecen 10 tareas a cada una de estas tareas se les asignará un tiempo de cumplimiento de acuerdo al personal, herramientas y equipos de mantenimiento con los que se cuenta. En la ilustración 5 se representa por medio de un algoritmo, las tipologías y los pasos que se encuentran en la utilización de una tarea de mantenimiento preventivo. [28]

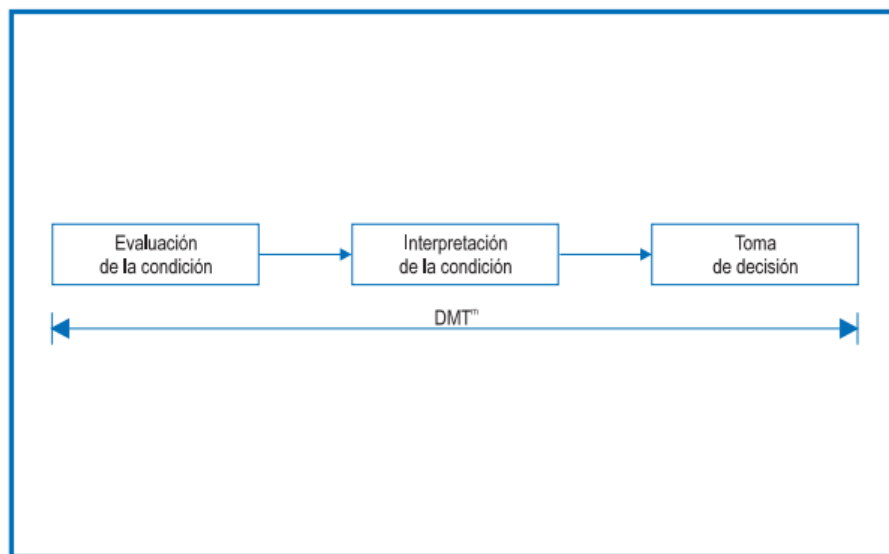


*Ilustración 5. Algoritmo para una política de mantenimiento basada en la vida del sistema. [28]*

### 4.5.3 Mantenimiento condicional

El método que actualmente parece más atractivo para mitigar las limitaciones de los dos métodos anteriores es el condicional, debido a que mejora las características económicas y de factibilidad que ofrecen los anteriores. Este procedimiento especifica que la razón por la cual es conveniente intervenir un equipo para la realización de un mantenimiento es la evaluación de las condiciones que presenta un elemento; es decir, cuando las condiciones de óptimo funcionamiento se ven reducidas en un sistema, es ahí, cuando corresponde intervenir el equipo para ejecutar las correspondientes tareas de mantenimiento preventivo. Este procedimiento censa

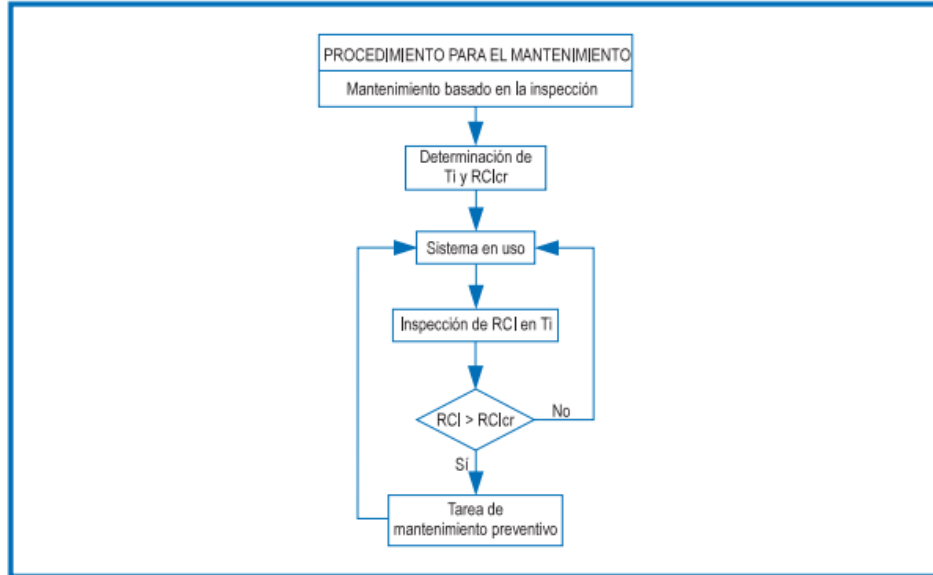
o examina ciertos parámetros y así verifica el estado real del elemento o sistema para determinar la viabilidad de una intervención. Cuando se habla de condición de un sistema, se hace referencia a las características que presenta en tiempo real, por lo tanto, se puede descubrir un fallo oculto o la falla inminente de algún elemento, que por otro método nunca hubiera podido ser identificado. El costo de este tipo de mantenimiento varía dependiendo de la frecuencia con la que se midan los parámetros de los equipos, ya sean por inspección visual, medición de componentes o por evaluación continua del sistema. El tiempo de las tareas de mantenimiento varía dependiendo del tipo de complicación que tenga el equipo, así mismo se asignaran las pertinentes tareas a ejecutar para resolver en el menor tiempo posible los agravantes que ocurran dentro del sistema. En la ilustración 6 se expresa en forma de línea de tiempo la secuencia a tener en cuenta para la realización de una tarea de mantenimiento basado en la condición. [28]



*Ilustración 6. Línea de tiempo, secuencia para política de mantenimiento basada en la condición. [28]*

Basados en la secuencia preestablecida para una tarea de mantenimiento determinado en la condición, se instaura la metodología para la ejecución del trabajo de conservación de los elementos que forman parte de un sistema. [28]





*Ilustración 7. Procedimiento de mantenimiento para una política basada en la condición. [28]*

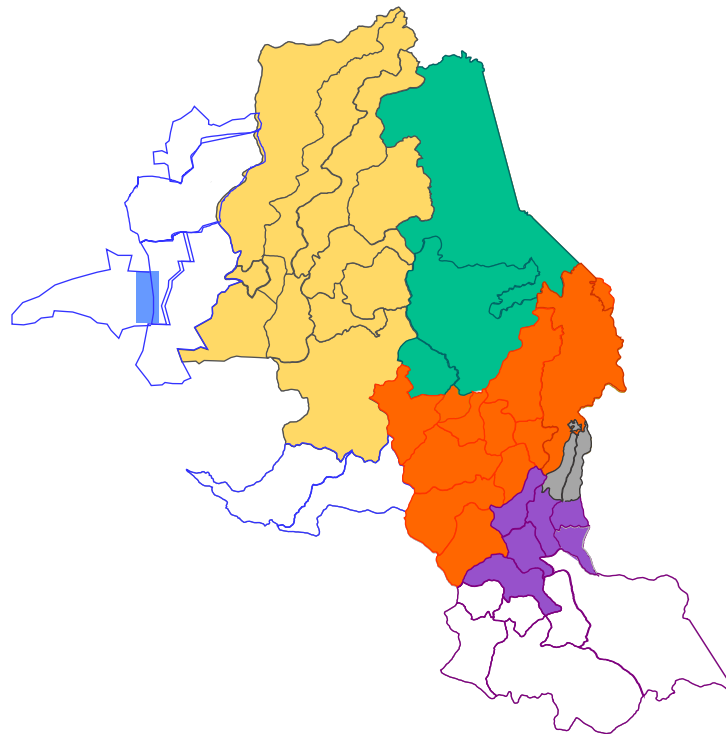
## 4.6 Marco contextual

### 4.6.1 Información general de CENS

#### 4.6.1.1 Descripción

Este proyecto se realiza principalmente y con la finalidad de evaluar y examinar la causa raíz de las principales fallas de funcionamiento de los reconectores automatizados en las líneas y redes de distribución de CENS S.A. E.S.P. Centrales Eléctricas del Norte de Santander SA E.S.P. es una empresa que presta el servicio público domiciliario de energía eléctrica, ejecutando tareas de transmisión, distribución y comercialización en los departamentos de Norte de Santander, Cesar y Bolívar. Por otro lado, despliega otros movimientos complementarios a su objeto social como son la facturación conjunta de servicios de telecomunicaciones y las actividades que la complementen, de acuerdo con el marco legal y regulatorio colombiano. Estos servicios son prestados por la empresa en Cúcuta y su área metropolitana y en cuatro (4) regionales ubicadas

en los municipios de Pamplona, Ocaña, Tibú y Aguachica y 39 localidades que atienden 47 municipios. [20]



*Ilustración 8. Regionales CENS S.A. E.S.P.*

- Regional Cúcuta urbano**
- Regional Cúcuta rural**
- Regional Aguachica**
- Regional Pamplona**
- Regional Ocaña**
- Regional Tibú**

Actualmente CENS cuenta con 142 re conectadores automatizados instalados y distribuidos en los diferentes niveles de tensión a lo largo de su infraestructura eléctrica. De estos, 97 están situados en las redes de distribución con un nivel de tensión 2 correspondiente a 13.2 KV y 20 se encuentra en las redes de distribución con un nivel de tensión 34.5 KV; Dichos re conectadores son los que se analizarán en este proyecto, puesto que, son los que presentan el mayor número de falla, además, son en donde mayormente se hará la inyección de dinero para la instalación de nuevos equipos con el nuevo plan de inversión de CENS. Comúnmente se prioriza la instalación

de los reconectores en los alimentadores y tramos de líneas principales, esto con el propósito de lograr la mejor ubicación para sacar el mejor provecho de los equipos. En la siguiente figura se ven reflejados la ubicación de los reconectores a lo largo del territorio en donde se encuentra la infraestructura de este OR.



*Ilustración 9. Ubicación de reconectores de CENS S.A. E.S.P.*

#### 4.6.1.2 Política de gestión de activos productivos

La política principal que rige la aplicación de esta metodología es la de gestión de activos físicos productivos que trata el servicio de los activos físicos fructuosos durante todo su ciclo de vida, con criterios de optimización del desempeño y el costo, administrando el riesgo, considerando la naturaleza, escala, contexto y operaciones de los negocios que desarrolla, y teniendo en cuenta la seguridad de las personas, los sistemas y el cuidado del medio ambiente, cumpliendo la normatividad vigente y el compromiso con la mejora continua, para contribuir a la sostenibilidad y al desarrollo de la estrategia del Grupo EPM. Está política fue aprobada por la junta directiva de CENS en sesión 770 del día 02 de julio de 2015. [20]

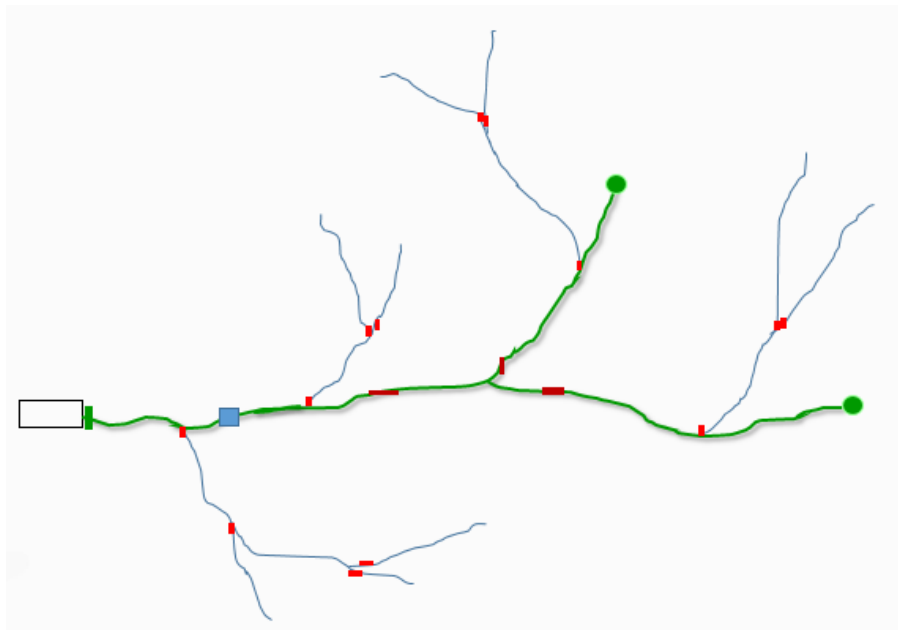
#### 4.6.1.3 Lineamiento de gestión de activos productivos

Estos lineamientos determinan la tendencia o dirección característica que tiene la empresa para el manejo de los activos productivos con lo que cuenta su infraestructura eléctrica. Dentro de estos lineamientos encontramos los siguientes:







- a) **Planeación:** Las decisiones de inversión tienen caso de negocio y se considera todo el ciclo de vida del activo y las directrices dadas por la organización, para maximizar el beneficio esperado de la inversión sobre los activos. [3]
- b) **Diseño:** considera aspectos técnicos, ambientales, sociales, y de seguridad, reflejados en la confiabilidad y mantenibilidad para optimizar el costo del ciclo de vida. [3]
- c) **Compras:** En la adquisición del activo considera su costo total en el ciclo de vida, para realizar compras óptimas de nuevos activos. [3]
- d) **Almacenes:** Define y mantiene niveles mínimos de inventarios, para asegurar el suministro oportuno. [3]
- e) **Construcción:** Desarrolla los proyectos de infraestructura considerando el diseño y caso de negocio. [3]
- f) **Operación:** Gestiona la operación de los activos con criterios de seguridad y confiabilidad, con el fin de optimizar la vida útil del activo. [3]
- g) **Mantenimiento:** Optimiza el costo, riesgo y desempeño en el mantenimiento de los activos con el propósito de mejorar la confiabilidad, eficiencia y eficacia. [3]
- h) **Disposición final:** Evalúa opciones con criterios de costo, riesgo y desempeño y, respeta la reglamentación legal, ambiental, y de seguridad y salud en el trabajo para optimizar el beneficio de la empresa. [3]

#### 4.6.2 Identificación de alimentadores principales.

Un alimentador principal es considerado como todos aquellos elementos que descienden del mecanismo interruptor de un circuito, forman la columna vertebral del circuito y finalizan en elementos de corte de transferencia comunicando con otro circuito; en otras palabras, es un circuito normalmente conectado a una estación receptora, que suministra energía eléctrica a uno o varios servicios directamente a varias subestaciones distribuidoras. Para la mejor comprensión de esta definición es necesario conocer otros elementos similares pero diferentes que se encuentran dentro del sistema de distribución local de CENS.



*Ilustración 10. Circuito red de distribución.*

-  Subestación
-  Alimentador principal
-  Tramo
-  Elemento de corte
-  Reconectador
-  Transferencia con otro circuito

- **Tramo:** Elemento en el cual se divide el alimentador principal. Cada elemento de corte dentro del alimentador principal generará un nuevo tramo.
- **Ramal:** Derivación del alimentador principal. Se formará un nuevo ramal cada que existan elementos de corte.
- **Segmento:** Elemento en el cual se divide el Ramal. Cada elemento de corte dentro del Ramal generará un nuevo Segmento.

En la ilustración 10 se muestra la ubicación y la identificación del alimentador principal, los tramos, los ramales y los segmentos presentes en un circuito de distribución.

## 5. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS CAUSA RAIZ RCA (Root Cause Analysis)

### 5.1 Descripción de la metodología

Es una metodología estructurada de análisis, usada en la solución efectiva de problemas a través de la deducción, verificación e investigación de los incidentes que conducen a la identificación de las causas originales de falla y la definición de soluciones que permiten prevenir la ocurrencia, la recurrencia del evento y/o mitigar o eliminar sus consecuencias. [21]

Esta metodología aplica para todos los activos físicos productivos de la organización que presenten o puedan presentar eventos de pérdida, en cualquiera de las etapas de su ciclo de vida, que impacten los objetivos organizacionales.

El principal objetivo de esta metodología es establecer un algoritmo de análisis de fallas, definiendo las directrices bajo los cuales se analizarán y controlarán las fallas o eventos, con el fin de evaluar los incidentes que se presenten en la organización de tal forma que se puedan identificar los impactos que se generan en seguridad a las personas, medio ambiente, costos y reputación.

Antes de estar al tanto los parámetros que rigen la metodología de análisis es necesario conocer ciertas definiciones de uso común según la información de la base de datos de CENS.

