

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CRITICIDAD PARA LA
IDENTIFICACIÓN DE ACTIVIDADES DE ATENCIÓN PRIORITARIA EN
PLAN DE MANTENIMIENTO DE PODAS, DEL CIRCUITO DE MEDIA
TENSIÓN AQ102 DE ENELAR E.S.P. EN EL MUNICIPIO DE
ARAUQUITA.

CRISTOBAL LÓPEZ TOVAR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2019

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CRITICIDAD PARA LA
IDENTIFICACIÓN DE ACTIVIDADES DE ATENCIÓN PRIORITARIA EN
PLAN DE MANTENIMIENTO DE PODAS, DEL CIRCUITO DE MEDIA
TENSIÓN AQ102 DE ENELAR E.S.P. EN EL MUNICIPIO DE
ARAUQUITA.

CRISTOBAL LÓPEZ TOVAR

Monografía de grado presentada como requisito para optar por el
título de especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director:
Ing. José Luis Garzón Wilches
Director TOPMA – ENELAR E.S.P.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2019

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	8
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO.....	11
1.1. MARCO CONTEXTUAL.....	11
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
1.3. OBJETIVOS.....	19
1.3.1. Objetivo General.....	19
1.3.2. Objetivos Específicos.....	19
1.4. JUSTIFICACIÓN	20
1.5. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA.....	20
1.5.1. Marco Teórico.....	20
1.5.2. Marco Conceptual.....	23
1.5.3. Metodología.....	26
2. RESULTADOS.....	27
2.1.1. Recolección de información teórica de análisis de criticidad.....	27
2.1.2. Identificación de funcionamiento y caracterización del circuito AQ102.¡Error! Marcador no c.....	
2.1.3. Caracterización del circuito.....	31
2.1.4. Funcionamiento del circuito.....	33
2.1.5. Análisis de criticidad en función de la disponibilidad, confiabilidad e impacto económico.....	37
2.1.6. Hoja de ruta para la toma de decisiones.....	45
3. CONCLUSIONES	47
Bibliografía.....	49

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Descripción	Página
Tabla 2. Causas comunes de fallas AQ102	24
Tabla 3. Energía Servida y kWh por seccionadores en circuito AQ102	29
Tabla 3. Orden de prioridad según variable analizada de diagramas de	32

INDICE DE GRAFICOS

	Página
Figura 1. Descripción	
Figura 2. Mapa Municipio de Arauquita	8
Figura 3. Organigrama ENELAR E.S.P.	9
Figura 4. Conformación Zona Norte	10
Figura 5. Distribución de circuito AQ101 subestación Arauquita	11
Figura 7. Distribución de circuito AQ102 subestación Arauquita	12
Figura 8. Ramal el troncal	12
Figura 9. Ramal la Unión	13
Figura 10. Diagrama Unifilar AQ102 ramal el troncal	23
Figura 11. Diagrama Unifilar AQ102 ramal la Unión	24
Figura 12. Distribución de causas de falla circuito AQ102 abril de 2018	25
Figura 13. Distribución de causas de falla circuito AQ102 Mayo de 2018	26
Figura 14. Distribución de causas de falla circuito AQ102 Junio de 2018	26
Figura 15. Distribución de causas de falla circuito AQ102 Julio de 2018	27
Figura 16. Resumen de causas de falla repetitivas meses de Abril, Mayo, Junio y Julio de 2018	27
Figura 17. Diagrama de Pareto en función duración de fallas	30
Figura 18. Diagrama de Pareto en función cantidad de fallas	31
Figura 19. Diagrama de Pareto en función de energía no facturada	31

INTRODUCCIÓN.

La calidad, continuidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos son fundamentales para el desarrollo de las comunidades a nivel global. En una época donde el acceso a internet, la automatización de procesos de producción a nivel micro o macro, la seguridad, los sistemas de control de tránsito entre otros miles de componentes o actividades que dependen del suministro de energía eléctrica, se vuelve un reto diario para las empresas que distribuyen y operan los sistemas eléctricos garantizar la calidad, continuidad y confiabilidad de sus sistemas de distribución.

La empresa de energía de Arauca fue creada mediante Acuerdo 004 de 1985 del Consejo Intendencial de Arauca, en la actualidad se compone de la Zona Centro la cual atiende los municipio de Arauca y Cravo Norte, Zona Sur, que atiende los municipio de Tame y Puerto Rondón y Zona Norte que atiende los municipio de Saravena, Fortul y Arauquita.

El objeto de estudio de la monografía se da en el contexto de la Zona Norte y particularmente en el municipio de Arauquita. Dicho municipio se compone de 4 subestaciones en funcionamiento y dos subestaciones que se encuentran terminadas y próximas a entrar a operar. Las subestaciones que a la fecha se encuentran en funcionamiento son Arauquita, La Pesquera, La Esmeralda y Panama de Arauca.

La subestación Arauquita cuenta con dos circuitos de distribución en media tensión los cuales son AQ101 que corresponde al área rural y el AQ102 que corresponde a una parte del área rural del municipio de Arauquita.

En ese orden de ideas, el análisis estará centrado en el circuito AQ102 el cual será el circuito piloto para formulación y posible implementación de la metodología proyectada en los objetivos de este trabajo.

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CRITICIDAD PARA LA IDENTIFICACIÓN DE ACTIVIDADES DE ATENCIÓN PRIORITARIA EN PLAN DE MANTENIMIENTO DE PODAS, DEL CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN AQ102 DE ENELAR E.S.P. EN EL MUNICIPIO DE ARAUQUITA.

AUTOR: CRISTÓBAL LÓPEZ TOVAR

Palabras Claves: Confiabilidad, Calidad del Servicio, Falla, Mantenimiento, RCM.

Descripción: La Empresa de Energía de Arauca, ENELAR E.S.P. es una empresa dedicada a la distribución y comercialización de energía para el departamento de Arauca.

Uno de los retos que se afrontan en todo momento es la continuidad y confiabilidad del servicio de energía para las comunidades que se les brinda el servicio de energía. Esta continuidad y confiabilidad está directamente relacionada con las actividades efectivas de mantenimiento que se realicen lo que además de la calidad del servicio que se presta a los usuarios se ve reflejado en el factor económico por la energía que se deja de facturar ó por sanciones que se establezcan en la normatividad vigente.