## **5.1.1 Definiciones**

### **5.1.1.1 Activo**

Ítem, objeto o entidad que tiene valor real o potencial para una organización. El valor puede ser tangible o intangible, financiero o no financiero incluyendo la consideración de riesgos y probabilidades. Estos pueden ser positivos o negativos en las diferentes etapas del ciclo de vida. Los activos físicos se refieren a equipos, inventario y propiedades propias de la organización. Los activos físicos son opuestos a los activos intangibles, los cuales son activos no físicos, como marcas, activos digitales, derechos de uso, licencias, derechos de propiedad intelectual, reputación o contratos. [24]

### **5.1.1.2 Activo crítico**

Activos que tienen el potencial de impactar significativamente el logro de los objetivos de la organización. Los activos pueden ser críticos respecto a seguridad, medioambiente o desempeño y pueden estar relacionados con requerimientos legales, regulatorios o estatutarios. Los activos críticos pueden referirse a los activos necesarios para proveer servicios a clientes críticos. Los sistemas de activos también pueden ser definidos como críticos de manera similar a los activos individuales. [24]

### **5.1.1.3 Causa inmediata**

Es la causa conocida más cercana del problema antes de comenzar con el planteamiento de hipótesis. [24]

#### **5.1.1.4 Causa Posible**

Es una causa que podría resultar en un efecto igual al del problema. En otras palabras, se refiere al fundamento, origen o motivo que ocasiona un evento o suceso ocurrido. [24]

#### **5.1.1.5 Causa Probable:**

Es la validación de una causa posible que, de manera razonable puede existir en la actualidad o durante el tiempo que se presenta el problema. [24]

#### **5.1.1.6 Causa Raíz**

Es la causa primaria que origina la ocurrencia de una falla. Pueden ser físicas (evidencias reales y medibles), humanas (por error u omisión) y latentes (falta de normatividad y procedimientos). [24]

#### **5.1.1.7 Causa Raíz Física**

Es la causa tangible de “por qué” está ocurriendo una falla. Proviene de una causa raíz humana o latente. [24]

#### **5.1.1.8 Causa Raíz Humana**

“Es la causa de errores humanos motivados por intervenciones inapropiadas. Ocurren por la falta de criterio en las decisiones tomadas, por omisión o convicción. Son susceptibles a los "puntos de vista" o subjetividad, o a convertirse en "cacería de brujas". Estos puntos de vista necesitan verificación; es importante no hacer mucho énfasis en este punto para evitar que el sistema de análisis de falla se pueda caer”. [24]



### **5.1.1.9 Causa Raíz Latente**

Latente quiere decir, la presencia de factores o condiciones presentes en el entorno, pero de alguna forma no son manifiestas o tangibles. Nacen de la deficiencia de los sistemas gerenciales de información, tales como: políticas corporativas, estándares y procedimientos de planeación, diseño, compras, contratación, inventarios, construcción, operación, mantenimiento, disposición final, capacitación, entre otros. [24]

### **5.1.1.10 Consecuencia (o impacto)**

Resultado de un evento que afecta a los objetivos, tal como valores económicos de pérdida, tipo y número de víctimas, extensión del daño ambiental, cantidad de días de paro o afectación de la operación, etc. [24]

### **5.1.1.11 Control**

Acción que tiende a prevenir o mitigar los riesgos. Se pueden clasificar en preventivos o correctivos de acuerdo a su función. Estas acciones garantizan el mejoramiento continuo de los sistemas y contribuyen en la disponibilidad y confiabilidad de las operaciones. [24]

### **5.1.1.12 Evento**

Presencia o cambio de un conjunto particular de circunstancias. Se refiere a un acontecimiento de ocurrencia poco común o considerado fuera del rango de operación normal de un sistema o equipo. [24]

### **5.1.1.13 Factores Causales**

Acciones o condiciones que se encuentran dentro de la secuencia de eventos que tiene como resultado final un evento de pérdida. [24]

#### **5.1.1.14 Factores Contribuyentes**

“Acciones o condiciones que no originan un evento por sí mismo, pero tienen influencia en él, incrementando su probabilidad, acelerando el efecto en el tiempo o incrementando la gravedad de las consecuencias. Eliminando los factores contribuyentes, no se elimina la probabilidad del evento”. [24]

#### **5.1.1.15 Fallas Crónicas**

Son las que ocurren repetidamente y por las mismas razones aparentes. Por su frecuencia son tomadas como eventos normales y se convive con ellas sin generar una solución definitiva. La operación o estado normal es mantenido a pesar de su existencia continúa, debido a que su impacto individual es bajo, sin embargo, en conjunto impactan los resultados de la organización. [24]

#### **5.1.1.16 Hipótesis**

Conjetura o suposición que se admite provisionalmente como causa para ser verificada o validada, si el resultado es verdadero, la misma se convierte en hecho. En otras palabras, una hipótesis es algo que se supone y a lo que se le otorga un cierto grado de posibilidad para extraer de ello un efecto o una consecuencia. [24]

#### **5.1.1.17 Malos Actores**

Componente, equipo, activo o sistema de activos con alta frecuencia de falla o alto impacto económico en seguridad, medio ambiente, costos e imagen. [24]

#### **5.1.1.18 Matriz de Riesgos**

Representación en forma gráfica del nivel de los riesgos identificados y evaluados en su probabilidad y consecuencia, teniendo en cuenta los controles existentes en el momento de la evaluación. [24]

#### **5.1.1.19 Mecanismo de Falla**

“Proceso físico, químico u otro que ha conducido a una falla. Más claramente son procesos que inducen cambios perjudiciales en el tiempo y que afectan las condiciones o propiedades mecánicas de los materiales. Los mecanismos de deterioro suelen ser graduales, acumulativos y en algunos casos irreversibles”. [25]

#### **5.1.1.20 Modo de Falla**

Efecto por el que se observa una falla en un componente del activo o sistema de activos. Un modo de falla es la manera como se manifiesta un equipo cuando está en falla. [24]

#### **5.1.1.21 Reporte de Falla**

Es una evaluación escrita de un evento, preparada con suficiente detalle para permitir analizar su significancia, consecuencias o implicaciones reales y potenciales, determinar el nivel de riesgo y definir el procedimiento y nivel de investigación. [24]

#### **5.1.1.22 Riesgo**

Evento que al materializarse puede desviar el logro de los objetivos o afectar los objetos de impacto. [26]

#### **5.1.1.23 Validación**

Confirmación de las hipótesis con base en información lógicamente correcta y apoyada en evidencias. [24]

#### **5.1.1.24 Verificación**

Confirmación mediante el aporte de evidencia objetiva de que se han cumplido requisitos especificados. [26]

### **5.2 ¿Cuándo es conveniente hacer uso de este análisis de falla?**

La metodología de análisis causa raíz proporciona un alto rango de posibilidades para su aplicación, por tanto, es importante definir en qué casos se hace conveniente su utilización. Las principales situaciones bajo las cuales resulta factible la utilización de un análisis causa raíz son:

- Seguridad
- Calidad
- Gestión
- Mantenimiento

Estas orientaciones definen y garantizan la confiabilidad y la reputación de la organización, sumado a esto, incluyen también los parámetros que fijan una buena realización del análisis causa raíz.

#### **5.2.1 Seguridad**

La seguridad es uno de los fundamentos más importantes a tener en cuenta para la buena realización de un análisis causa raíz, esto debido a que, es aquí donde se determinan los lineamientos que rigen el manejo de incidentes dentro de la problemática a examinar. Con esta metodología se establecen los parámetros que garantizan la seguridad de las personas, equipos y

sistemas, y el cuidado del medio ambiente, tomando decisiones en todo el ciclo de vida del activo con criterios de riesgo y accidentes.

### **5.2.2 Calidad**

Cuando se requiere un sistema que funcione correctamente y además de eso ofrezca un servicio de calidad y confiabilidad, es importante realizar un estudio de análisis de fallas que determine las posibles falencias de operación y maniobra que pueda tener un conjunto de equipos. Bajo estas condiciones el análisis causa raíz ofrece las mejores características a la hora de especificar factores y parámetros que influyen en la operación de los sistemas, y por ende afectan de la satisfacción del cliente y el logro de los resultados deseados por la organización.

### **5.2.3 Gestión**

Un sistema de gestión es el modo en que la organización ordena los procesos y procedimientos para procurar la mejora del funcionamiento de los sistemas y la satisfacción del cliente. Para la mejora continua de la empresa se deben realizar mediciones de resultados, verificar la fluidez de las comunicaciones entre procesos, realizar evaluaciones periódicas de los elementos, comprobar las necesidades del cliente, etc.; en consecuencia, se ve la obligación de realizar un análisis de causa raíz que conduzca a las condiciones que puedan limitar o entorpecer las funciones anteriormente nombradas, de esta manera se podría respaldar el desempeño de las labores de mejoramiento y contribuir a la satisfacción del cliente y al cumplimiento de logros de la organización.

### **5.2.4 Mantenimiento**

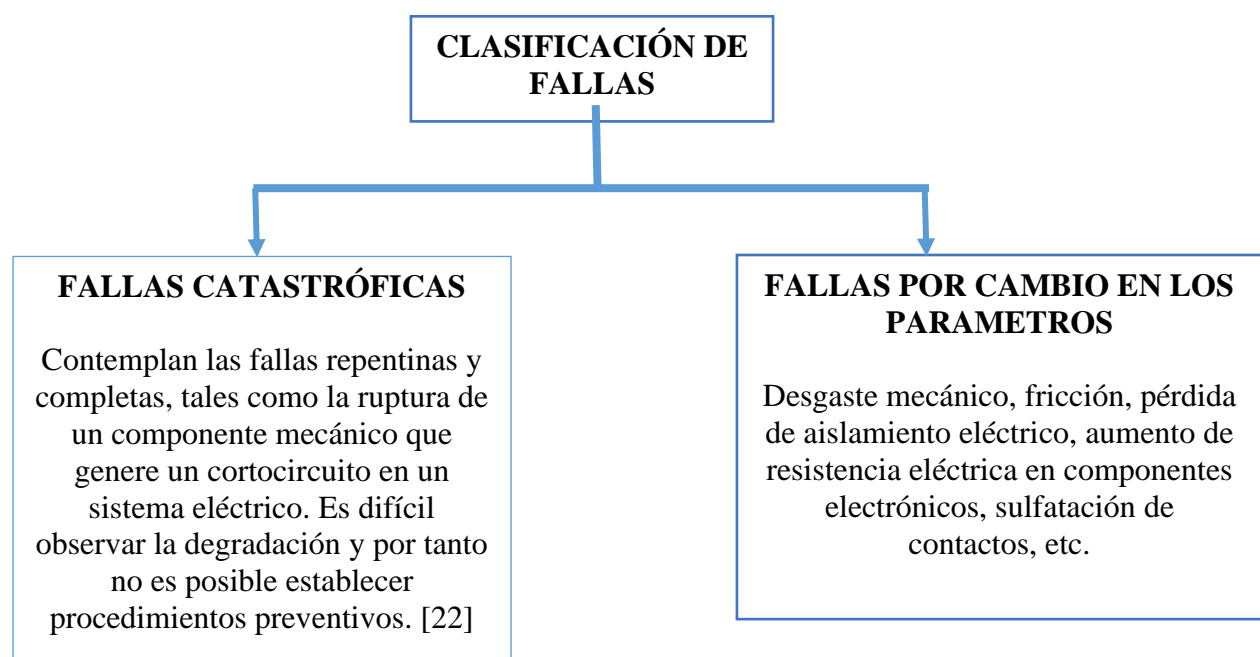
Al realizar tareas de recuperación de un equipo o sistema, siempre se verán incluidas actividades como comprobaciones, mediciones, reemplazos, ajustes, reparaciones, etc. todas estas llevadas a cabo con el fin de mantener los materiales, los elementos y los procesos en una

condición adecuada de operación. Para realizar estas actividades de conservación en el mejor momento y ejecutarlas de la mejor forma, es necesario conocer cuáles son los principales causantes del desgaste y/o deterioro de estos elementos, como también es importante determinar qué tipo de falla son las que comúnmente afecta los sistemas; de ahí que, la utilización de un análisis causa raíz ofrece la solución para la determinación de parámetros que intervienen en la planeación, elaboración y ejecución de las tareas de conservación.

### 5.3 Tipos de falla

Para la elaboración de un plan de mejoramiento en una organización es importante conocer y definir muy bien el concepto de falla; este término se define o se entiende como todo evento, alteración o interrupción del cumplimiento de la función de un elemento o equipo dentro de la prestación de un bien o servicio; Esta descripción apoya y facilita la determinación del origen y la clasificación del tipo de falla de los sistemas que componen una organización.

La procedencia de una falla puede venir desde un mal diseño, defectos de fabricación, errores en los procedimientos de cálculo, mala operación de sus funciones, errores en la instalación, desgaste natural o deterioro de sus piezas por el tiempo, fenómenos naturales, entre otros.



*Ilustración 11. Clasificación de fallas.*

Las fallas se pueden diferenciar y delimitar de acuerdo al contexto en el que se haga la recolección de datos. Las fallas que se presenten dentro del rango normal de operación, es decir, dentro de las funciones establecidas de funcionamiento sin verse afectada por factores externos son consideradas fallas primarias y las fallas que se presentan en condiciones no nominales afectadas por variables como sobrecarga, corriente, contaminación, corrosión, vandalismo, condiciones climáticas, entre otras, son consideradas secundarias.

El suceso de causas secundarias no siempre hace que ocurra una falla secundaria. Estas a su vez pueden ser clasificadas en varias categorías: [22]

- **Fallas con causa común:** “la falla secundaria se induce en más de un componente. (Las catástrofes naturales son causas usuales de este tipo: terremotos, inundaciones, huracanes, explosiones, fuego). Mal funcionamiento de otros sistemas o componentes también pueden inducir fallas en varios componentes”. [22]
- **Fallas programadas:** “en este caso la falla de un componente induce la falla de otro y pueden ser consideradas como fallas con causa común”. [22]
- **Fallas por error humano:** “fallas causadas por errores humanos en la operación, mantenimiento, inspección, los errores en la etapa de diseño, construcción e instalación del equipo; son considerados como fallas por error humano y no deben ser consideradas como fallas primarias”. [22]

Desde una perspectiva operacional de una prestación de servicio:

- Fallas que afectan la fluidez del servicio, Fallas que afectan a la calidad del servicio, Fallas que comprometen la seguridad de las personas y Fallas que degradan el ambiente.

En función de la capacidad de operación del sistema

- Averías totales o fallas parciales

Debido a la forma en cómo se presentan las fallas dentro del sistema, es posible definir qué factores se incluyen en el mal funcionamiento dependiendo del tipo y el modo de falla, los elementos que incorpora y si es posible o no haberla evitado.

#### **5.4 Grupos que intervienen en la recolección de información**

En el desarrollo de la metodología de análisis causa raíz intervienen diferentes áreas dentro de la empresa que de una u otra forma aportan información necesaria para la correcta realización del análisis de falla. Mediante estos grupos se recolecta información por medio de reuniones, llamadas, reportes de eventos, registros de gastos en materiales, entre otros. A continuación, se mencionan los participantes que intervienen en la recolección de información:

##### **5.5.1 Responsable de identificar la falla o el evento**

Es el trabajador de la organización que ejerce alguna responsabilidad en la seguridad, operación, mantenimiento, ejecución de proyectos, planeación, evaluación y seguimiento dentro o en relación con cualquiera de las etapas del ciclo de vida de los activos físicos productivos, sus principales actividades son:

- Identificar eventos o deficiencias que estén fuera de los rangos establecidos en los objetivos de negocio, los objetivos de gestión de activos, del sistema de activos o de activos individuales.
- Recopilar las evidencias relacionadas con el evento. (Informes, datos, tendencias, fotografías, videos, registros).



- Generar el reporte preliminar de falla, describiendo de manera clara y completa la información técnica relacionada con la falla o deficiencia encontrada.

### **5.5.2 Responsable de la información de eventos**

Es el Profesional o tecnólogo designado por el jefe de estructura o profesional especializado o profesional que ejerza el rol de Gestor de equipo de trabajo donde ocurre el evento, sus principales actividades son:

- Recopilar las evidencias relacionadas con el evento. (Informes, datos, tendencias, fotografías, videos, registros).
- Asegurar el reporte oportuno de todos los eventos ocurridos en su frente o equipo de trabajo.
- Informar el evento a los equipos de trabajo encargados de atenderlo en todos sus aspectos (restablecimiento, emergencias, contingencias, seguros).
- Convocar a los asistentes operativos o interventores y demás trabajadores que intervinieron el activo, para complementar el reporte de falla, esto con el fin de registrar la información del evento de una forma detallada, consensada y ordenada; este reporte debe entregar acciones oportunas para prevenir que se vuelvan a presentar este tipo de fallas y por ende pasa a ser parte del historial del activo.

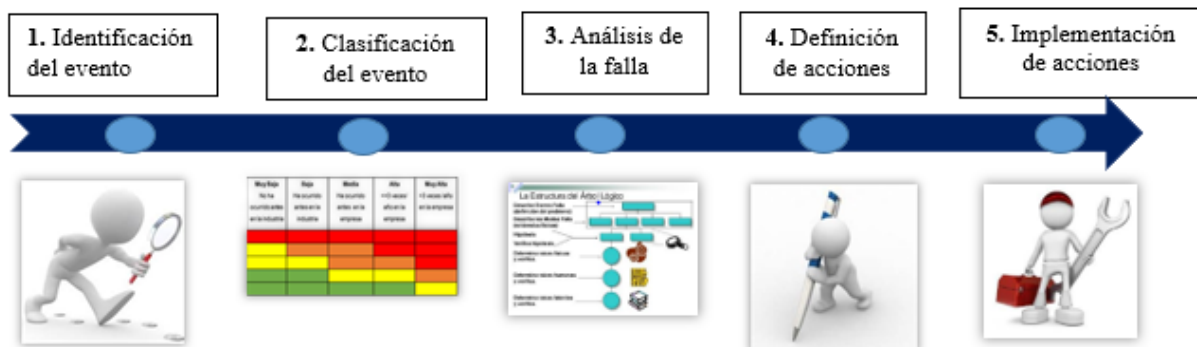
### **5.5.3 Interesado del análisis de fallas**

Profesional especializado o profesional que ejerza el rol de Gestor de equipo de trabajo perteneciente a la dependencia afectada por el evento, designado por el jefe de estructura, quien responde por la ejecución del análisis de fallas para representarlo en la investigación del evento, sus principales actividades son:

- Asegurar el reporte oportuno de todos los eventos ocurridos en su frente o equipo de trabajo.
- Convocar al equipo que participará en la ejecución de talleres y reuniones para establecer factores que influyan en las fallas de los activos de la empresa.

## 5.5 Desarrollo de la metodología

En la ejecución el análisis de falla se encuentra 5 acciones o etapas que rigen el proceso mediante el cual se realiza la metodología. Estas fases enumeran los pasos a realizar y la forma de ejecutar, organizar la información y catalogar los eventos de falla.



*Ilustración 12. Fases de la metodología Análisis Causa Raíz.*

### 5.5.1 Identificación del evento de falla

Todos los eventos de falla ocurridos en CENS deben ser registrados, el registro de cada evento y la generación del reporte está a cargo del responsable de la dependencia donde ocurre el evento.

El trabajador que identifica el evento tiene la responsabilidad de ser el primer testigo de lo ocurrido, por tal razón debe ser quien tome las primeras evidencias del suceso (recolección primaria de evidencia), según los recursos que estén a su alcance, éstas sirven como agente de

toma de decisiones si la falla amerita un informe de análisis de causa raíz o reporte de falla. El segundo testigo del evento es el trabajador que fue programado para corregir la falla, al ser la persona que intervino el activo también tendrá la responsabilidad de recolectar evidencias (recolección secundaria de evidencia), las cuales pueden ser:

- Fotografías
- Videos
- Grabaciones
- Bosquejos
- Registros electrónicos

Durante la recolección de información en el análisis de fallos se tuvo acceso a los reportes de eventos que se registraron desde el año 2013 a 2019 y en los cuales se realizó el filtro de los eventos que incluían fallas o afectaciones en los reconectores de las redes de distribución de CENS. Además, se consiguió identificar el alimentador y el código de cada reconector fallado para así mejorar y facilitar el análisis de estos fallos, por otro lado, se incluyó en dichos reportes una casilla en donde se catalogaron los eventos de acuerdo a su modo y causa de falla.

El archivo de histórico de fallas se anexará al presente proyecto de investigación de forma digital debido a que es una hoja cálculo de Excel con más 25 mil filas.

CÓDIGO	TIPO DE FALLAS	USUARIOS_AFECTADOS	UXT	AÑO	MES	CAUSA FALLA
RC1	PERMANENTE	2719	6375.29972	2013	junio	COMUNICACIÓN
TIRC2	TRANSITORIA	2345	3.25694439	2013	junio	FALLA A TIERRA, SIN ESPECIFICAR CAUSA
TIRC2	PERMANENTE	2345	3471.90278	2013	junio	NO ESTÁ INTEGRADO
TIRC2	TRANSITORIA	1457	29.9494446	2013	junio	NO ESTÁ INTEGRADO
RC-0006	PERMANENTE	6514	1234.04111	2013	junio	DISPARO POR SOBRECORRIENTE
TIRC2	PERMANENTE	2335	2421.26528	2013	junio	MANIOBRAS EN LA RED
TIRC2	PERMANENTE	2335	5301.09861	2013	junio	FALLA A TIERRA, SIN ESPECIFICAR CAUSA
FMVL1112	TRANSITORIA	3085	11.1402782	2013	junio	COMUNICACIÓN
FMVL1112	PERMANENTE	3085	2171.49722	2013	junio	DISPARO POR SOBRECORRIENTE
FMVL1112	TRANSITORIA	2494	9.00611147	2013	junio	DISPARO POR SOBRECORRIENTE
OCARC52	PERMANENTE	2964	7410	2013	junio	CONDICIONES CLIMÁTICAS
FMVL1112	TRANSITORIA	3085	4.28472215	2013	junio	DISPARO POR SOBRECORRIENTE
TIRC2	TRANSITORIA	2328	3.23333328	2013	junio	NO ESTÁ INTEGRADO
TIRC2	TRANSITORIA	2328	3.23333368	2013	junio	NO ESTÁ INTEGRADO
TIRC2	PERMANENTE	2328	45708.34	2013	junio	MANIOBRAS EN LA RED
FMVL1112	TRANSITORIA	3085	4.28472215	2013	junio	DISPARO POR SOBRECORRIENTE
OCARC52	TRANSITORIA	2964	4.9399996	2013	junio	SIN OPERACIÓN REMOTA (CONTROL LOCAL)
RC-0006	PERMANENTE	6514	3919.25667	2013	junio	DISPARO POR SOBRECORRIENTE
ARC92	TRANSITORIA	2610	4.35000011	2013	junio	DISPARO POR SOBRECORRIENTE
TIRC2	PERMANENTE	1964	11423.9333	2013	junio	SIN OPERACIÓN REMOTA (CONTROL LOCAL)
GRC98	PERMANENTE	282	1146.8	2013	junio	SIN OPERACIÓN REMOTA (CONTROL LOCAL)
OCARC52	PERMANENTE	2964	15039.83	2013	junio	MANIOBRAS EN LA RED
TIRC2	PERMANENTE	2277	33543.3725	2013	junio	NO ESTÁ INTEGRADO
TIRC2	PERMANENTE	2277	1579.985	2013	junio	NO ESTÁ INTEGRADO
OC1RC50	PERMANENTE	2953	12501.0333	2013	junio	SE DESCONOCE CAUSA
RC48	PERMANENTE	123	145.003333	2013	junio	NO ESTÁ INTEGRADO
ARC86	PERMANENTE	1122	2465.28333	2013	junio	NO ESTÁ INTEGRADO
ARC86	PERMANENTE	1122	25185.7833	2013	junio	NO ESTÁ INTEGRADO
TIRC2	PERMANENTE	2277	1411.1075	2013	junio	FALLA A TIERRA, SIN ESPECIFICAR CAUSA
OCARC52	PERMANENTE	2956	2653.01	2013	junio	NO ESTÁ INTEGRADO
ARC86	PERMANENTE	475	191.715278	2013	junio	FALLA A TIERRA, SIN ESPECIFICAR CAUSA

**Tabla 1. Reporte de eventos en reconectores.**

En la tabla 1 se muestra un ejemplo del reporte de eventos ocurridos en las redes eléctricas, en los cuales se plasman el código del reconectador, el modo de falla, el número de usuarios afectados, entre otros. En este reporte se catalogaron los eventos como permanentes, transitorios y programados, con el propósito de dar claridad al tipo de fallo o interrupción que sufrió la red eléctrica; de este modo se interpretan las desconexiones del sistema y se desprecian los eventos ocurridos por consigna o programación previa para el análisis de fallos.

### 5.5.1.1 Causas de aperturas en los reconectores

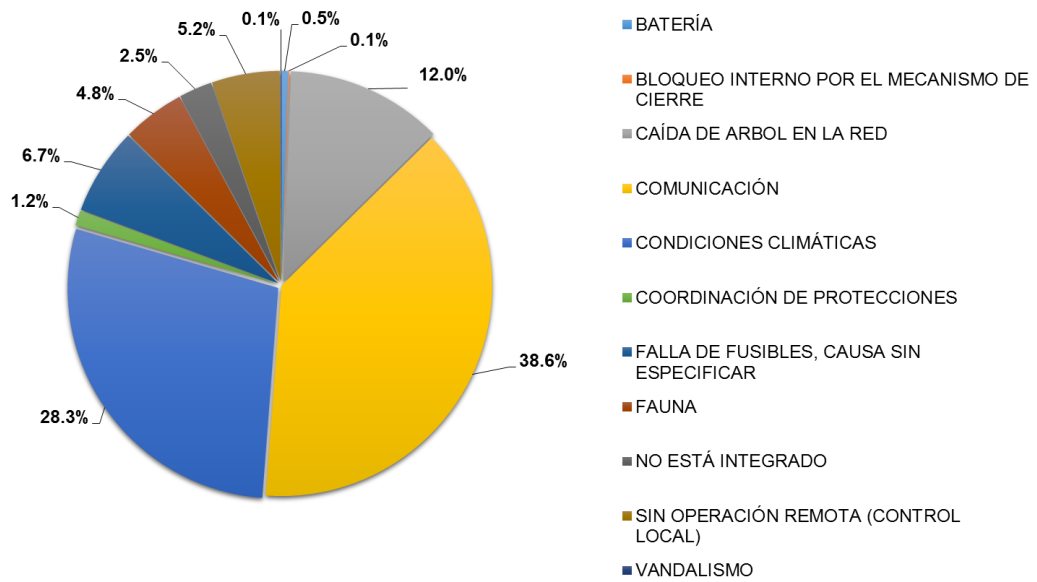
TIPO DE EVENTO	NÚMERO DE EVENTOS
BATERÍA	11
BLOQUEO INTERNO POR EL MECANISMO DE CIERRE	2
CAÍDA DE ARBOL EN LA RED	270
COMUNICACIÓN	865
CONDICIONES CLIMÁTICAS	635
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	26
FALLA DE FUSIBLES, CAUSA SIN ESPECIFICAR	150
FAUNA	107
NO ESTÁ INTEGRADO	57
SIN OPERACIÓN REMOTA (CONTROL LOCAL)	117
VANDALISMO	2

*Tabla 2. Número de eventos por causa.*

En la tabla 2 se identifican cuáles son las causas de falla que afectan a los reconectores automatizados en las redes de distribución de CENS; en ella se expresan el número de eventos ocurridos desde el año 2013 hasta abril de 2019 por cada tipo de causa. En la ilustración 14 se analiza el porcentaje de cada falla con respecto al total de eventos que se incluyeron en el análisis.

Para la interpretación de datos se despreciaron los eventos en los que se accionó de forma normal el reconectador, es decir, los sucesos en los cuales el reconectador operó de manera adecuada y en los que no hubo ningún tipo de complicación dentro de las funciones en las que opera el equipo. Los eventos excluidos son:

- **Disparo por sobrecorriente:** Comprende todos los sucesos por los cuales el reconectador se acciona debido a un cortocircuito en las líneas, ya sean por objetos extraños (tejas de zinc, basura), conductores rotos o líneas destempladas.
- **Falla a tierra sin especificar causa:** Abarca los eventos en los cuales hay un disparo del equipo a causa de un contacto con tierra de algún conductor energizado, normalmente este tipo de falla se cataloga como permanente.
- **Maniobras en la red:** Incluye las aperturas del reconectador por actividades realizadas en las líneas como: traslados de carga a otros circuitos, reparaciones en las redes, cierre de puentes en media tensión, errores de operación por parte de operarios del sistema, cambio de postiería, entre otros.
- **Mantenimiento:** Encierra todas las desconexiones de los reconectores que han sido previamente planeados o consignados para la realización de modificaciones y ampliaciones de las redes de distribución.
- **Recierre exitoso, sin especificar causa:** Integra todas aquellas operaciones mediante la cual el reconectador abre de manera correcta despejando y aislando el fallo de la red eléctrica.
- **Se desconoce causa:** Contempla todas las acciones de apertura del reconectador sin identificar. Se reporta cuando el operario se dirige hasta el punto donde se identificó la falla, pero no encuentra evidencia tangible de cuál ha sido la verdadera Causa del fallo; cambia fusibles quemados y ejecuta recierre de protecciones.



**Ilustración 13. Diagrama de torta, porcentaje de fallas por causa.**

De acuerdo a los datos analizados, se identifican como principales causas de fallo o de mal funcionamiento de los equipos al sistema de comunicación de los reconectores con un 38.6%, las condiciones climáticas con 28.3% y en un porcentaje un poco menor con 12% a la vegetación y caída de ramas sobre las redes.



*Ilustración 14. Diagrama de barras, número de eventos por causa.*

Se encuentran de igual manera otros eventos que, aunque no hayan afectado en gran magnitud a las redes de distribución de CENS, si afectaron el correcto funcionamiento de los reconectores. Los eventos que se incluyeron para el análisis de fallos son:

- **Vandalismo:** Personas ajenas a la organización operan, hurtan y manipulan los mecanismos del reconector causando desconexiones imprevistas.
- **Batería:** El dispositivo acumulador ha cumplido su vida útil o se encuentra en falla y no almacena la energía necesaria para operar los dispositivos electrónicos, automáticos y de comunicación.
- **Bloqueo interno por el mecanismo de cierre:** Existe un objeto o elemento que obstruye o bloquea el dispositivo de cierre del reconector.
- **Caída de árbol en la red:** Se reporta cuando el operario hace recorrido de la línea y encuentra un árbol o rama directamente tocando la red.
- **Comunicación:** Se define así debido a que, el dispositivo pierde comunicación con el sistema integrado SCADA, no se ejecuta conexión desde el centro de control.
- **Condiciones climáticas:** Se reporta cuando el operario llega al lugar de la falla y existen indicios por parte de las personas del lugar que ha existido fuertes lluvias, fuertes vientos y descargas atmosféricas cercanas a la hora del evento sin tener una evidencia tangible de otra falla.
- **Coordinación de protecciones:** Falla en coordinación de protecciones, los equipos de protección como fusibles, cuchillas seccionadoras y relés no actúan y por tanto, no aíslan la falla forzando a abrir el circuito desde el reconector. En ocasiones el reconector se encuentra mal dimensionado y la falla alcanza el interruptor principal de la subestación.

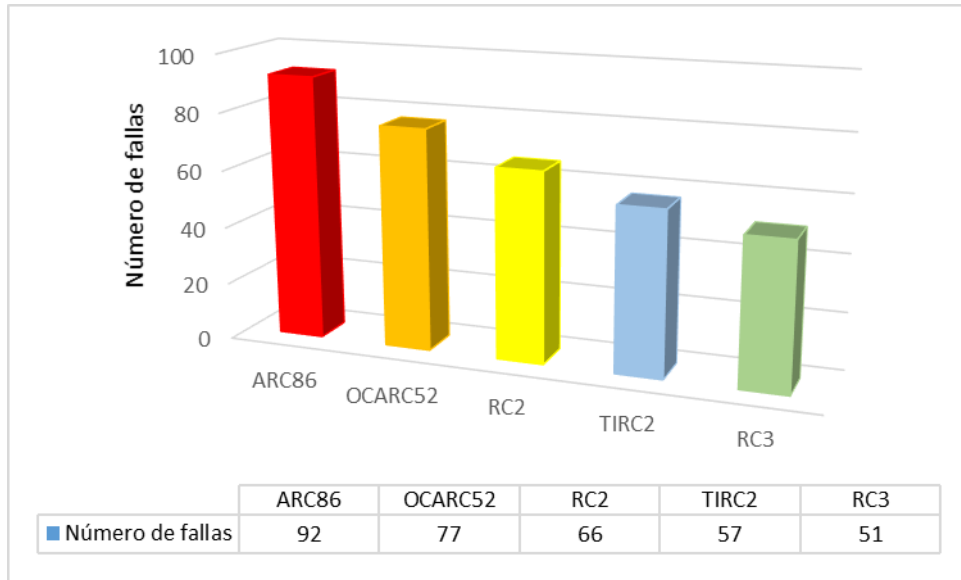


- **Falla de fusibles, causa sin especificar:** se define así, debido a que el operario técnico siempre se desplaza a los cortacircuitos en falla y repone el fusible, y si conecta normal se reporta al CDL que se despeja la falla sin hacer un recorrido en consecuencia, puesto que la topología de la línea aguas abajo de la falla es muy extensa y de difícil acceso por su terreno montañoso y problemas de orden público.
- **Fauna:** Se determina cuando el operario llega al lugar de la falla y existe evidencia tangible de que un ave, murciélago, gato, serpiente, etc. ha hecho contacto con los dispositivos y equipos energizados de media tensión ocasionando así un fallo.
- **No está integrado:** El reconectador no se encuentra conectado al centro de control, es decir, no está integrado en el sistema SCADA y por lo tanto no se visualiza ni es posible operar desde el centro de control. Se conoce de su accionamiento debido a la ausencia de carga de un circuito alimentador.
- **Sin operación remota (control local):** El equipo se encuentra sin automatización, más claramente, se visualiza y está integrado en el sistema SCADA pero no es posible operarlo de manera remota. Su estado es similar a la falla de comunicación.

Validando la información recolectada de los informes de eventos y a partir de la categorización de los reconectadores, se establece que los equipos más fallados por las causas incluidas en el análisis son:

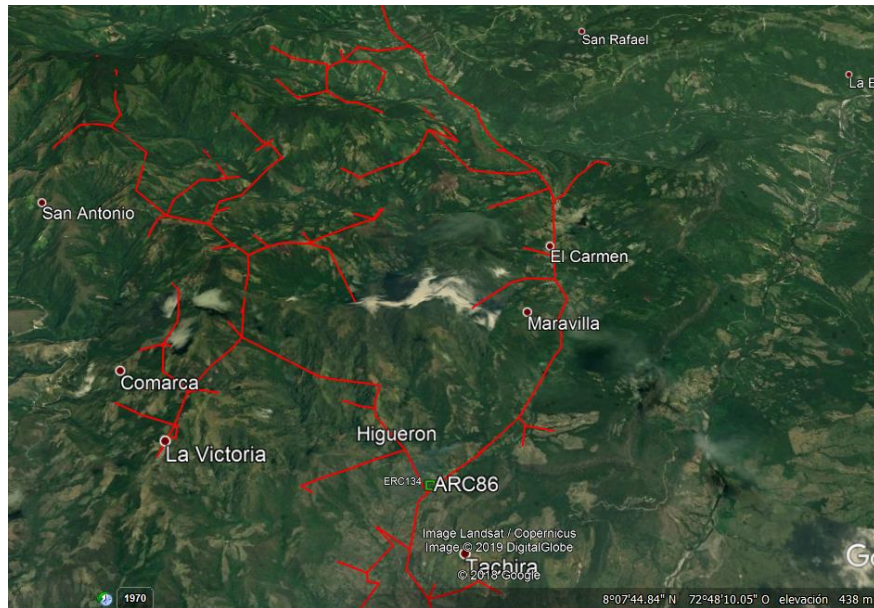
Código	Número de fallas	Alimentador
ARC86	92	SARC1
OCARC52	77	CONSAL_TEORA
RC2	66	TIBG11
TIRC2	57	TIBPUEBLOS
RC3	51	TIBO11

**Tabla 3. Reconectores más fallados 2013-2019.**



**Ilustración 15. Diagrama de barras reconectores más fallados 2013-2019.**

- El reconector que más se vio afectado por fallas en su operación fue el **ARC86** a 13.2 KV perteneciente al alimentador **SARC1** del municipio de Sardinata que corresponde a la regional de Tibú.