Dentro del trabajo de preparación de este documento se identificó que si bien la empresa elabora y desarrolla planes de mantenimiento anuales, no es clara y estándar la metodología para la toma de decisiones a la hora de la toma de decisiones en función de qué circuitos programar o qué partes de un circuito se deben priorizar en el mantenimiento.

En ese sentido, el presente documento busca realizar un análisis de criticidad del circuito AQ101 como prueba piloto y proponer una metodología de mantenimiento que se pueda implementar a nivel general para cualquier circuito de ENELAR E.S.P.

* Monografía

* * Facultad de ingenierías físico – mecánicas. Escuela de ingenierías mecánicas. Especialización en gerencia de mantenimiento. Director: Jose Luis Garzón Wilches, especialista em sistemas de transmisión y distribución eléctrica

ABSTRAC

TITLE: CRITICALITY ANALYSIS METHODOLOGY FOR THE IDENTIFICATION OF PRIORITY ATTENTION ACTIVITIES IN PRUNING MAINTENANCE PLAN, OF THE MEDIUM VOLTAGE CIRCUIT AQ102 OF ENELAR E.S.P. IN THE MUNICIPALITY OF ARAUQUITA.

AUTHOR: CRISTÓBAL LÓPEZ TOVAR

KEYWORDS: Reliability, Quality of Service, Failure, Maintenance, RCM.

Description: ENELAR E.S.P is the Energy Company of Arauca and It is dedicated to the distribution and commercialization of energy for the all the department.

This company has many challenges like the continuity and reliability of the energy service for the communities that are users. The continuity and reliability are directly related to the effective maintenance activities that are carried out, there are reflected on the quality of the service provided to users and to the economic factor due the penalties by the energy that is not billed according to the current regulations.

During the preparation of this document, it was identified that although the company develops annual maintenance plans, the methodology for decision-making is not clear or standardized, because it does respond to the circuit's prioritization.

In this sense, this document performs a criticality analysis of the AQ101 circuit as a pilot test and proposes a maintenance methodology that can be implemented on any circuit on ENELAR E.S.P.

* Degree paper

* * Faculty of physical and mechanical engineering. School of mechanical engineering. Specialization in maintenance management. Director: Jose Luis Garzón Wilches, Senior Management Specialist.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO.

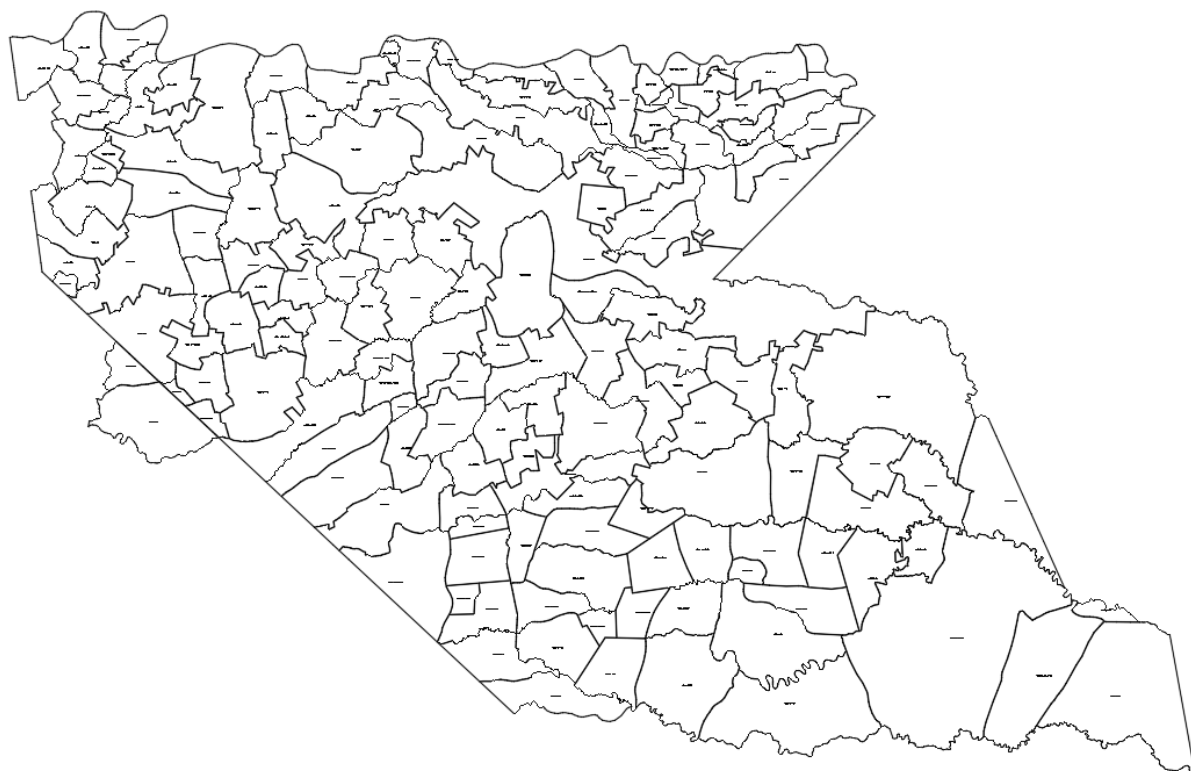
1.1. MARCO CONTEXTUAL.

1.1.1. El municipio de Arauquita.. El municipio de Arauquita es el más grande del departamento en extensión, cuenta con 173 veredas, de las cuales existen los centros poblados dispersos que son La pesquera, Panama, La Esmeralda, Puerto Jordan, La Paz, El Oasis, Aguachica, La Primavera, Reineria, Bocas del Ele, Santa Ana, El Troncal y Filipinas.

Presenta diversas fuentes de economía dentro de las cuales se destacan la producción Cacaotera, Platanera, Ganadera con sus derivados, Piscícola y petrolera.

Para cada una de estas fuentes de producción y desarrollo económico del municipio se requiere del servicio de energía para ejecutar las diversas actividades que se derivan en los procesos agrícolas mencionados con anterioridad.

Figura 1. Mapa Municipio de Arauquita – Fuente: Alcaldía de Arauquita.