**Ilustración 16. Ubicación reconector ARC86 y alimentador SARC1.**

Comúnmente la zona en la que se encuentra este reconectador es catalogada como una zona de influencia, en donde se tiene problemas de orden público. Desde esta perspectiva es posible indicar algunos factores causantes que pudieron influir en la falla de los elementos que componen el reconectador.

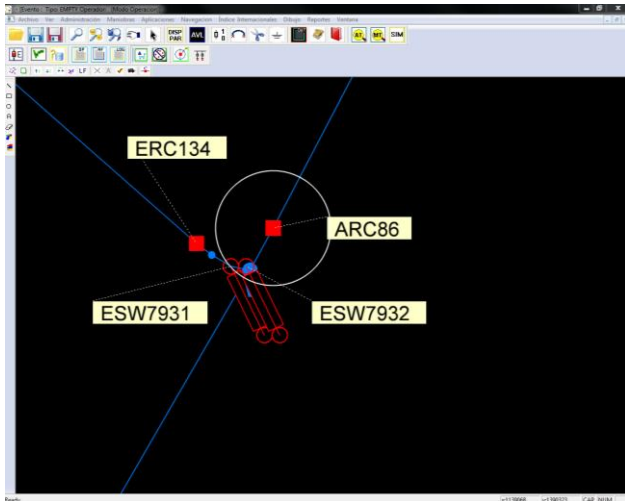
Sin embargo, la principal causa de falla de este reconectador no fue debido a eventos relacionados con terrorismo ni de orden público, sino, a fallas en sistemas integrados de comunicación y en una menor proporción a condiciones climáticas y de vegetación.

TIPO DE EVENTO	NÚMERO DE EVENTOS
CAÍDA DE ARBOL EN LA RED	12
COMUNICACIÓN	43
CONDICIONES CLIMÁTICAS	12
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	1
FALLA DE FUSIBLES, CAUSA SIN ESPECIFICAR	3
FAUNA	1
NO ESTÁ INTEGRADO	6
SIN OPERACIÓN REMOTA (CONTROL LOCAL)	14
<b>TOTAL</b>	<b>92</b>

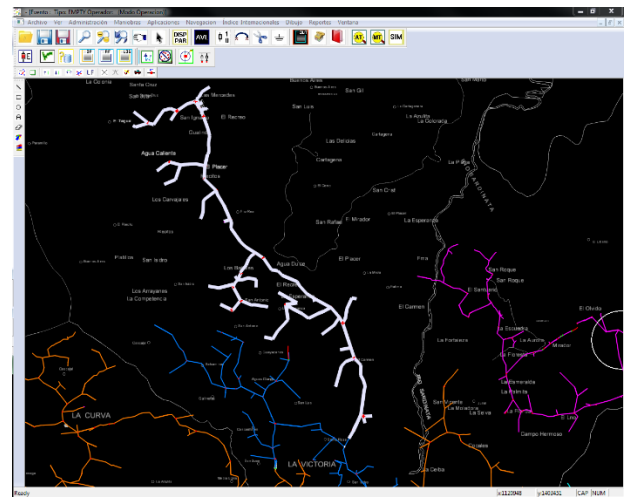
*Tabla 4. Eventos en reconectador ARC86.*

Dentro de los tipos eventos que se catalogan y se asocian a los sistemas integrados .de comunicación tenemos a: “No está integrado” con 6 eventos, “sin operación remota (control local)” con 14 eventos y “comunicación” con 43 eventos; estos incidentes sumados nos dan un total de 63 eventos que sufrió el reconectador ARC86 en donde se atribuyen a problemas en los sistemas de comunicación.

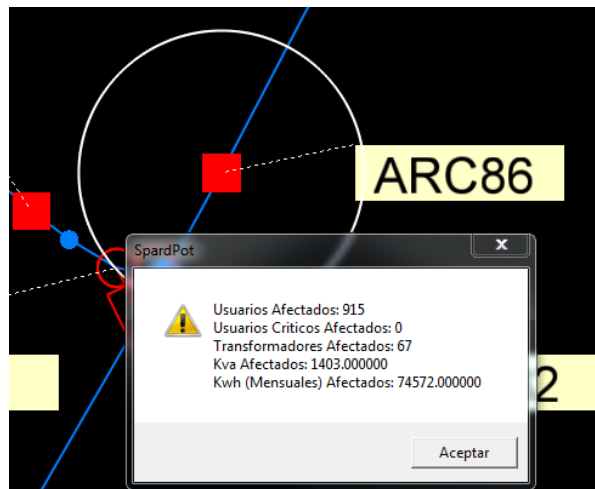
En la ilustración 18 y 19 se visualiza en el software SPARD OMS la ubicación del reconectador ARC86 y la longitud del tramo que se desconecta (en color blanco) en caso de que su mecanismo de recierres no se activen; además en la ilustración 20 se muestra la cantidad de usuarios, transformadores y potencia total en Kva que se ven afectados por la interrupción del servicio de energía.



**Ilustración 17. Ubicación reconector ARC86.**

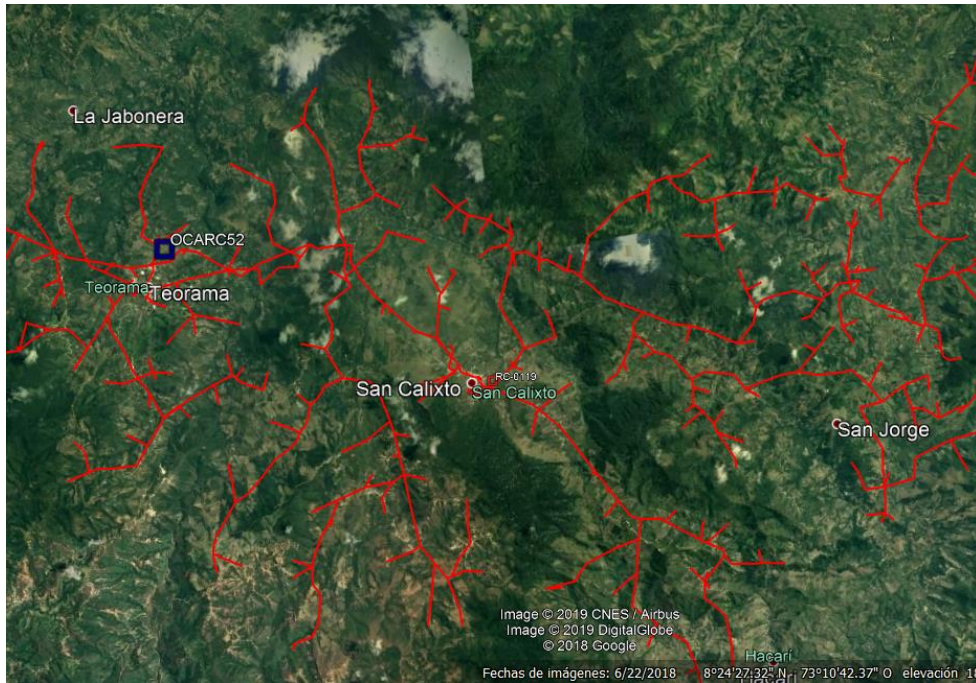


**Ilustración 18. Tramo desconectado**



**Ilustración 19. Usuarios, transformadores y carga afectada del ARC86.**

- Ahora bien, analizando el segundo reconector **OCARC52** A 13.2 KV que está asociado al alimentador **CONSAL\_TEORA** sujeto a la regional de Ocaña, se puede decir a simple vista que es uno de los re conectores que tiene asociado uno de los alimentadores más extensos de la red eléctrica de CENS, y a pesar de que las condiciones son muy diferentes comparadas con las del reconector ARC86, puesto que se encuentra muy cerca de la zona urbana de Teorama y este municipio aunque está catalogado como zona de influencia no presenta mayores problemas de orden público. Las falencias de funcionamiento de los equipos son muy similares.

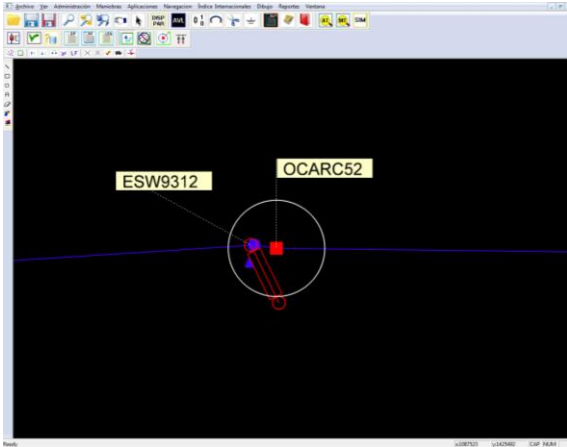


**Ilustración 20. Ubicación de reconector OCARC52 y alimentador CONSAL\_TEORA.**

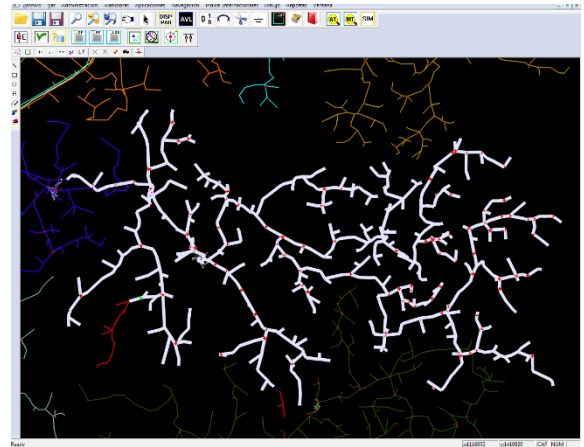
En la tabla 5 se reflejan los tipos de eventos que ha sufrido el reconector OCARC52 que se incluyeron en el análisis durante los años 2013 a 2019. Se resalta que el incidente “sin operación remota (control local)” tiene 38 eventos, le sigue “comunicación” con 14 eventos y “condiciones climáticas” con 12 eventos; además de esto también se vio afectado, aunque de una manera muy mínima por coordinación de protecciones, De esta manera se atribuye el mayor porcentaje de dichos acontecimientos nuevamente a la interfaz de comunicación.

TIPO DE EVENTO	NÚMERO DE EVENTOS
CAÍDA DE ARBOL EN LA RED	4
COMUNICACIÓN	14
CONDICIONES CLIMÁTICAS	12
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	1
NO ESTÁ INTEGRADO	8
SIN OPERACIÓN REMOTA (CONTROL LOCAL)	38
<b>TOTAL</b>	<b>77</b>

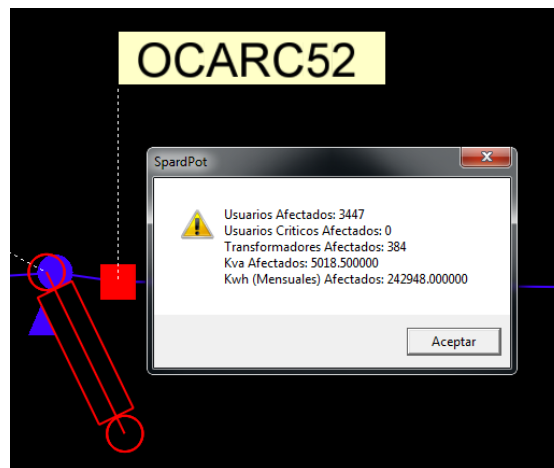
**Tabla 5. Eventos en reconector OCARC52.**



*Ilustración 21. Ubicación del reconectador OCARC52.*



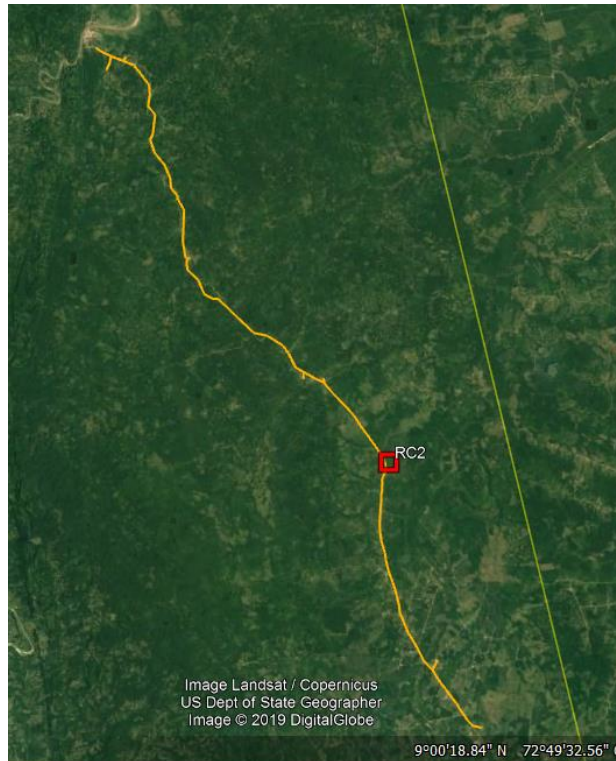
*Ilustración 22. Línea desconectada OCARC52.*



*Ilustración 23. Usuarios, transformadores y carga afectada del OCARC52.*

En la ilustración 22 y 23 se muestra la ubicación y las líneas que se ven afectadas por la desconexión del reconectador OCARC52 del alimentador CONSAL\_TEORA. Cabe resaltar que la gran mayoría de la carga de este alimentador sale a causa de la apertura de este dispositivo, aumentando así la importancia del buen funcionamiento del mismo. En la ilustración 24 se muestra la cantidad de usuarios, transformadores y la potencia que sale en dicho circuito debido al evento de desconexión.

- En el tercer puesto de los reconectores más fallados se encuentra el **RC2** a 34.5 KV, perteneciente al alimentador principal **TIBG11** de la regional Tibú; este reconectador se encuentra en el kilómetro 19 vía la Gabarra y es el encargado de proteger las subestaciones de la Gabarra y Caño Indio.



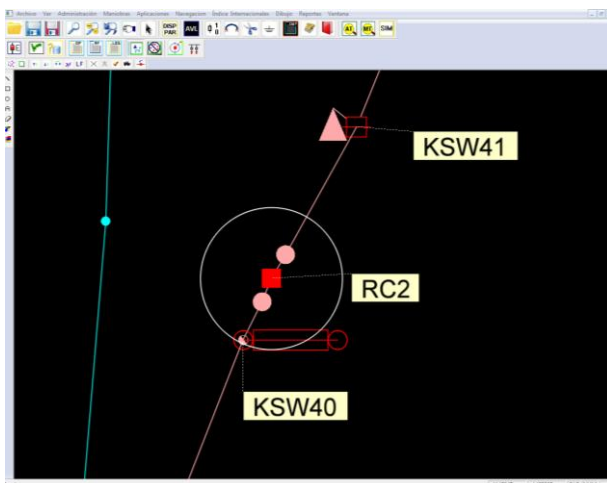
**Ilustración 24. Reconectador RC2 y alimentador TIBG11.**

La principal causa de afectaciones de este reconectador se le atribuyó al sistema de comunicaciones. En la tabla 6 se visualizan los eventos que ocurrieron o influyeron en el mal funcionamiento del reconectador RC2; cabe resaltar que para este reconectador aparecen 2 eventos adicionales diferentes a los mencionados en los anteriores equipos, surgen entonces, problemas con baterías y vandalismo, además se resaltan las malas operaciones del reconectador debido a condiciones climáticas con 17 eventos, mientras que los problemas por “comunicación”, “no está integrado” y “sin operación remota (control local)” suman 33 eventos.

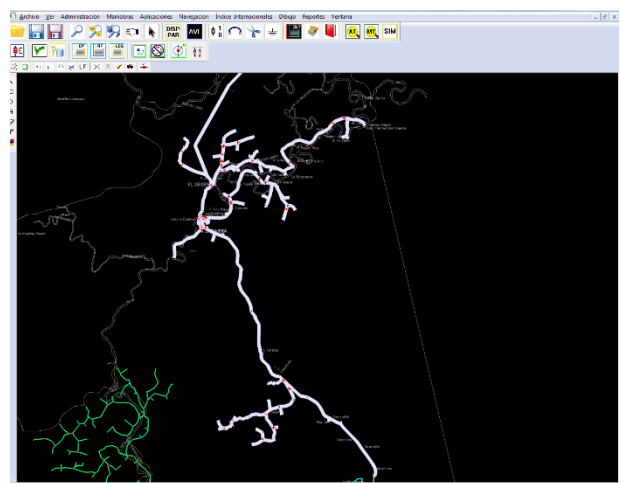
En la ilustración 26 y 27 se visualiza la ubicación y los tramos de línea desconectados a causa de la apertura del reconectador RC2; al ser una línea del nivel de tensión 3 tiene un gran impacto en la cantidad de usuarios y transformadores que se ven afectados en el momento de una desconexión en este alimentador. En la ilustración 28 Y 29 se muestran los usuarios, transformadores y carga afectada cuando se abre este reconectador.

TIPO DE EVENTO	NÚMERO DE EVENTOS
BATERÍA	1
CAÍDA DE ARBOL EN LA RED	2
COMUNICACIÓN	25
CONDICIONES CLIMÁTICAS	17
FALLA DE FUSIBLES, CAUSA SIN ESPECIFICAR	3
FAUNA	9
NO ESTÁ INTEGRADO	3
SIN OPERACIÓN REMOTA (CONTROL LOCAL)	5
VANDALISMO	1
<b>TOTAL</b>	<b>66</b>

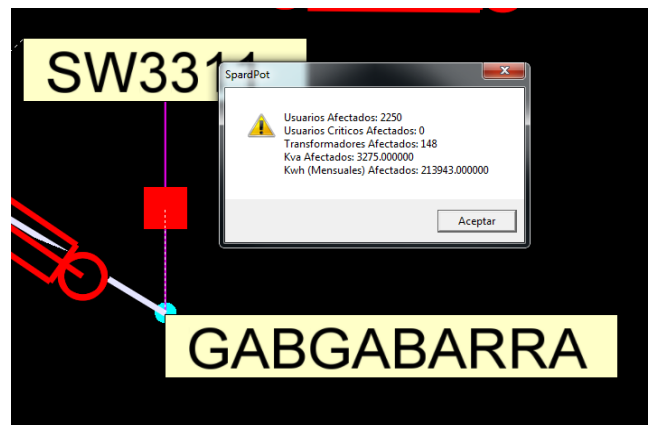
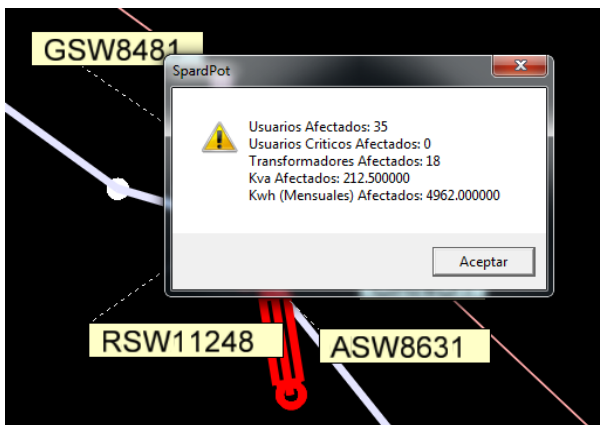
**Tabla 6. Eventos en el reconectador RC2.**



**Ilustración 25. Ubicación del reconectador RC2.**



**Ilustración 26. Línea afectada reconectador RC2**

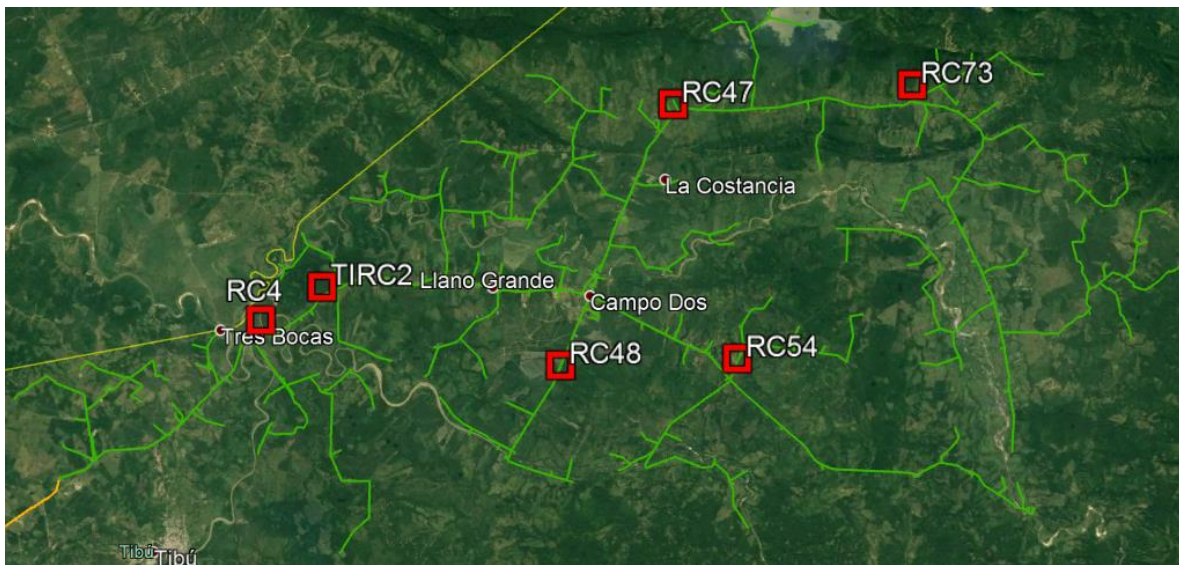


**Ilustración 27 y 28. Usuarios, transformadores y carga afectada Subestación Caño indio y la Gabarra.**



Al ser un reconectador conectado al nivel de tensión 3, de este elemento dependen además 15 transformadores conectados a 34.5 KV que alimentan 140 usuarios.

- En el cuarto lugar está el reconectador **TIRC2** que se localiza en el alimentador **TIBPUEBLOS**, perteneciente a la regional de Tibú. Este reconectador se ubica en la zona del Catatumbo, considerada como zona de influencia y que comúnmente tiene problemas de orden público.



*Ilustración 29. Ubicación reconectador TIRC2 y alimentador TIBPUEBLOS*

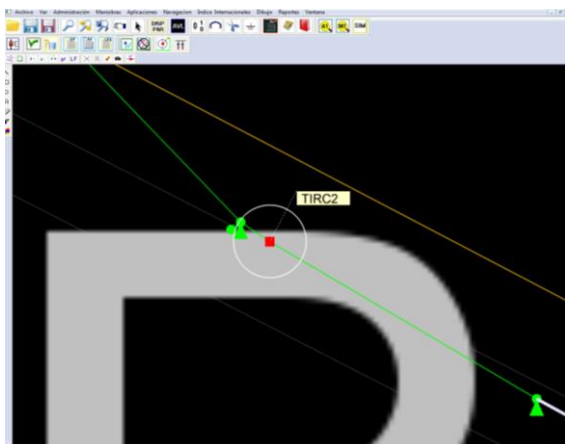
Este reconectador al igual que los anteriores, sigue la tendencia de causa de falla en la cual se le atribuye el mayor número de eventos y complicaciones en su operación al sistema integrado de comunicaciones, en donde resaltan nuevamente los sucesos de “comunicación con 16 eventos, “no está integrado” con 16 eventos y “sin operación remota (control local) con 14 eventos. Esto nos da un indicio y una idea más clara y casi evidente de la principal causa de complicaciones operacionales en los Reconectores de CENS.

Este dispositivo es el encargado de proteger a uno de los alimentadores más extensos e importantes con los que cuenta CENS, por lo tanto, es primordial garantizar el buen funcionamiento de los equipos de protección que se encuentran en acoplados a este alimentador. En la ilustración 31 y 32 se visualiza la ubicación y la longitud de la línea que se ve afectada por la apertura del circuito desde el reconectador TIRC2; además en la

ilustración 33 se muestra la cantidad de usuarios, transformadores y la potencia total que se ven afectadas por la discontinuidad del servicio de energía.

TIPO DE EVENTO	NÚMERO DE EVENTOS
CAÍDA DE ARBOL EN LA RED	3
COMUNICACIÓN	16
CONDICIONES CLIMÁTICAS	3
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	4
FAUNA	1
NO ESTÁ INTEGRADO	16
SIN OPERACIÓN REMOTA (CONTROL LOCAL)	14
<b>TOTAL</b>	<b>57</b>

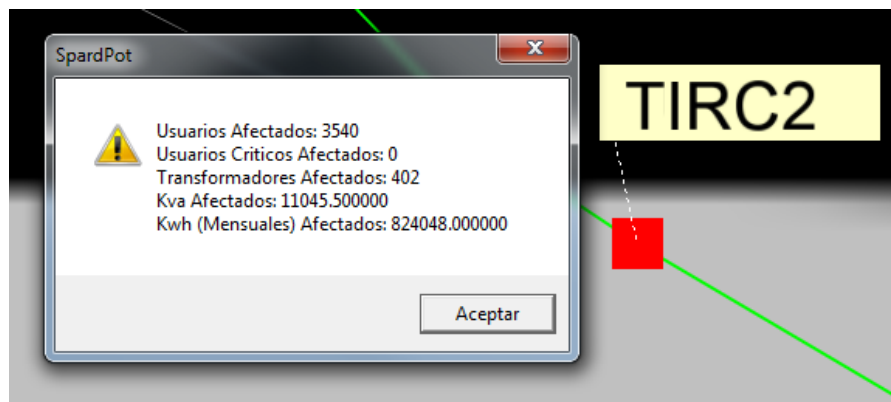
*Tabla 7. Eventos reconector TIRC2.*



*Ilustración 30. Ubicación reconector TIRC2.*



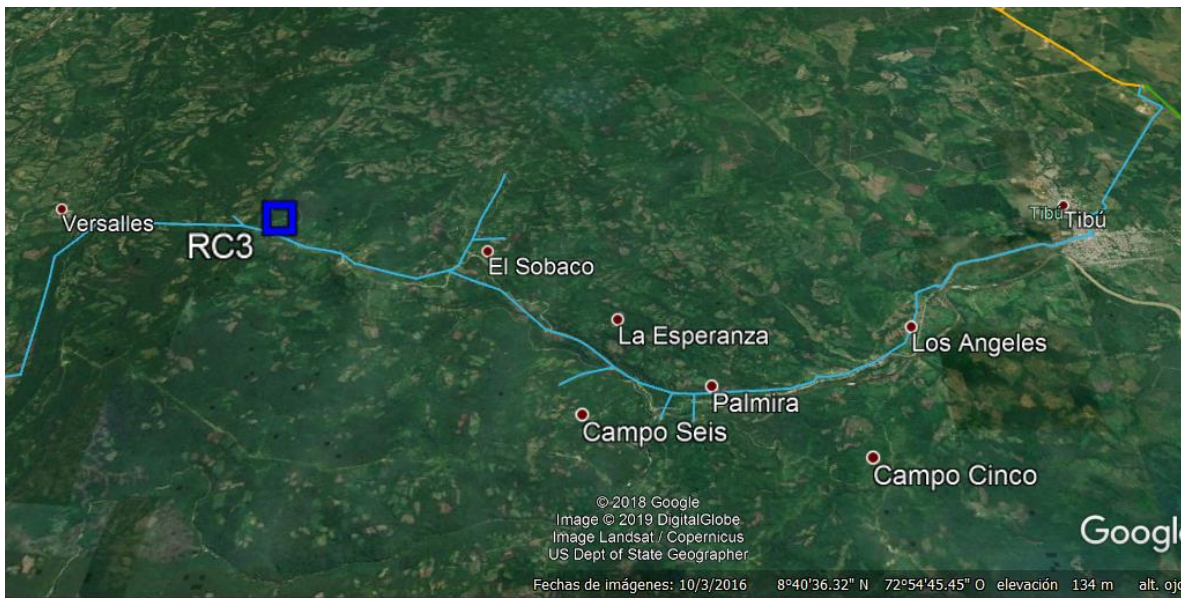
*Ilustración 31. Longitud de tramos reconector TIRC2.*



*Ilustración 32. Usuarios, transformadores y carga afectada por la apertura del TIRC2.*

- En el último lugar de los Reconectores más fallado de CENS encontramos al reconector **RC3** perteneciente al alimentador **TIBO11** ubicado en la regional de TIBÚ. De igual forma que el anterior, dicha zona hace parte del Catatumbo en donde se presentan eventos de orden público y actos de terrorismo, sin embargo, la principal falla de este dispositivo no se debe a sucesos relacionados con terrorismo ni orden público.

Se determinó que este reconector se encuentra ubicado en un lugar de muy difícil acceso, no solamente por las condiciones geográficas en donde está situado sino, por la presencia de grupos al margen de la ley que operan en esta zona y dificultan las tareas de operación, y mantenimiento de este circuito alimentador.



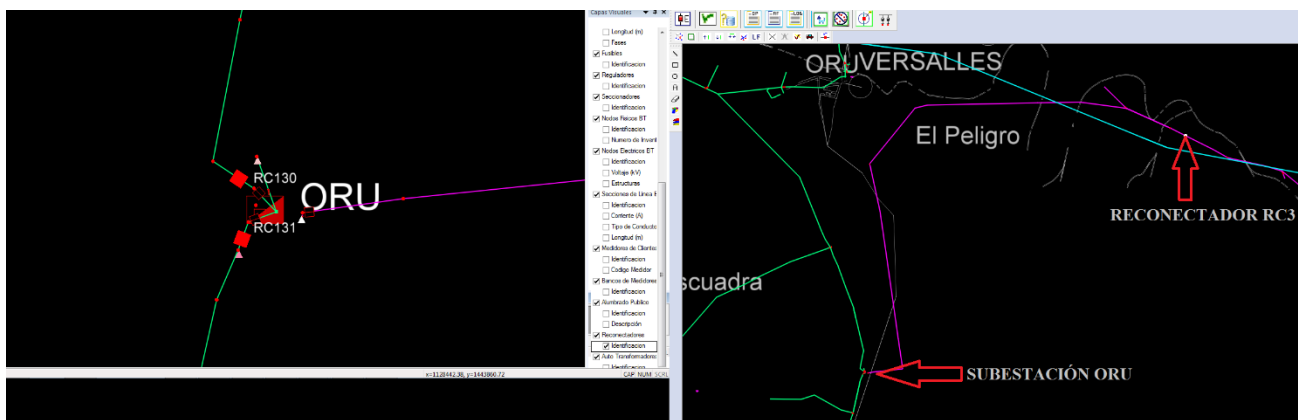
**Ilustración 33. Ubicación reconector RC3 alimentador TIBO11.**

En la tabla 8 se visualiza las causas de falla del reconector RC3 y cabe resaltar que la principal falla en este reconector se debe a condiciones atmosféricas y climáticas con un número de 21 eventos, le sigue “comunicación con 15 eventos y “sin operación remota (control local) con 9 eventos. El lugar donde se encuentra el reconector y el alimentador es una zona boscosa y en donde se presentan continuamente descargas atmosféricas, por esta razón este equipo debería cumplir con ciertos parámetros en su instalación que garanticen la supresión de sobrevoltajes y el correcto aterrizaje de descargas atmosféricas.

TIPO DE EVENTO	NÚMERO DE EVENTOS
COMUNICACIÓN	15
CONDICIONES CLIMÁTICAS	21
FALLA DE FUSIBLES, CAUSA SIN ESPECIFICAR	1
FAUNA	2
NO ESTÁ INTEGRADO	3
SIN OPERACIÓN REMOTA (CONTROL LOCAL)	9
<b>TOTAL</b>	<b>61</b>

**Tabla 8. Eventos en reconector RC3.**

Este equipo además se encuentra instalado en un nivel de tensión de 34.5 kV por lo que únicamente se asocia a un pequeño tramo de línea; como se muestra en la ilustración 35 de este reconector depende la totalidad de una subestación y por lo tanto otros reconectores como el RC131 y RC130 que corresponden al alimentador ORU y se encuentran en un nivel de tensión de 13.8 kV.



**Ilustración 34. Ubicación del reconector RC3 y subestación ORU.**

Cuando se abre este reconector se afectan 14 usuarios que se alimentan del nivel de tensión de 34.5 Kv y una gran cantidad de usuarios y transformadores que están asociados al alimentador ORU. En las ilustraciones 36 y 37 se muestra la potencia, número de

usuarios y cantidad de transformadores y los tramos de líneas que quedan sin servicio a causa de la apertura de este reconector.

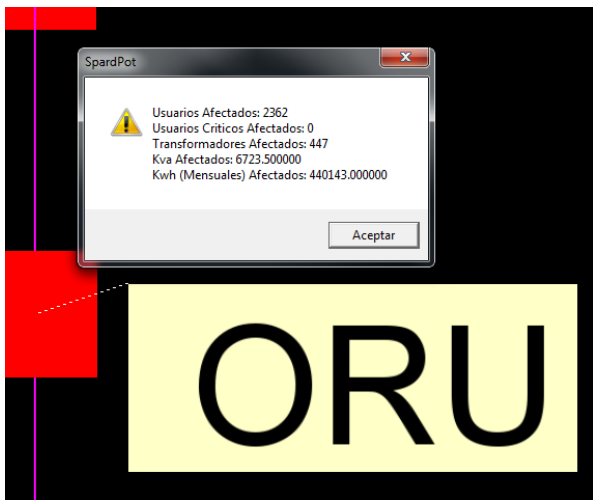


Ilustración 35. Usuarios, transformadores y carga RC3.

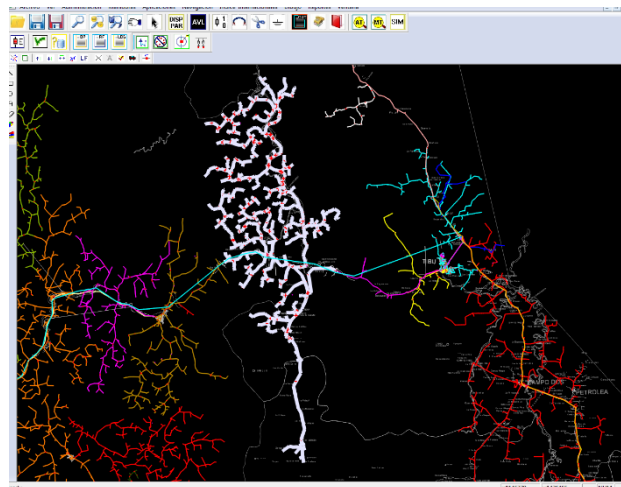


Ilustración 36. Líneas afectadas reconector RC3.