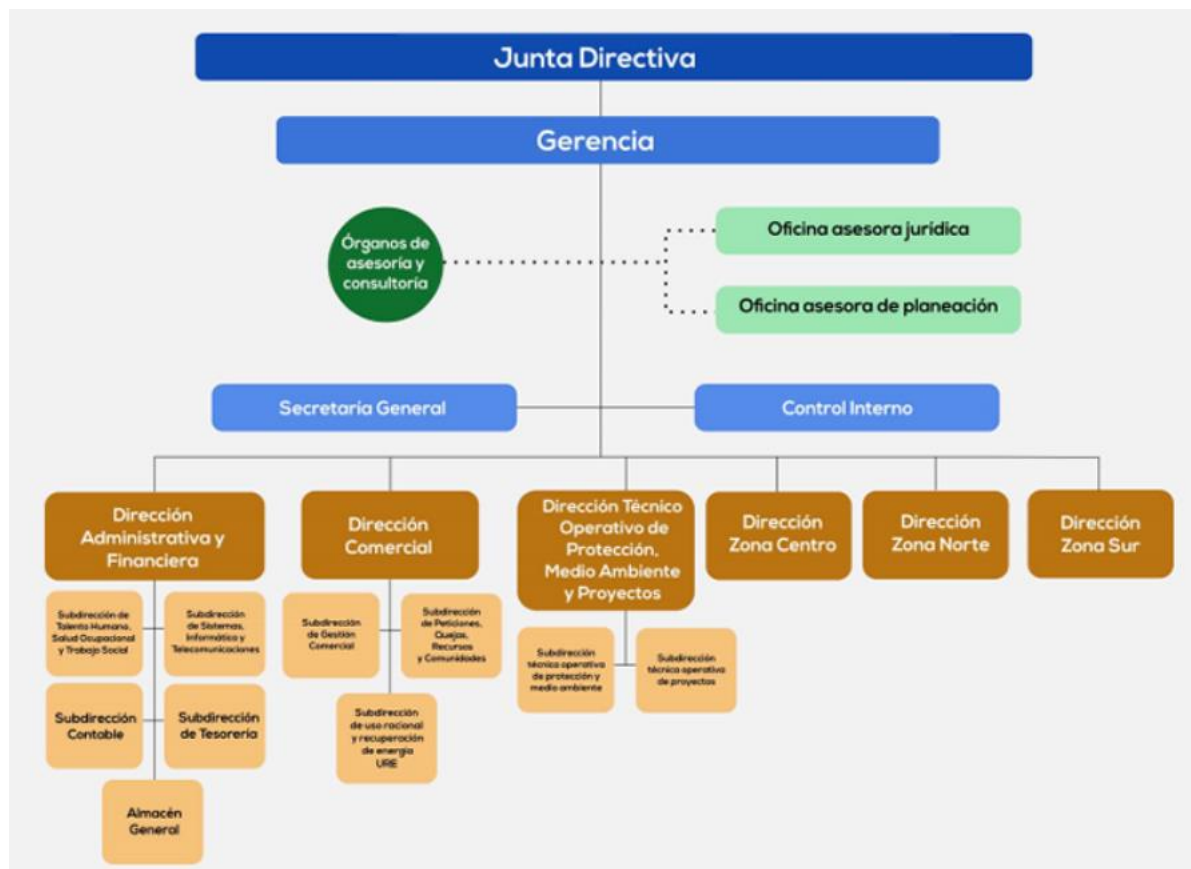
1.1.2. La Empresa. La Empresa de Energía de Arauca, ENELAR E.S.P. es una empresa pública del orden departamental, certificada bajo la ISO 9001, creada mediante Acuerdo 004 del consejo intendencial de 1985. Sus principios misionales son la Distribución y Comercialización de Energía en el Departamento de Arauca y se proyecta como una empresa modelo del sector, que sea rentable, productiva y que aporte al desarrollo del pueblo Araucano.

En términos técnico – Administrativos la dirección Técnica Operativa de Proyectos de Protección y Medio Ambiente – TOPMA, junto con las Direcciones de Zona son las encargadas de dirigir la operación y el

mantenimiento de los sistemas de distribución y subtransmisión de la empresa.

En la figura 1.2. se puede observar el organigrama de la empresa.

Figura 1.2. Organigrama ENELAR E.S.P.



Fuente: <https://enelar.com.co/organigrama.php>

Las direcciones de zona administran la operación y mantenimiento por municipios de la siguiente manera:

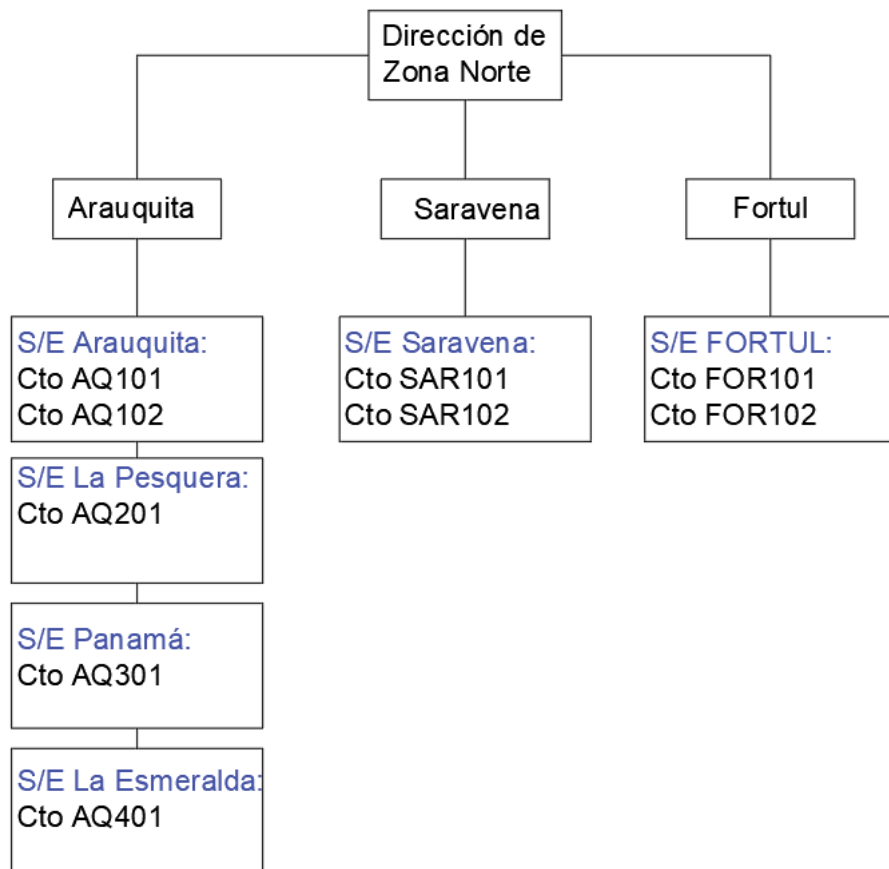
Zona Centro: Municipio de Arauca y Cravo Norte.

Zona Sur: Municipios de Tame y Puerto Rondón.

Zona Norte: Municipio de Saravena, Fortul y Arauquita.

Como el estudio estará basado en el municipio de Arauquita, en la Figura 1.3 se mostrará la conformación de la zona norte con sus diferentes subestaciones y circuitos.

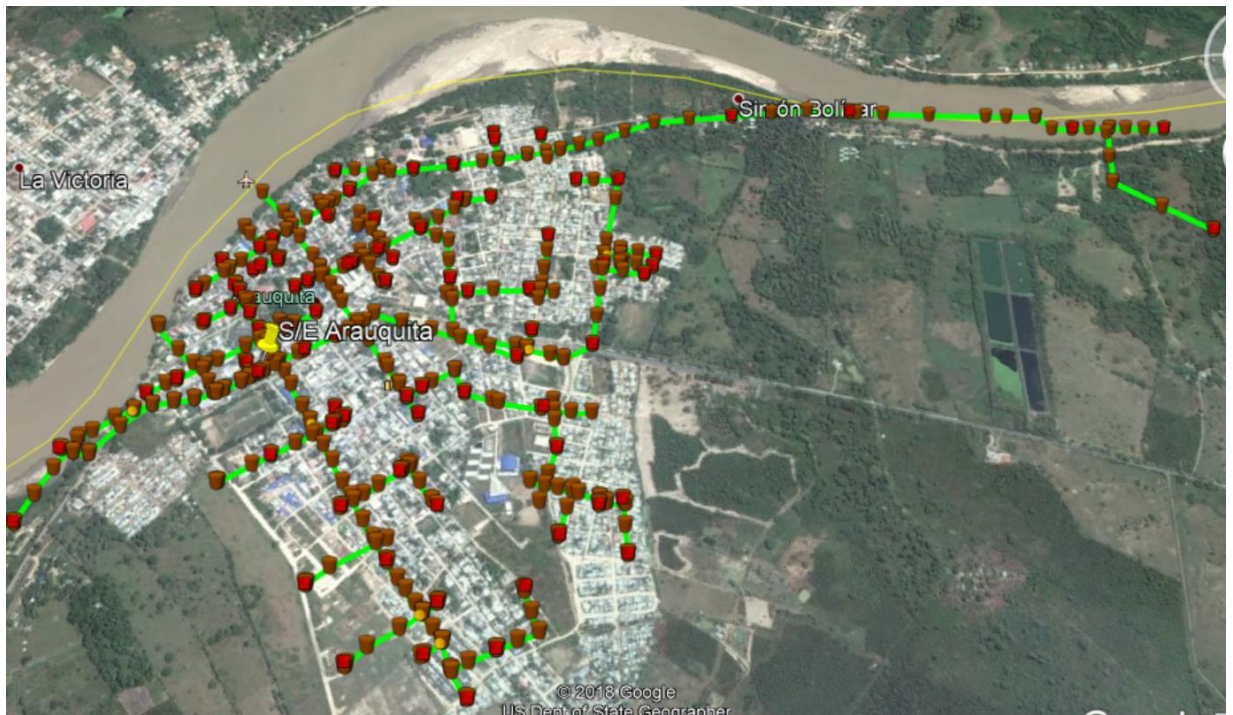
Figura 1.3. Conformación Zona Norte



En la parte comercial, la empresa de energía de Arauca ENELAR E.S.P. cuenta con 13469 usuarios en el municipio de Arauquita al 30 de Agosto de 2019 según datos del Sistema de Información Comercial SIC, de propiedad de ENELAR E.S.P. Estos usuarios están distribuidos por las subestaciones Arauquita, La Pesquera, Panamá y La Esmeralda.

1.1.3. Circuitos MT Subestación Arauquita. La subestación Arauquita cuenta con dos salidas de media tensión con nivel de tensión 13,8kV. En la figura 1.4 se puede observar la topología y distribución de la redes en media tensión del casco urbano del municipio de Arauquita, circuito AQ101.

Figura 1.4. Distribución de circuito AQ101 subestación Arauquita.



Fuente: ENELAR E.S.P. – Google EARTH.

En la figura 1.5 se puede observar la topología y distribución de la redes en media tensión de área rural que depende de la subestación Arauquita, circuito AQ102. Este circuito contiene dos grandes ramales demoninados Salida para el centro poblado de el troncal y salida para vereda La Unión del municipio de Arauquita.

El ramal del troncal (Ver Figura 1.6) alimenta las veredas de El troncal, La Pica, El progreso, Las Bancas, Carretero, Bayonero, Cajaros, Caño Rico, Santa Isabel y campo Alegre.

El ramal de la Unión (Ver Figura 1.7), alimenta el barrio el Bosque, Vereda San Lorenzo, La Brasilia, la Unión, La Chiguira, Guamalito y Puerto Matus. En total el circuito AQ102 suministra energía a 16 veredas de las 173 que hay en el municipio de Arauquita.

Figura 1.5. Distribución de circuito AQ102 subestación Arauquita.



Fuente: ENELAR E.S.P. – Google EARTH.

Figura 1.6. Distribución de circuito AQ102 – Ramal de El Troncal.



Fuente: ENELAR E.S.P. – Google EARTH.

Figura 1.7. Distribución de circuito AQ102 – Ramal la Unión.



Fuente: ENELAR E.S.P. – Google EARTH.

1.1.4. Componentes del circuito AQ102. El circuito AQ102 está conformado por los siguientes elementos:

- Estructuras de media tensión de un poste.
- Seccionadores de línea.
- Seccionadores de protección para transformadores.
- Seccionadores tripolares.
- Reconectores.
- Aisladores.
- Templetes.