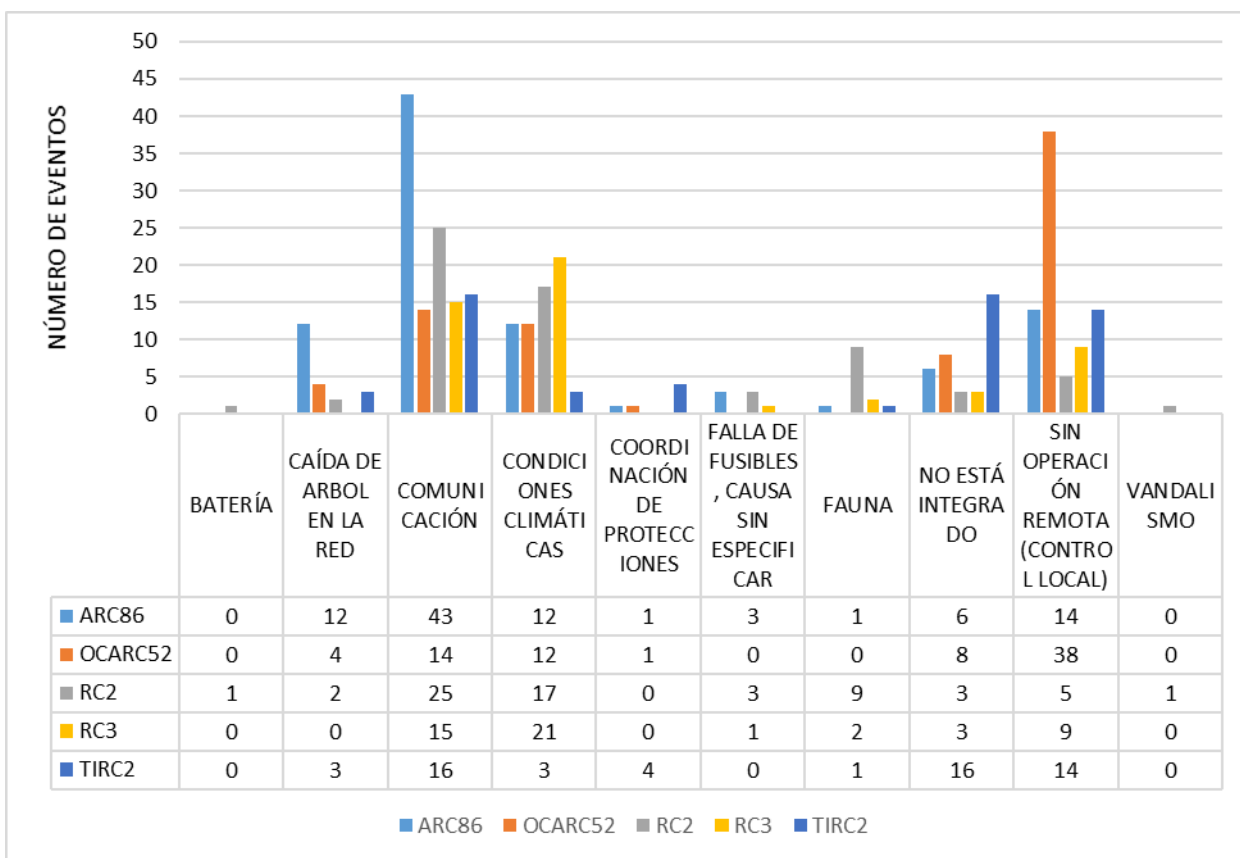


Ilustración 37. Comparación TOP 5 reconectores más fallados de la red de distribución de CENS.

En la ilustración 38 se reflejan los 5 reconectores con mayor número de incidentes de operación en el sistema de distribución de energía eléctrica de CENS, en este cabe resaltar que en los 5 reconectores el evento común que afecto a la mayoría de los equipos fueron por eventos en el sistema integrado de comunicación.

## **5.5.2 Factores causantes de fallas en reconectores**

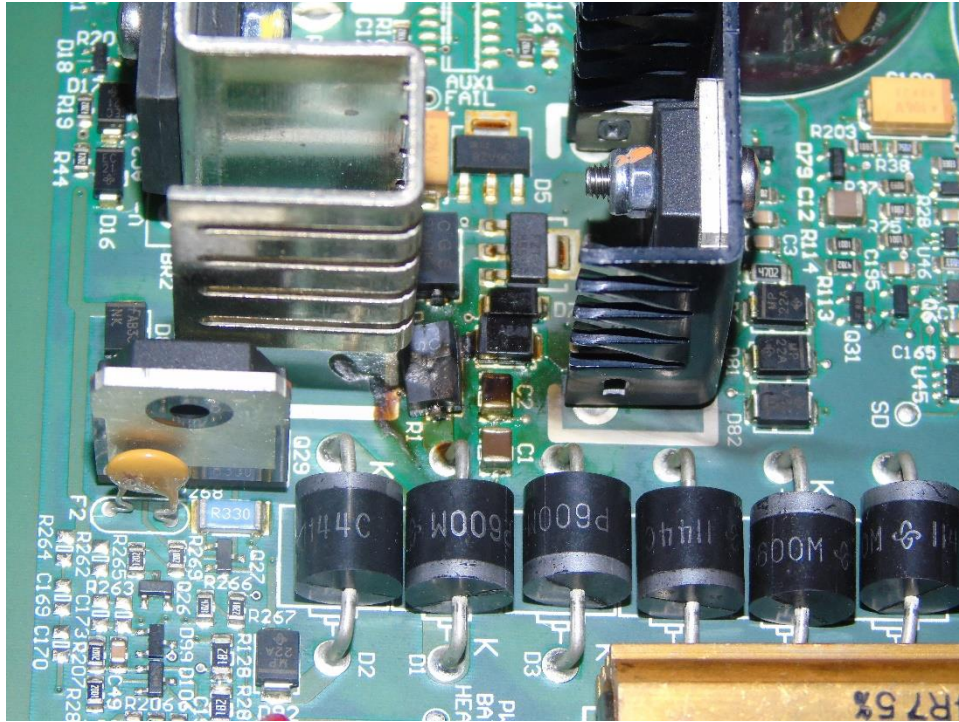
Ya identificadas todas las posibles causas que afectaron el correcto funcionamiento de los reconectores acoplados a la red de distribución de CENS, se pudieron determinar posibles detonantes y factores que llevaron a la mala operación del equipo.

### **5.5.2.1 Hipótesis**

Dentro del análisis de causa raíz en los reconectores automatizados de la red de distribución de CENS surgieron hipótesis de posibles fallas, cada una de ellas propuestas en base a información recogida en el transcurso de la metodología. Las hipótesis propuestas fueron:

#### **Falla en sistemas de control**

Se presentan cortocircuito dentro de los componentes electrónicos de la tarjeta o placa de comunicación, ocasionando fallos en todo el sistema inteligente del reconector. Estos cortocircuitos en ocasiones se dan debido a que la placa inteligente del equipo se ve expuesta a la corrosión debido a la humedad del ambiente; también puede haber sido causado por el deterioro del aislante de los conductores y componente eléctricos, el ciclo útil de la placa ya cumplió su tiempo para el cual fue diseñada su operación o algún agente externo interfirió dentro de los elementos electrónicos conectando dos polos de la misma.

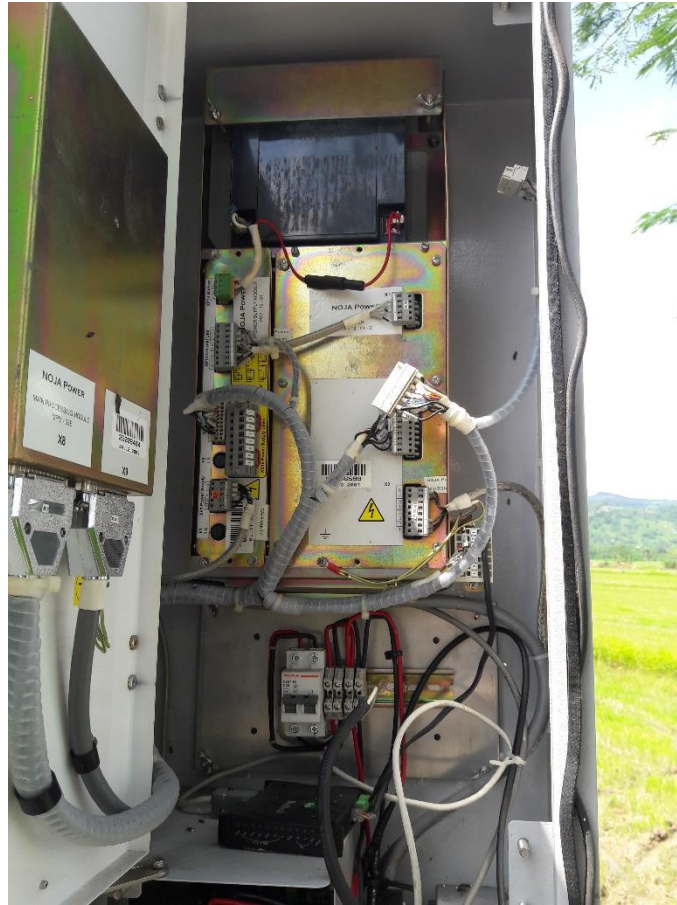


*Ilustración 38. Falla en placa de circuito de reconector ARC86.*

Para verificar esta hipótesis se acudió a los reportes de corrección de fallos y a entrevistas de personal encargado del mantenimiento correctivo de los reconectores. Como se puede visualizar en la ilustración 25 se encuentran quemados algunos elementos electrónicos dejando inservible la placa de circuito.

### **Falla de DRIVER MPM (Tarjeta de Control)-Indisponibilidad total**

Error de compatibilidad o falla de DRIVER en conexión inteligente para habilitar recierres. Esto ocurre cuando el reconector presenta falla en los tiempos de apertura y cierre, registra alarmas de To excessive y Tc excessive; en la mayoría de los casos se envía al laboratorio de equipos para realizar diagnóstico, de no ser posible su reparación se cataloga como un equipo para dar de baja. Se realiza recuperación de elementos que se pueden usar como repuestos del gabinete de control.



*Ilustración 39. Falla de DRIVER en reconector OCARC52.*

Para validar la hipótesis se acudió a personal encargado de mantenimiento y reposición de elementos, se analizaron los reportes de eventos en reconectores que incluían problemas de DRIVER; la mayoría de los reconectores reportados por esta falla se dieron de baja o se cambió el sistema de control por completo.

### **Falla en baterías**

Se presenta esta falla debido a carga y descarga inadecuada de las baterías, cumplimiento de su vida útil, condiciones ambientales que pueden ocasionar un deterioro prematuro de las baterías y por baja calidad en las mismas. Durante el planteamiento de esta hipótesis se recolectó el registro de reposición y compras de baterías durante el año 2018.



DESCRIPCIÓN	CÓDIGO RECONECTADOR	Fecha Programada	Ejecutante	ACTIVO
RECONECTADOR DE 13,2 KV	EE INSTBAT REC NR43 ZULC1	13/11/2018	08/07/1904	RECONECTADOR
RECONECTADOR DE 13,2 KV	EE. RE BAT REC RC105 PLZ263B1	24/10/2018	05/01/1935	RECONECTADOR
RECONECTADOR 15 KV/VACIO/2012	EE. INSTBAT REC ARC109 AGUC2	29/10/2018	22/02/1935	RECONECTADOR
CONTROL RECONECTADOR 15KV	EE. CAM BAT REC LA MATA SE LAM	10/10/2018	22/02/1935	RECONECTADOR
RECONECTADOR 15 KV/VACIO/2012	EE. CAM BAT REC GRC94 CHITACO	10/10/2018	09/06/1904	RECONECTADOR
RECONECTADORES	EE. INSP BAT REC RC99 OCAÑA3	19/10/2018	05/06/1961	RECONECTADOR
RECONECTADORES	EE. REPBAT REC RC99 OCAÑA3	27/08/2018	05/06/1961	RECONECTADOR
RECONECTADOR 34.5 KV VACIO SF6	EE. REPBAT REC PARC76 TOLED	17/08/2018	09/06/1904	RECONECTADOR
RECONECTADOR DE 13,2 KV	EE. REPBAT REC ARC80 BELC36	03/08/2018	08/07/1904	RECONECTADOR
RECONECTADOR 15KV VACIO	EE. REPBAT REC OC1RC50 LAPLAYA	03/08/2018	05/06/1961	RECONECTADOR
RECONECTADOR 15KV VACIO	EE. REPBAT REC RC0002 SANC55	02/08/2018	08/07/1904	RECONECTADOR
RECONECTADRES DE 13,2 KV	EE. REPBAT REC 13.8KV S/MONTE	27/07/2018	22/02/1935	RECONECTADOR
RECONECTADOR 34.5KV VACIO/2008	EE. REPBAT REC 34.5KV PATIOS	27/07/2018	05/01/1935	RECONECTADOR
RECONECTADOR 34.5KV VACIO/2009	EE. REP BAT REC SUB-ABRE 34.5	29/05/2018	05/06/1961	RECONECTADOR
RECONECTADOR DE 34,5 KV	EE. REP BAT REC CULENT BELC33	25/05/2018	08/07/1904	RECONECTADOR
RECONECTADORES	EE. REP BATE REC BRC115 TARRA	16/05/2018	05/06/1961	RECONECTADOR
RECONECTADOR DE 13,2 KV	EE. REP BATERI REC ARC79 SALC2	22/05/2018	08/07/1904	RECONECTADOR
RECONECTADOR DE 13,2 KV	EE. REP BAT REC RC105 PLZ263B1	21/05/2018	05/01/1935	RECONECTADOR
RECONECTADOR DE 13,2 KV	EE. REP BAT REC ARC79 SALC2	18/05/2018	08/07/1904	RECONECTADOR

**Tabla 9. Reporte de reposición y compras de baterías del año 2018.**

La validación de esta hipótesis se realizó mediante reportes de reposición de baterías, entrevistas a personal de mantenimiento y verificación de inspecciones de rutina realizadas a los reconectores.

### **Falla debida a desviaciones en la tensión de alimentación del transformador**

El principal planteamiento que se hace en esta hipótesis es la falta de transformador auxiliar, por lo que el reconector se encuentra conectado a una red de baja tensión. Si no se cumple con lo establecido en la norma técnica sobre instalación de reconectores, se

puede evidenciar que pueden faltar los elementos principales de protección como el transformador auxiliar y elementos supresores de sobrevoltajes.



*Ilustración 40. Tensión de alimentación en un reconector ENTEC.*

Para la Validación se acudió a la norma de los reconectores en donde se encuentra especificado el diseño de este transformador auxiliar.

### **Falla en infraestructura de comunicación**

Esta hipótesis se plantea a partir de la falla en los sistemas físicos que se incluyen a lo largo de todo el recorrido de comunicación. Puede estar dada por fallas en los enlaces de fibra óptica, hurto de elementos, Fauna, orden público, podas, falla en los radio enlaces, Bloqueo del CPE (Radio, POE (unidad de alimentación y transmisión de datos)), Falla en el enlace satelital, pérdida de línea de vista, condiciones climáticas, falla en los equipos de comunicación como routers, conversores de medio protocolo, cableado y fallas en el sistema de respaldo de energía.



*Ilustración 41. Falla en switch de enlace AWS3613.*

La validación de la hipótesis se establece mediante informes técnicos de mantenimiento, histórico de fallas y entrevistas a personal experto. Las fallas presentadas en este sistema son difíciles de identificar por lo que en ocasiones no se logra establecer las causas específicas de la falla, sino que, se determina un contexto general asociándolo al sistema integrado de comunicación

### **Falla en interfaz de protocolo con el SCADA**

Las causas que principalmente llevaron al planteamiento de la hipótesis surgieron debido a errores de FIRWARE como desactualización y falencias en la parametrización de la configuración. Estos fallos pueden ser a causa de equivocaciones en la programación desde fábrica y actualizaciones automáticas del FIRWARE.

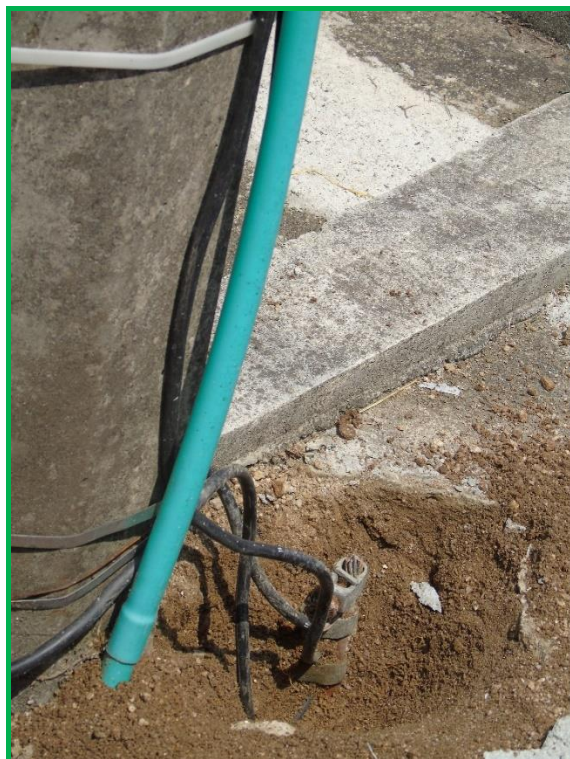


*Ilustración 42. Actualización de FIRWARE del reconectador BRC100.*

Para la validación de esta hipótesis se realizaron entrevistas a expertos y se revisaron históricos de fallas como también reportes técnicos de mantenimiento.