- Cable.
- Dispositivos de protección contra sobretensiones DPS.
- Transformadores de distribución.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La empresa de Energía de Arauca, ENELAR E.S.P. durante su funcionamiento ha venido implementado planes de mantenimiento anuales para líneas de subtransmisión, subestaciones y redes de distribución.

Sin embargo, a la hora de formular los planes de mantenimiento para los alimentadores principales y ramales de distribución se ha identificado que no existe una metodología técnica con indicadores que permita tener elementos de juicio a la hora de priorizar el orden de atención de acuerdo a la criticidad del circuito o ramal.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo General. Desarrollar una metodología de análisis de criticidad que permita optimizar la toma de decisiones en la formulación del plan de mantenimiento del circuito AQ102 de la empresa de Energía de Arauca ENELAR E.S.P.

1.3.2. Objetivos Específicos.

- Realizar un análisis de criticidad de fallas del circuito AQ102 de ENELAR E.S.P.

- Proponer un grupo de indicadores que faciliten la toma de decisiones en la formulación del plan anual de mantenimiento de podas del circuito AQ102 de ENELAR E.S.P.

1.4. JUSTIFICACIÓN

La formulación del plan anual de mantenimiento del circuito AQ102 durante años se ha venido realizando sin criterios técnicos y matemáticos que permitan identificar cuales circuitos se deben intervenir de manera prioritaria. Por esta razón, se hace necesario realizar un análisis de criticidad que permita identificar qué se debe intervenir en función de la confiabilidad, disponibilidad y perdidas económicas y que adicionalmente sirva como herramienta para la toma de decisiones en la formulación del plan anual de mantenimiento.

1.5. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA.

1.5.1. Marco Teórico.

La empresa de Energía de Arauca, ENELAR E.S.P. es una empresa pública, del orden departamental que se dedica a la distribución y comercialización de energía en el departamento de Arauca. Dentro de su proceso misional del área de distribución se encuentra la operación y el mantenimiento de líneas de subtransmisión regional, redes de distribución de media y baja tensión y mantenimiento a subestaciones.

El reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE 2013, 3, define mantenimiento como: “el conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer un bien, a un estado tal que le permita garantizar la máxima confiabilidad” (Ministerio de Minas y Energía, 2014, pág 29). Por su parte, la ley 142 de 1994 en su artículo 2, numeral 2.4 establece que la prestación de los servicios públicos domiciliarios deben ser continua e

ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan; además, en su numeral 2.5 plantea que debe ser eficiente (Congreso de la república, 1994).

Por ende, se puede concluir que en función de la normatividad vigente, las empresas prestadoras de servicios públicos, especialmente las del sector energético, deben buscar estrategias de mantenimiento para garantizar la calidad, continuidad y confiabilidad del suministro de energía a la totalidad de sus usuarios.

Dentro de los objetivos del mantenimiento, según Amaya Patarroyo (2018, pág 38) están los siguientes:

- Evitar, reducir y reparar fallos.
- Evitar detenciones periódicas de producción por fallos.
- Mejorar la disponibilidad de equipos.
- Conservar los bienes productivos en condiciones seguras de operación.
- Prolongar la vida útil de los bienes.
- Reducir costos.
- Prevenir accidentes.
- Garantizar seguridad y calidad.
- Evitar impacto ecológico.

Si bien, para la fecha la Empresa de Energía de Arauca se está rigiendo por la resolución 015 de 2018 “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional” (Ministerio de Minas y Energía, 2018), lo que se pretende por medio de este trabajo es aplicar algunos principios de calidad establecidos en la resolución 070 de 1998 de la CREG, en los cuales se establecen indicadores mínimos de calidad del servicio como los DES y los FES.

El DES como el indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio tiene que ver con El tiempo total, medido sobre los últimos doce meses, en que el servicio es interrumpido en un circuito y adicionalmente el indicador FES es definido como la Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio, la cual mide la confiabilidad de un Sistema de Transmisión Regional o Sistema de distribución Local como el número de interrupciones que presenta un circuito durante los últimos 12 meses (CREG, 1998).

Tal como lo explica la norma, estos indicadores eran medidos para circuitos, sin embargo en diferentes círculos de calidad de la empresa se identificó la necesidad de continuar con el seguimiento de estos indicadores de manera interna, con el fin de monitorear el funcionamiento de los diferentes circuitos y garantizar así la calidad, continuidad y confiabilidad del sistema, sin embargo, partiendo de la experiencia se identificó que es necesario profundizar el análisis del comportamiento de los circuitos pero a nivel de ramales del circuito, por lo que se espera que utilizando los indicadores DES, FES y variables económicas, se pueda obtener un insumo que sirva como hoja de ruta para identificación de fallas frecuentes y los elementos de juicio para la elaboración de los planes de mantenimiento de las redes de distribución en los circuitos ramales, donde como prueba piloto se comenzará con el circuito AQ102.

1.5.2. Marco Conceptual.

- **Caracterización del sector eléctrico:** la energía eléctrica no es almacenable, lo cual implica que el mercado debe ser atendido en tiempo real, es decir, el balanceo entre la demanda y la oferta requiere hacerse en tiempo real, lo que plantea la necesidad de generadores de respaldo. (Paul Joskow 2003). Los mercados presenta precios volátiles, se está expuesto a pagar altos precios o a posibles desabastecimientos. (Villareal Navarro & Córdoba de la Rosa, 2008 pág 106)
- **Caracterización del sector eléctrico colombiano:** La capacidad instalada no necesariamente es equivalente a energía generada, es decir, no toda la energía que se podría generar con la capacidad instalada podrá ser entregada. Esto se debe a que el 65% del parque generador instalado en Colombia es de tecnología hidráulica, el cual se ve afectado por los niveles de lluvia (Villareal Navarro & Córdoba de la Rosa, 2008 pág 106)
- **Confiabilidad:** Esta definida por la ley como un bien público que debe ser garantizado por el Estado, el cual a partir de su intervención procura el abastecimiento de energía y la protección de los usuarios finales (Villareal Navarro & Córdoba de la Rosa, 2008 pág 107). Algunas medidas adoptadas por el Estado para asegurar la prestación del servicio es el cobro del cargo por capacidad.

Cabe mencionar que existe confiabilidad en el corto y en el largo plazo

La confiabilidad de corto plazo implica que no haya recortes en el suministro y que haya un balance en tiempo real entre oferta y demanda; en ese sentido, se trata de un problema de seguridad. Sin embargo, la confiabilidad a largo plazo requiere una lógica distinta. El abastecimiento de la demanda

en el largo plazo exige que haya una adecuada capacidad instalada de generación, que debe ser garantizada mediante inversiones, con el fin de atender la demanda actual y futura, es decir, asegurar la confiabilidad del sistema, en cuyo caso se trata de un problema de suficiencia (Restrepo Estrada, Arango Aramburo, & Vélez Álvarez, 2012).

Técnicamente, la confiabilidad se define también como “La probabilidad de un equipo o sistema opere sin fallas por un tiempo, bajo condiciones estándar de operación establecidas previamente”(Carlos, Pinilla, Sc, & Mto, 2018 Pág 51)

Calidad del servicio: Representa un proceso de mejora continua en el cual todas las áreas y niveles de la empresa se encuentran involucrados en la búsqueda de la satisfacción de las necesidades del cliente o incluso anticiparse a ellas, participando activamente en el desarrollo de productos o en la prestación de servicios (Lascurain Gutiérrez & Lobato, 2012, pág 25).

Ahora, es importante señalar que la distribución de la energía eléctrica es un servicio por ende la calidad están basadas en “las necesidades individuales, experiencias pasadas, recomendaciones y comunicaciones de parte del proveedor. Estas percepciones resultan de la comparación de las expectativas de los consumidores con el desempeño actual del servicio; además no se evalúa solamente el resultado sino todo el proceso que estuvo involucrado en la entrega misma del servicio” (Lascurain Gutiérrez & Lobato, 2012, pág 27).

La red eléctrica debe garantizar algunos parámetros como: valores típicos como la tensión, la corriente, o la frecuencia, a fin de garantizar una vida útil en los dispositivos que sea acorde con las recomendaciones del fabricante, para que no se produzcan daños durante el funcionamiento normal de los

mismos (Gil Montoya, Manzano-Agugliaro, Gómez López, & Sánchez Alguacil, 2012, pág 67).

Falla: Existen múltiples definiciones de fallas, pero de acuerdo a (Borrás Pinilla, 2013, pág 8) la falla es la incapacidad de cualquier equipo o instalación (activo) a realizar la función que el usuario definió que hiciera.

Mantenimiento Preventivo: Con el fin de contrarrestar las causas conocidas de fallas potenciales en instalaciones, equipos, sistemas de equipos, flotillas y otros activos, es necesario planear algunas tareas para editar que las funciones mencionadas anteriormente dejen de ejecutarse debido a fallas potenciales, a esta previsión se le denomina MANTENIMIENTO PREVENTIVO.(Borrás Pinilla, 2013 pág 3).

Mantenimiento Correctivo: Se considera como el remplazo, renovación, reparación parcial o general de los componentes de un sistema o equipo con el propósito de que éste realice correctamente la función para el que fue creado. (Borrás Pinilla, 2013 pág 3)

SDL: Sistema de Distribución Local, comprende el sistema de redes de media y baja tensión que permite la distribución de energía, normalmente se encuentran los niveles de tensión I y II estipulados por la CREG.

STR: Sistema de Transmisión regional, comprende el sistema interconectado con nivel de tensión III, para el caso del departamento de Arauca. Para el municipio de Arauquita, existen 5 líneas de transmisión regional con tensión de 34,5kV.

Análisis de Criticidad: Se define como “Metodología que permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función del impacto global, con el fin de

optimizar el proceso de asignación de recursos y facilitar la toma de decisiones”(Carlos et al., 2018 Pág 53).

1.5.3. Metodología.

- ✓ **Recolección de información teórica de análisis de criticidad:** Utilizada para darle una base científica y matemática para la solución del problema planteado.
- ✓ **Identificación de funcionamiento y caracterización del circuito AQ102:** Utilizado para determinar las variables de análisis del problema.
- ✓ **Recolección histórica de datos del comportamiento del circuito AQ102 en función de frecuencia de fallas y tiempo de atención a fallas:** Utilizado como insumo para el análisis del comportamiento del circuito.
- ✓ **Análisis de criticidad en función de la disponibilidad, confiabilidad e impacto económico utilizando indicadores:** Utilizado para identificar de acuerdo al impacto cuales son los puntos críticos del sistema que requieren priorizar la atención y/o mantenimiento del sistema.
- ✓ **Hoja de ruta para la toma de decisiones:** Producto final de la investigación el cual busca servir como base para la toma de decisiones en la elaboración de planes de mantenimiento de podas en la empresa de energía de Arauca – ENELAR E.S.P.

2. RESULTADOS.

2.1.1. Recolección de información teórica de análisis de criticidad. Dentro del soporte teórico y matemático se requiere profundizar en conceptos de análisis de criticidad y distribución de Weibull para predecir la confiabilidad y funcionamiento del sistema y en ese mismo sentido tener herramientas de juicio para la toma de decisiones oportunas

El análisis de criticidad tiene las siguientes características:

- “El Análisis de criticidad es una herramienta, que permite identificar y jerarquizar por importancia los elementos de una instalación sobre los cuales vale la pena dirigir recursos humanos, económicos y tecnológicos”. (Carlos et al., 2018 Pág 51).
- “Ayuda a determinar eventos potenciales indeseables en la confiabilidad operaciones. Capacidad de la instalación de cumplir la función de diseño”(Carlos et al., 2018 Pág 51).

Por otra parte, el análisis de criticidad aplicado al circuito AQ102 se deben considerar los siguientes conceptos, lo cuales se proponen para la elaboración de la matriz de criticidad:

- a. Frecuencia de fallas: Las frecuencias de fallas para el circuito serán el número de veces que se repite un evento en un seccionador de acuerdo a los registros históricos que se llevan por parte del Centro de Control Arauca en un año.

Frecuencia de fallas= Rango de fallas en un periodo determinado

$$\frac{\text{Fallas}}{\text{Año}}$$

- b. Impacto Económico: Será la energía no servida, o que se dejaría de facturar por causa de una falla en un periodo de tiempo determinado.

Impacto económico= (Energía no servida (kW/h) * Duración de la Falla (h)*Costo kW/h.) /(Energía Total Servida en el Circuito * Costo kW/h).