### **Falla por condiciones físicas inadecuadas del sistema eléctrico**

Esta condición se puede dar debido a la ausencia o falla de dispositivos de protección contra sobretensiones en las redes de distribución, también se puede atribuir a la falta de cumplimiento en los SPT; si no cumple las condiciones mínimas requeridas por el equipo de control (Que estén independientes el bajante nivel 1 y nivel 2) y equipotencializados, los equipos internos de operación sufrirán averías. Estas situaciones son debido a que no está normalizada la instalación del SPT en CENS y se pueden presentar una mala instalación.



*Ilustración 43. Sistema Puesta a Tierra reconector RC3.*

La validación de esta hipótesis se realizó mediante la norma técnica de CENS. No existe la norma que especifique la instalación y los parámetros constructivos y de diseño del SPT para equipos de protección (Reconectores/Swiches)

### **Ausencia de dps**

En algunas redes de distribución antiguas no se tuvo en cuenta la instalación de DPS para los sistemas de comunicación de los reconectores, además, No se tiene en cuenta en el pliego de contratación la instalación de DPS para proteger el gabinete de radio enlace, por otro lado, no se tiene normalizada la instalación de estos dispositivos y en algunos casos los operarios que realizan el montaje de los dispositivos no tienen el suficiente conocimiento. En el pliego de contratación deben estar todos los criterios necesarios para garantizar un correcto funcionamiento del canal de comunicación como también debería estar normalizada la instalación en la parte del equipo de potencia con un DPS para el lado de baja tensión.



*Ilustración 44. Reconector RC105 en poste.*

Para la validación de esta hipótesis se realizó la recolección de fotografías y evidencia de ausencia en las líneas de distribución de DPS y TVSS.

Luego de conocer las condiciones en donde se encuentran los reconectores más fallados de todo el sistema de distribución de CENS, es importante definir el nivel de criticidad y la afectación que cataloga la falla de los reconectores en los sistemas de distribución de energía eléctrica. A partir de dicho nivel se planteará la técnica de análisis mediante un diagrama de árbol de fallas en donde se representen las causas físicas, humanas y latentes que llevan cada una de las hipótesis presentes en este análisis.

### 5.5.3 Análisis de criticidad

La clasificación de los eventos sirve para identificar el nivel de riesgo e impacto en los objetivos estratégicos de CENS; con esta clasificación se determina el proceder de la investigación para el análisis de falla que debe ser utilizado. Dicha clasificación se deberá realizar mediante la matriz de riesgos teniendo en cuenta dos escenarios: Impacto Real o Impacto Potencial. La clasificación potencial se realiza evaluando que pudo ser lo más grave que haya podido generar el evento tomando como base el impacto o las consecuencias reales del mismo. Se toma la clasificación de mayor impacto.

CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN	INTERPRETACIÓN POR AÑO/MES	INTERPRETACIÓN POR VECES
Muy alta	Muy alta frecuencia de ocurrencia.	El evento ocurre aproximadamente Cada 1/2 mes.	El evento ocurre aproximadamente $\geq 24$ veces en 1 año.
Alta	Alta frecuencia de ocurrencia	El evento ocurre aproximadamente 1 vez cada mes.	El evento ocurre aproximadamente 12 veces en 1 año.
Media	Mediana frecuencia de Ocurrencia.	El evento ocurre aproximadamente cada 2 meses.	El evento ocurre aproximadamente 6 veces en 1 año.
Baja	Baja frecuencia de ocurrencia.	El evento ocurre aproximadamente cada 6 meses.	El evento ocurre aproximadamente 2 veces en 1 año(s).
Muy baja	Es casi imposible que ocurra	El evento ocurre aproximadamente cada año.	El evento ocurre aproximadamente 1 al año.

*Tabla 10. Evaluación de la Probabilidad de ocurrencia de la falla.*

En la tabla 9 se muestra la frecuencia con la que la falla se presenta en los reconectores de las redes de distribución, la interpretación de esta evaluación está dada en año/mes de acuerdo al periodo de análisis definido. La criticidad de los eventos se dio para el periodo de un año; debido a que, la información recolectada para validar las hipótesis corresponde al año de 2018.

La evaluación por número de eventos presentados en el año 2018 arrojó una criticidad “muy alta” debido a que la frecuencia con la que fallan los reconectores es alarmante.

Ahora bien, teniendo la frecuencia de falla y el nivel de criticidad que representa, es conveniente realizar la valoración de las consecuencias del evento. Los criterios de

valoración se reflejan en la siguiente tabla sacada de la base de datos de CENS grupo EPM, la cual establece los criterios de evaluación para la estimación del impacto de las fallas:

VALORACIÓN DE OBJETOS DE IMPACTOS PARA ANÁLISIS DE FALLAS				
Nivel	Personas	Ambiente	Costo	Imagen / Reputación
<b>Mínima</b>	Lesiones sin incapacidad	<p>-El área de afectación del factor ambiental comprende instalaciones del activo o sin afectación.</p> <p>-La alteración del factor ambiental es igual o inferior al 20%, es decir, genera una afectación casi nula del componente ambiental considerado.</p> <p>-Los impactos desaparecen una vez la alteración de la condición ambiental se detiene.</p>	<=25 millones (COP)/año	La confianza por parte del grupo de interés se recupera en forma inmediata o no hay impacto.
<b>Menor</b>	Lesiones con incapacidad igual o menor a 5 días de por lo menos una (1) persona.	<p>-El área de afectación del factor ambiental comprende el área del activo o sistema de activos en el proyecto, obra o actividad.</p> <p>- La alteración del factor ambiental tiene una incidencia superior al 20% e inferior al 40%, afecta en forma baja el componente ambiental considerado.</p> <p>-Los impactos pueden ser recuperados o disminuidos de manera significativa a partir de la implementación de medidas correctoras por la acción del hombre.</p>	>25 Millones y <= 50 Millones (COP)/año	Comienza un proceso de generación de opiniones que pueden llegar a medios masivos de comunicación.
<b>Moderada</b>	Lesiones con incapacidad mayor a 5 días de por lo menos una (1) persona.	<p>-El área de afectación del factor ambiental comprende una porción o la totalidad de una vereda o de un barrio. Impacto trasciende de una instalación a otra o a la propiedad de un tercero.</p> <p>-La alteración del factor ambiental es superior al 40% e inferior al 60%, destruye medianamente el componente ambiental considerado.</p> <p>- Los impactos son reversibles. La alteración de la condición ambiental puede ser asimilada por el entorno de forma medible a mediano o largo plazo, debido al funcionamiento de los procesos naturales de auto depuración del medio.</p>	Entre >50 y <=100 (COP)/año	<p>-La pérdida de confianza conlleva a la difusión masiva durante tres o más días, o al seguimiento por parte de los líderes de opinión por igual periodo en medios regionales, nacionales o internacionales.</p> <p>-Cobertura adversa de amplia difusión en medios a nivel municipal</p>
<b>Mayor</b>	Pérdidas anatómicas o funcionales que se presenten por lo menos en un (1) personas.	<p>-El área de afectación del factor ambiental comprende una porción o la totalidad de un municipio.</p> <p>- La alteración del factor ambiental es superior al 60% e inferior al 80%, destruye parcialmente el componente ambiental considerado.</p>	Mayor (>) 100 y <=200 Millones (COP)/año	<p>- El evento genera pérdida de confianza y credibilidad en los compromisos de CENS por parte de algunos grupos de interés.</p> <p>-Cobertura adversa de amplia difusión en medios a nivel departamental</p>



VALORACIÓN DE OBJETOS DE IMPACTOS PARA ANÁLISIS DE FALLAS				
Nivel	Personas	Ambiente	Costo	Imagen / Reputación
		- Los impactos son irreversibles. La alteración de la condición ambiental supone una dificultad extrema de retornar por medios naturales a la situación anterior a la acción que lo produce.		
<b>Máxima</b>	Muerte o invalidez total de una (1) persona sea trabajador, contratista, visitante o miembro de la comunidad.	-El área de afectación del factor ambiental comprende una gran porción o la totalidad de un departamento o de una región. (Ej. Una alteración de las condiciones físico-químicas del agua que será consumida por una comunidad). - La alteración del factor ambiental es mayor al 80%, es decir, destruye o cambia casi por completo el factor ambiental considerado. - Los impactos son irrecuperables. La alteración de la condición ambiental es imposible de reparar tanto por la acción natural como por intervención humana.	Mayor (>) 200 millones (COP)/año	- El evento genera pérdida de confianza y credibilidad en los compromisos de CENS por parte de algunos grupos de interés. - Cobertura adversa de amplia difusión en medios a nivel internacional o nacional.

**Tabla 11. Valoración de objetos de impactos para el análisis de fallas. Sacada base de datos grupo EPM**

En la valoración de impacto del análisis de falla en los reconectores, se determinó que el nivel de afectación fue “mayor” debido al gran impacto que representa la falla de un reconector en las redes de distribución. Normalmente los reconectores se instalan en alimentadores principales los cuales distribuyen la energía eléctrica a un gran número de usuarios; por un lado no hay afectaciones físicas de personas ni impactos ambientales relevantes, sin embargo, la conmoción en la imagen y credibilidad de la empresa ante los usuarios afectados y los entes regulatorios es muy alta, además del aumento significativo en los indicadores de calidad media (SAIDI-SAIFI), conllevan a grandes pérdidas monetarias por remuneración a los usuarios y decrementos en los incentivos y dineros recibidos por cumplimiento de objetivos y metas planteadas en los planes de calidad. El cálculo de SAIDI y SAIFI se representará más adelante situando las afectaciones y las pérdidas monetarias.

El nivel de riesgo de falla se establece a partir de la matriz de evaluación de riesgos (Ver ilustración 39), en donde se encuentran incluidos los criterios y valoraciones anteriormente

definidos que servirán para categorizar y concretar el tipo de estructura de la metodología de análisis de falla.

<b>Aceptable</b>	<b>Tolerable</b>	<b>Alto</b>	<b>Extremo</b>
Categoría 1	Categoría 2	Categoría 3	Categoría 4

Tabla 12. Nivel de riesgo de falla.

Los colores verde, amarillo, naranja y rojo establecen la categoría en la que se encuentra la investigación. Dentro de la matriz de riesgos se encuentra una puntuación definida de acuerdo a los parámetros determinados anteriormente.

		CONSECUENCIA				
		Mínima	Menor	Moderada	Mayor	Máxima
		1	2	4	8	16
<b>Muy alta</b>	5	5	10	20	40	80
<b>Alta</b>	4	4	8	16	32	64
<b>Media</b>	3	3	6	12	24	48
<b>Baja</b>	2	2	4	8	16	32
<b>Muy Baja</b>	1	1	2	4	8	16

Ilustración 45. Matriz de riesgos, análisis de fallas en reconectores automatizados. Sacada base de datos grupo EPM

<b>Riesgo y categoría del evento:</b>	<b>Extremo</b>	<b>La técnica de análisis es:</b>	<b>Arbol de fallas</b>
---------------------------------------	----------------	-----------------------------------	------------------------

Ilustración 46. Nivel de riesgo y técnica de análisis.

El resultado arrojado según el análisis de criticidad determina un nivel de riesgo “extremo” con una puntuación de 40 y una técnica de análisis de árbol de fallas. Esto quiere decir que la afectación en los sistemas eléctricos de distribución de centrales es crítica, por lo tanto, es imprescindible la implementación de medidas y lineamientos que reduzcan la falla de los reconectores asociados a las redes eléctricas de CENS.

### 5.5.3.1 Análisis de impacto

#### Impacto Real

##### Personas:

Mínima. Ninguna Lesión grave /Primeros auxilios.

##### Medio Ambiente:

Mínima. El impacto ambiental es recuperable, se realiza plan de tala de árboles y reubicación de los mismos.

##### Costo:

Moderada. Los costos se basan en órdenes de trabajo, incentivos, energía no suministrada.

Ordenes de trabajo: En la OT's se incluye los costos de mano de obra del personal necesario para atender el evento y de los materiales requeridos para solucionar la falla.

##### Energía no suministrada ENS:

Incentivos: Los incentivos calculados son los dejados de cobrar al usuario por la energía no suministrado.

##### Reputación:

Mayor. Comienza un proceso de desconfianza por que las fallas afectan directamente a los usuarios ya que es un circuito de distribución.

### 5.5.3.2 Estimación de costos del evento

Para realizar la estimación del impacto económico y tener una idea globalizada del costo que tiene la falla de un reconectador y por ende la salida de un alimentador, se tiene la siguiente formula:

$$CTF (\$/ \text{ Año}) = ((C_{mo} + C_m + C_s + C_a) \times (E_a)) + ((I_p \times T_{fs}) \times (E_a))$$

**Ecuación 1. Costo Total Anualizado de la Falla.**

Dónde:

- $(T_{fs})$  Tiempo fuera de servicio (Hr).

- (*Ea*) Número de eventos en el año.
- (*Cm*) Costos en materiales utilizados para corregir la falla (\$).
- (*Cmo*) Costos de mano de obra necesaria para corregir la falla (\$).
- (*Cs*) Costos asociados a seguridad de las personas por efectos que se hayan generado por la falla (\$).
- (*Ca*) Costos por daños ambientales (\$).
- (*Ip*) Impacto en producción (\$).

Se escoge el reconectador más fallado para realizar el cálculo de los costos en pérdidas monetarias causadas a la empresa y se toma de forma general el número de eventos que influyeron en su falla.

*Ea* = 1. No se tiene desglosado cada evento. Se toma un evento en general.

*Cs* = 0 Los costos asociados a seguridad de las personas no están disponibles.

*Cmo* + *Cm* + *Ca* = COP 57.0 millones. Costos estimados de reparación que incluyen materiales, repuestos, mano de obra, logística y costos asociados a medio ambiente.

*Ip* × *Tfs* = COP 85.6 millones. Costos por Incentivos y energía no suministrada.

Reemplazando en la ecuación

$$\text{CTF} = \text{COP } \$142.6 \text{ millones anuales}$$

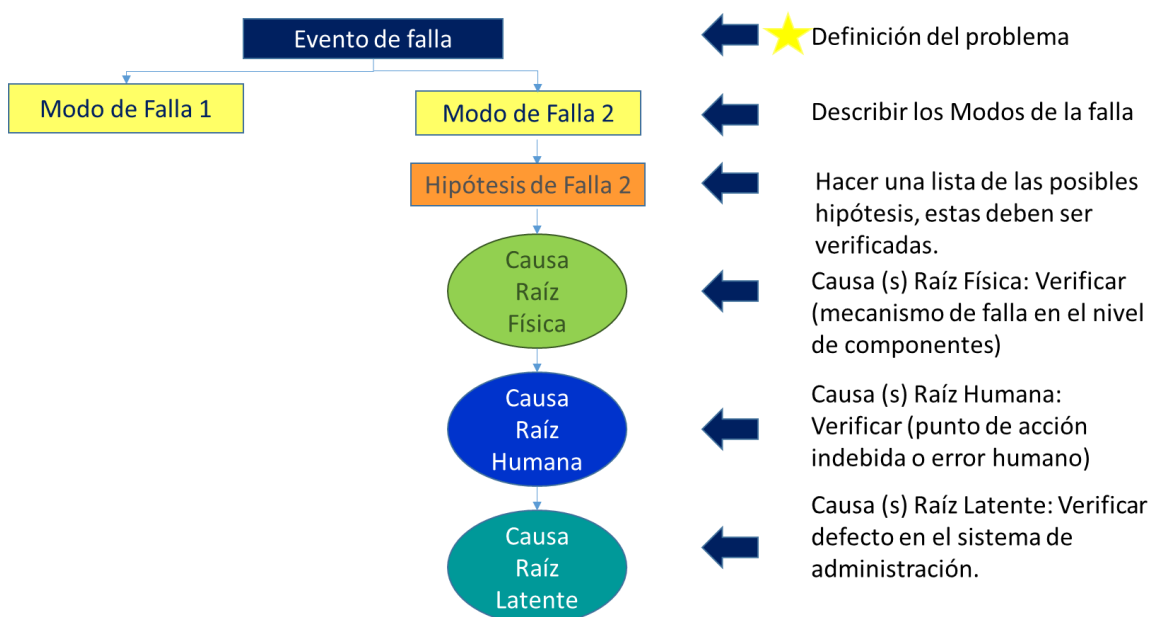
Los valores estimados en costos son a fecha del año 2019 con respecto al año anterior y se aplicó el análisis para el reconectador **ARC86** que se encuentra asociado al alimentador **SARC1**.