- c. Duración de Falla: Es el tiempo desde el reporte de una falla por parte de un usuario, hasta el restablecimiento del servicio por parte de la empresa.
- d. Impacto Social: Se determina por la cantidad de usuarios afectados por la ocurrencia de una falla.

Por otra parte se requiere conocer conceptos sobre la distribución de Weibull y la aplicación de dicha distribución para el análisis del caso propuesto.

Según Jaramillo 2012

“La distribución de Weibull complementa a la distribución exponencial y a la normal, que son casos particulares de la primera. A causa de su mayor complejidad sólo se usa cuando se sabe previamente que una de ellas es la que mejor describe la distribución de fallos o cuando se han producido muchos fallos (al menos 10) y los tiempos correspondientes no se ajustan a una distribución más simple.

Existen dos tipos de soluciones analíticas de la distribución de Weibull (método de los momentos y método de máxima verosimilitud, MLE). También se usa frecuentemente la resolución gráfica basada en la determinación de un parámetro de origen o inicial de localización (t_0), mediante el uso de un papel especial para gráficos llamado papel de Weibull. Para usarlo es necesario alinear los valores. El procedimiento gráfico, aun que exige varios

pasos y una o dos iteraciones, es relativamente directo y requiere, a lo sumo, álgebra sencilla.

La distribución de Weibull nos permite estudiar cual es la distribución de las fallas, que varían a lo largo del tiempo y dentro de lo que se considera tiempo normal de uso. El método no determina cuáles son las variables que influyen en la tasa de fallas, tarea que quedará en manos del analista, pero al menos la distribución de Weibull facilita la identificación de las fallas y que permite disponer de una herramienta de comportamientos. La distribución de Weibull se adapta a las tres zonas (infancia, vida útil y envejecimiento) de la curva de la bañera (Davies). La distribución de Weibull posee tres parámetros:

- Gamma: Es un parámetro de posición y el más difícil de estimar, por lo que frecuentemente se asume como cero.
- Eta: Parámetro de escala o de vida útil. Cuanto más elevado, las máquinas pueden ser más robustas o de mayor vida útil.
- Beta: Es un parámetro de forma y representa la pendiente de la recta que refleja la dispersión de los datos y la forma de la distribución. Cuando $\beta < 1$ la distribución toma la forma de la fase de mortalidad infantil, cuando $\beta = 1$ describe la fase de vida útil y si $\beta > 1$ se conoce la fase como de envejecimiento.

Las curvas de Weibull expresan en primer lugar la cantidad de averías o de reparaciones durante el tiempo en que se analiza un elemento. También permite encontrar la función acumulativa de fallas y la función de densidad de probabilidad de fallas, así:

$$F(t) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t - t_0}{\eta} \right)^\beta \right]$$

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t - t_0}{\eta} \right)^{\beta-1} \exp \left[- \left(\frac{t - t_0}{\eta} \right)^\beta \right]$$

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t - t_0}{\eta} \right)^{\beta-1}$$

“(Jaramillo, 2012 Pág 61)

Para la distribución de Weibull se deben tener en cuenta los siguientes conceptos:

- a. **MTBF:** Tiempo medio entre fallas. Función de R(t) confiabilidad.(Predictivo & Jaramillo, 2018)

$$MTBF = \eta_{no\ conf} * \Gamma \left(1 + \frac{1}{\beta_{no\ conf}} \right)$$

donde

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{x-1} dx$$

- b. **MTTR:** Tiempo medio de reparaciones. Función de M(t) mantenibilidad.(Predictivo & Jaramillo, 2018)

$$MTTR = \eta_{mant} * \Gamma \left(1 + \frac{1}{\beta_{mant}} \right)$$

- c. **Disponibilidad:** Está dado por la relación del tiempo en que un sistema funciona en optimas condiciones con respecto a el tiempo en que el sistema pueda operar.(Jaramillo, 2012)

$$Disponibilidad = \frac{\text{Tiempo en el que el sistema funciona bien}}{\text{Tiempo en que el sistema debería funcionar}}$$

2.1.2. Caracterización del circuito. Para plantear la metodología de análisis se parte de ver un circuito eléctrico como una máquina, el cual para cumplir su funcionamiento requiere de subsistemas para la operación, aislamiento, protección contra sobretensiones, transporte, sujeciones mecánicas y protección contra sobre corrientes.

El circuito AQ102 es un circuito de distribución rural el cual depende de la subestación Arauquita, cuenta con 148 transformadores de distribución instalados, 810 usuarios legalizados, 144km de red en media tensión, 34 seccionadores de línea (los cuales se identifican con una S y 4 números SXXX) y la energía servida total se estima según datos de simulación por parte del Centro de Control Arauca, de ENELAR E.S.P. en 741412 kW/h.mes.

Las estructuras que conforman el circuito se encuentran en un solo poste, y las redes de media tensión en su totalidad se construyeron en cable ACSR.

En la figura 2.2.1. y 2.2.2 se podrá observar el diagrama unifilar de los dos grandes ramales conforman el circuito AQ102.

Figura 2.2.1: Diagrama unifilar AQ102 ramal el Troncal.