Debido a que no se realiza un análisis presupuestal, dado que dicho tema abarcaría una investigación más minuciosa de costos; se definen las variables de los precios de manera general (abarca las variables *Cmo* + *Cm* + *Ca*) tomándolos del presupuesto gastado para la reparación y mantenimiento de un solo reconectador en el año 2018, según base de datos brindada por la subgerencia de subestaciones y líneas bloque de mantenimiento. Las variables de *Ip* × *Tfs* se definen de igual forma por la información suministrada por la subgerencia de distribución bloque de análisis de la información en donde se calcularon los costos por incentivos y energía no suministrada en eventos asociados a las aperturas del reconectador ARC86. Para relacionar las afectaciones monetarias con los indicadores de calidad SAIDI-SAIFI hay que remitirse a las CREG 015 de 2018 en el capítulo 5.1.12 a 5.1.14 en donde se habla de la remuneración económica por cumplimientos de metas y compensaciones por energía no suministrada; cabe aclarar que para llevar a cabo un análisis más a profundidad de este tema se debe tener acceso a información muy confidencial de la empresa (sería necesario conocer valores de ingreso mensual por el activo, valor de horario de referencia, costo establecido para el activo, etc.), por ende, no es posible efectuar la relación de costos con respecto a los activos y equipos de la empresa. Es por ello que se llevó a cabo el análisis únicamente de costos en mantenimiento, materiales, repuestos, mano de obra y logística de un solo activo, del cual no se permitió tener acceso a las cifras exactas de los equipos si no, al valor final del costo por variable. Para concluir, el resultado

de la formula expresa el costo por la afectación del reconnector ARC86 durante el año 2018.

### 5.5.4. Árbol de fallas

Es un método de análisis deductivo a partir de un evento no deseado o problema cuya recurrencia se pretende evitar. Es un método gráfico arriba-abajo, que parte del evento de falla y va descendiendo a través de los siguientes niveles:



*Ilustración 47. Estructura de análisis árbol de fallas.*

El árbol de fallas está conformado por 4 niveles que describen un modo de falla, esta es a su vez una conclusión general del evento. Se inicia los niveles a partir de una hipótesis que se plantea de acuerdo a la información recolectada por el investigador, luego se plantean causas físicas a partir de relacionamiento de datos técnicos y parámetros tangibles, después se constituye una presunción de error humano en la operación, mantenimiento, instalación, planeación, etc., en donde se crea que ha influido directa o indirectamente en la mala operación del equipo; por último se determina la causa latente que es considerada como las falencias o los defectos que existen en la administración del equipo, es decir son

factores con los que debía contar el equipo o sistema y que por algunas razones no se encontraban en el momento del fallo.

El árbol se desarrolla en sus distintas ramas hasta alcanzar una serie de "sucesos básicos", denominados así porque no precisan de otros anteriores a ellos para ser explicados. También alguna rama puede terminar por alcanzar un "suceso no desarrollado" en otros, sea por falta de información o por la poca utilidad de analizar las causas que lo producen.

Para ser eficaz, un análisis por árbol de fallos debe ser elaborado con información muy verídica acerca de la instalación, operación y mantenimiento de los equipos y con conocimientos del método de aplicación; por lo que, si se precisa, se deben consultar equipos de trabajo pluridisciplinarios (técnico de seguridad, ingeniero del proyecto, ingeniero de proceso, etc.) para proceder a la reflexión conjunta que el método propicio.

Durante la aplicación y ejecución de la metodología de análisis causa raíz, se consultaron personas encargadas de la coordinación e instalación de los reconectores dentro de la subgerencia de distribución en la Unidad de gestión Operativa, personal encargado del mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos en las redes eléctricas en la subgerencia de subestaciones dentro de la unidad de mantenimiento y a los equipos y personas encargadas de los protocolos de comunicación en CENS en el grupo T.I.

Con la información obtenida se crearon hipótesis de acuerdo a los modos de falla anteriormente analizados, cada uno de estas hipótesis tendrán que ser verificadas y validadas por un grupo de trabajo. En el presente trabajo se presentaron hipótesis sobre la posible falla de los reconectores automatizados, aunque la totalidad de supuestos no pueden ser identificados ni verificados a cabalidad durante la realización de este análisis. En la figura 42 se presenta el árbol de falla realizado para la implementación de esta metodología.

El archivo se anexa de manera electrónica para su mejor comprensión.



### 5.5.5 Recomendaciones

Al conocer y evaluar todas las hipótesis de posibles fallas y saber la afectación económica y de indisponibilidad del servicio de CENS a los usuarios, se establecen a continuación algunas sugerencias y recomendaciones que se desarrollaron en conjunto con expertos de diferentes áreas de CENS debido a la ausencia de lineamientos y especificaciones sobre la instalación de equipos de comunicación, dichas recomendaciones permitirán mitigar y/o mejorar el índice de falla de los reconectores automatizados acoplados a la red de distribución de CENS.

- Organizar la identificación de fronteras en las actividades realizadas al reconector
- Crear lineamientos para la instalación del SPT-SPT equipotencializados
- Modificar los criterios de instalación del reconector (Linea de vista-DPS para el tablero de comunicación-elemento de protección para los puertos supresores de pico(Ajuste de especificación técnica) –coraza metálica-interventoria para el tablero de control-braker
- Ajustar de condiciones contratos (DPS CONEXIÓN etc)
- Crear plan de normalización de reconectores existentes en la red
- Instaurar procedimiento de instalación de reconector
- Aclarar especificaciones de contratos en TI
- Establecer alerta de baterías al SCADA
- Ampliar alcance de la norma para swiches, seccionadores o demás elementos de corte y maniobra que incluyan elementos electrónicos)
- Crear lista de chequeo de los requerimientos exigidos en la norma
- Realizar el diagnóstico de cómo se encuentra según los requerimientos de la norma.
- Instituir una cuadrilla integral
- Instaurar una base de datos unificada para la información del activo reconector
- Promover protocolo para las actualizaciones del FIRWARE
- Asegurar instalación de transformador de servicios auxiliares
- Verificar el correcto diligenciamiento de la plantilla de diagnóstico de reconectores del personal que retira el reconector fallado.



- Crear Acuerdos de garantías
- Inclusión de número de puestos de la bornera en AC de entrada y Salida
- Creación de Especificación de kit SPT para reconectador-Definir elementos para tener en cuenta
- Mejorar en la especificación técnica con los supresores.

## 6. CONCLUSIONES

- Para determinar las causas probables de fallo de los reconectores, se tuvo acceso a múltiples reportes de apertura y evidencia de cambio de componente en los equipos. La principal problemática encontrada es la limitada información explícita sobre el porqué de las fallas, es decir, en los informes se añaden comentarios acerca de los accionamientos, pero en muchos casos no se establecen causas o simplemente se atribuyen a eventos ajenos al sistema de distribución.
- Al analizar la información recolectada durante la metodología, se pudo identificar varios factores que contribuyen a la falla o apertura prolongada de los reconectores. Entre ellos se destaca principalmente el fallo causado por el sistema integrado de comunicación; según los reportes e información suministrada por algunos expertos de CENS en el área, esto se debe a lo extenso y complejo del sistema, en el cuál, por el hecho de haber diferentes tipos de redes, equipos y enlaces que apoyan esta maniobra, en varios casos no se estableció la causa real que ocasiona la mala operación del mismo.
- Después de examinar por separado cada una de las posibles causas, se detectó deficiencia en la instalación de los equipos reconectores. En algunos casos se encontró ausencia de los elementos básicos para el correcto funcionamiento, por ejemplo: sistema puesta a tierra deteriorado o mal instalado, falta de transformador auxiliar, carencia de DPS, entre otros; la mala instalación o la inexistencia de

componentes esenciales refleja la poca capacitación de algunos operadores y la insuficiencia de criterios para la instalación de estos equipos.

- Basado en la observación de los circuitos y alimentadores en donde se encuentran albergados los reconectores más fallados, se percibe que la mayoría se ubican en zonas de muy difícil acceso; esto conlleva a que el tiempo de reparación y puesta en funcionamiento de estos sistemas sea más largo, además, algunas zonas se ven afectadas por la presencia de grupos al margen de la ley, dificultando aún más la reactivación del servicio de energía.
- Las fallas esporádicas representan dramáticas situaciones frente a los entes regulatorios. Es indispensable para el operador de red normalizar el servicio de energía eléctrica lo más pronto posible. Si los indicadores de calidad no cumplen con las metas propuestas para cada año, además de perder los incentivos para el año inmediatamente siguiente a la evaluación, se debe compensar al usuario por el tiempo de energía no suministrada, conllevando así inmensas pérdidas económicas para la empresa.
- Si consideremos los errores humanos o intervenciones inapropiadas de los equipos, se recomendó crear un plan de normalización y ajuste de condiciones mínimas para la instalación y operación de los reconectores, además de un correcto diligenciamiento de la plantilla de diagnóstico del personal que retira un reconector fallado.
- Una vez estudiada la evidencia e información recolectada en este análisis, se logra detallar y especificar todas y cada una de las causas que pudieron afectar el funcionamiento de los reconectores instalados en la red de distribución de CENS entre los años 2013 y 2019; Abriendo de esta manera camino a la creación de planes y parámetros de mejora para el suministro de energía eléctrica en las redes de distribución a las que da cobertura este operador de red.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Superservicios (Dirección técnica gestión de energía), «INFORME EJECUTIVO DIAGNÓSTICO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA,» Mayo 2017. [En línea]. Available: <https://www.celsia.com/Portals/0/Documentos/PDF/informe-calidad-del-servicio-2016-superservicios.pdf?ver=2017-05-25-143508-477&ver=2017-05-25-143508-477>. [Último acceso: 01 Mayo 2019].
- [2] CHEC, GRUPO EPM, «Prueba de reconectores 18 meses,» 01 Enero 2018. [En línea]. Available: [https://www.chec.com.co/Portals/0/MA\\_DI\\_08\\_002\\_018\\_PRUEBAS\\_RECONECTADOR ES\\_V\\_1.pdf](https://www.chec.com.co/Portals/0/MA_DI_08_002_018_PRUEBAS_RECONECTADOR ES_V_1.pdf). [Último acceso: 02 Mayo 2019].
- [3] CHEC, GRUPO EPM, «MANUAL PARA RECONECTADORES DE 15.5 KV INTEGRABLES AL SISTEMA SCADA,» 31 Octubre 2011. [En línea]. Available: [https://aplicaciones.chec.com.co/archivos/juridica/ANEXO1\\_1310\\_2011-11-28\\_manual\\_de\\_reconectores.pdf](https://aplicaciones.chec.com.co/archivos/juridica/ANEXO1_1310_2011-11-28_manual_de_reconectores.pdf). [Último acceso: 02 Mayo 2019].
- [4] IEEE Student Branch Computense, «¿Qué es la IEEE?,» 17 Marzo 2011. [En línea]. Available: <https://ieeesbc.wordpress.com/%C2%BFque-es-la-ieee/>. [Último acceso: 02 Mayo 2019].
- [5] CREG, «RESOLUCIÓN No 015 DE 2018,» 29 Enero 2018. [En línea]. Available: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf). [Último acceso: 01 Mayo 2019].
- [6] S. G. Garrido, «Ingeniería de Mantenimiento Manual práctico para la gestión eficaz del mantenimiento,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.renovetec.com/ingenieria-del-mantenimiento.pdf>. [Último acceso: 05 Mayo 2019].
- [7] C. E. R. Gonzalez, «Manual de operación, programación y pruebas eléctricas del reconector automático trifásico, tipo intemperie, 630 a, 27 kV, acero inoxidable, marca Schneider nu-lec, serie U, caja de control flex-vue.,» Octubre 2013. [En línea]. Available: <http://159.90.80.55/tesis/000165347.pdf>. [Último acceso: 05 Mayo 2019].
- [8] J. D. J. Cervantes, «SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,» 1995. [En línea]. Available: <https://core.ac.uk/reader/48392416>.
- [9] «CALIDAD DE ENERGÍA S.A.C. Un paso adelante en energía,» 17 01 2019. [En línea]. Available: <http://qes-sac.com/>. [Último acceso: 29 06 2019].
- [10] R. A. C. A. KATHERINE ALZATE CORREA, «ANÁLISIS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN REDES PRIMARIAS DE DISTRIBUCIÓN,» 2019. [En línea]. Available: <https://core.ac.uk/reader/227335764>. [Último acceso: 29 06 2019].

- [11] L. P. A. BAZUA, «ResearchGate,» 10 2017. [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Sistema-de-generacion-transmision-subtransmision-y-distribucion-de-energia\\_fig1\\_303543292](https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Sistema-de-generacion-transmision-subtransmision-y-distribucion-de-energia_fig1_303543292). [Último acceso: 28 04 2019].
- [12] PROCABLES, «CABLES Y TECNOLOGÍA,» ABRIL 2008. [En línea]. Available: <https://www.centelsa.com.co/archivos/8e6cebf3.pdf>. [Último acceso: 07 05 2019].
- [13] SECTOR ELECTRICIDAD, «Tipos de estructuras para Alta, Media y Baja Tensión,» 01 SEPTIEMBRE 2013. [En línea]. Available: <http://www.sectorelectricidad.com/5612/tipos-de-estructuras-para-alta-media-y-baja-tension/>. [Último acceso: 09 05 2019].
- [14] S. BOTERO, «Análisis de los costos de capital (o inversión) en la generación de energía y su impacto en los mercados eléctricos de América latina,» Voces en el Fénix, 2017. [En línea]. Available: <https://www.vocesenelfenix.com/content/an%C3%A1lisis-de-los-costos-de-capital-o-inversi%C3%B3n-en-la-generaci%C3%B3n-de-energ%C3%AD-y-su-impacto-en-los>. [Último acceso: 26 05 2019].
- [15] J. D. J. Servantes, «Sistemas de distribución de energía eléctrica,» 1995. [En línea]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/48392416.pdf>. [Último acceso: 29 05 2019].
- [16] L. P. ALCANTAR, «RESEARCHGATE,» Octubre 2017. [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Sistema-de-generacion-transmision-subtransmision-y-distribucion-de-energia\\_fig1\\_303543292](https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Sistema-de-generacion-transmision-subtransmision-y-distribucion-de-energia_fig1_303543292). [Último acceso: 19 05 2019].
- [17] CONSTRUMÁTICA, «Transformador,» Metaportal de arquitectura, ingeniería y construcción, 2015. [En línea]. Available: <https://www.construmatica.com/construpedia/Transformador>. [Último acceso: 25 05 2019].
- [18] S. R. CASTAÑO, «Redes de distribución de energía,» Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2004. [En línea]. Available: [http://bdigital.unal.edu.co/3393/1/958-9322-86-7\\_Parte1.pdf](http://bdigital.unal.edu.co/3393/1/958-9322-86-7_Parte1.pdf). [Último acceso: 23 05 2019].
- [19] UNIVERSIDAD DEL BIO BIO CHILE, «DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA,» 2001. [En línea]. Available: [http://patricioconcha.ubb.cl/eleduc/public\\_www/index.html](http://patricioconcha.ubb.cl/eleduc/public_www/index.html). [Último acceso: 18 05 2019].
- [20] J. KNECEVIC, Mantenimiento, Madrid: Isdefet, 1996.
- [21] CENS, «MISIÓN CENS,» 01 10 2018. [En línea]. Available: <https://www.cens.com.co/es-co/institucional/pensamientoestrategico/mision.aspx>. [Último acceso: 08 06 2019].
- [22] J. J. BERNAL, «Análisis de causa raíz – Metodología para investigar y resolver incidencias,» APDC HOME, 29 05 2015. [En línea]. Available: <https://www.pdcahome.com/7642/analisis-de-causa-raiz-metodologia-para-investigar-y-resolver-incidencias/>. [Último acceso: 17 06 2019].

- [23] H. A. R. LEONARDO JAVIER AGUIAR, «ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLA PARA MEJORAR LA DISPONIBILIDAD,» UNIVERSIDAD LIBRE DE COLOMBIA, 2014. [En línea]. Available: <https://repository.unilibre.edu.co/bitstream/handle/10901/7838/Doc%20Final%20Proyecto%20A-rmando%20y%20Leonardo%20sustentacion.pdf?sequence=1>. [Último acceso: 19 06 2019].
- [24] Nuñez, Robinson José Medina. *ANALISIS DE MECANISMOS DE DETERIORO, PASO FUNDAMENTAL PARA ASEGURAR EL EXITO DE UN PLAN DE INSPECCION DEL EQUIPO ESTATICO*. 12 de diciembre de 2016. <https://www.linkedin.com/pulse/analisis-de-mecanismos-deterioro-paso-fundamental-el-un-robinson/#:~:text=La%20Pr%C3%A1ctica%20recomendada%20API%20RP,y%20en%20algunos%20casos%20irrecuperables>. 29 de Junio de 2019.
- [25] PROCABLES. *CABLES Y TECNOLOGÍA* . ABRIL de 2008. 07 de 05 de 2019. <<https://www.centelsa.com.co/archivos/8e6cebf3.pdf>>.
- [26] SECTOR ELECTRICIDAD. *Tipos de estructuras para Alta, Media y Baja Tensión*. 01 de SEPTIEMBRE de 2013. 09 de 05 de 2019. <<http://www.sectorelectricidad.com/5612/tipos-de-estructuras-para-alta-media-y-baja-tension/>>.
- [27] Servantes, José Dolores Juaréz. «Sistemas de distribución de energía eléctrica.» 1995. 29 de 05 de 2019. <<https://core.ac.uk/download/pdf/48392416.pdf>>.
- [28] UNIVERSIDAD DEL BIO BIO CHILE. *DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA*. 2001. 18 de 05 de 2019. <[http://patricioconcha.ubb.cl/eleduc/public\\_www/index.html](http://patricioconcha.ubb.cl/eleduc/public_www/index.html)>.