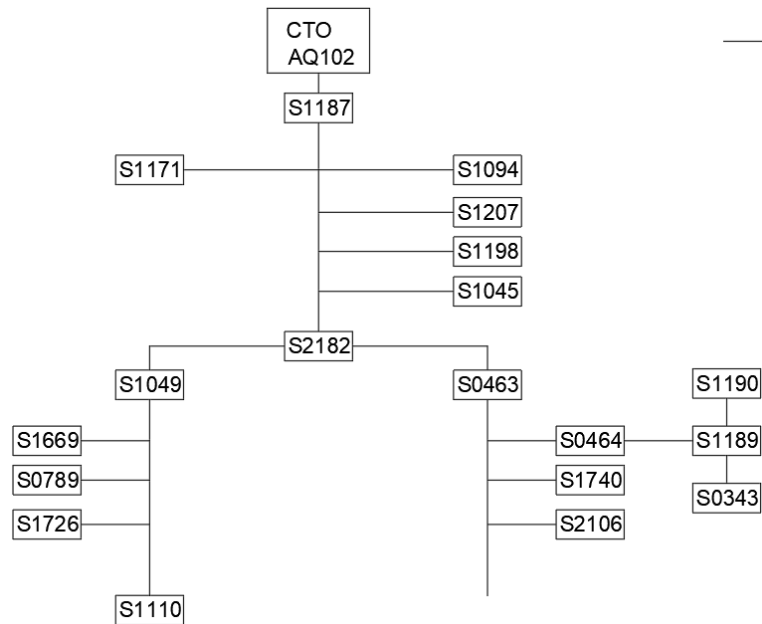
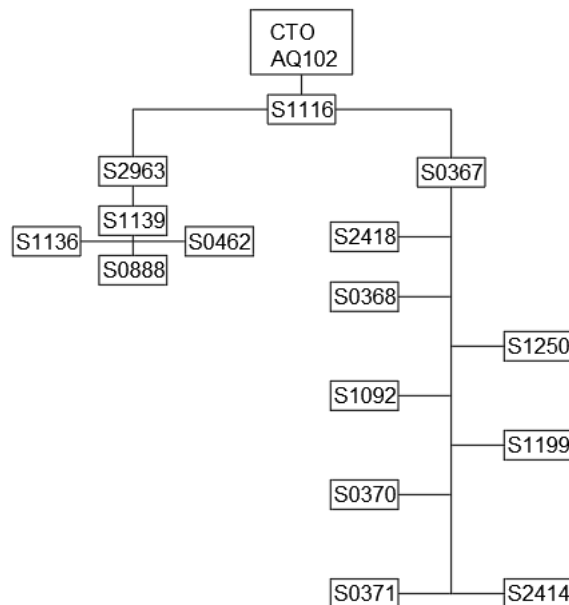


Figura 2.2.2: Diagrama unifilar AQ102 ramal La Unión.



A pesar de que el circuito está compuesto por Interruptor, Seccionadores monopolares, Seccionadores de línea, seccionadores de protección para transformadores, transformadores, aisladores, templetes, cable, dispositivos

de protección contra sobre tensiones DPS y transformadores de distribución, de acuerdo a los datos del centro de control se considera pertinente identificar a cuales de los componentes del sistema se les debe realizar mantenimiento preventivo ó esperar que su condición sea a falla.

2.1.3. Funcionamiento del circuito. Para efectos del análisis del funcionamiento del circuito, se partirá de los datos históricos del reporte de fallas de la Empresa de Energía de Arauca. En ese sentido se analizaran los meses de Abril, Mayo, Junio y Julio de 2018 los cuales representan época invernal y es donde normalmente se presenta el mayor número de fallas en el circuito.

De acuerdo a los datos históricos se encuentran 21 fallas comunes que se presentan en el circuito AQ102 las cuales se pueden observar en la tabla 2.2.2.1.

Tabla 2.2.1. Causas comunes de fallas AQ102

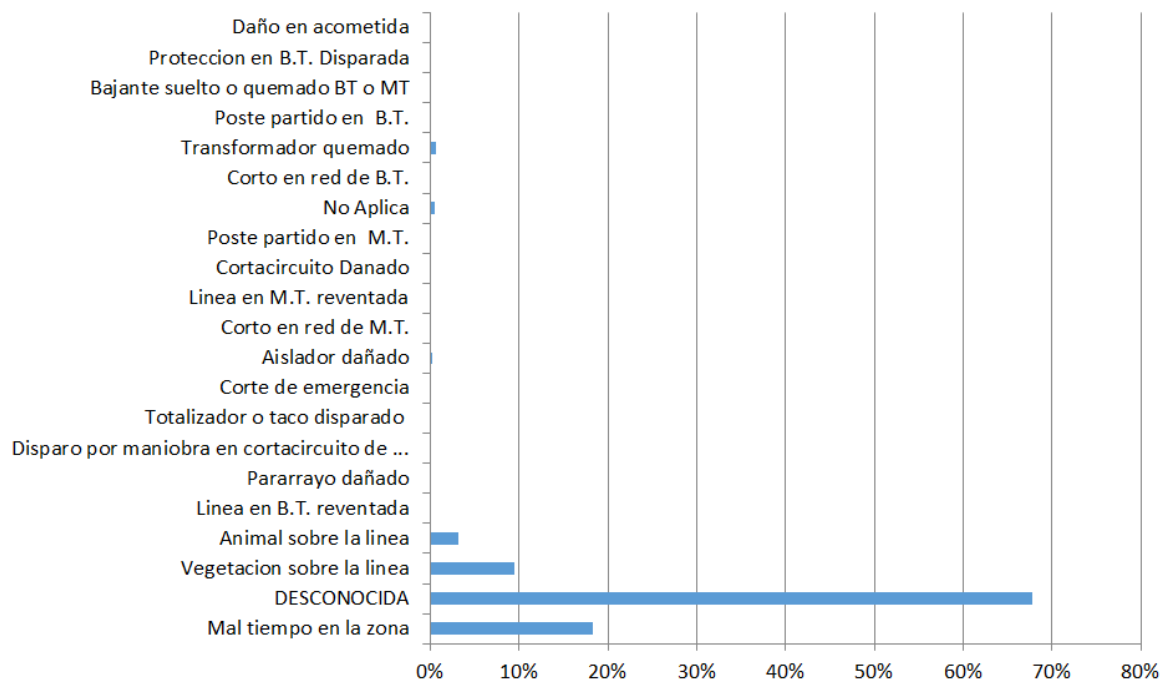
Ítem	Causa de Falla
1	Mal tiempo en la zona
2	DESCONOCIDA
3	Vegetación sobre la línea
4	Animal sobre la línea
5	Línea en B.T. reventada
6	Pararrayo dañado
7	Disparo por maniobra en cortacircuito de ...
8	Totalizador o taco disparado
9	Corte de emergencia
10	Aislador dañado
11	Corto en red de M.T.
12	Línea en M.T. reventada

13	Cortacircuito Dañado
14	Poste partido en M.T.
15	No Aplica
16	Corto en red de B.T.
17	Transformador quemado
18	Poste partido en B.T.
19	Bajante suelto o quemado BT o MT
20	Protección en B.T. Disparada
21	Daño en acometida

Para los meses de Abril, Mayo, Junio y Julio de 2018 el comportamiento del sistema en función de las fallas anteriormente mencionadas fue el siguiente:

Figura 2.2.2.1: Distribución de causas de falla circuito AQ102 abril de 2018.

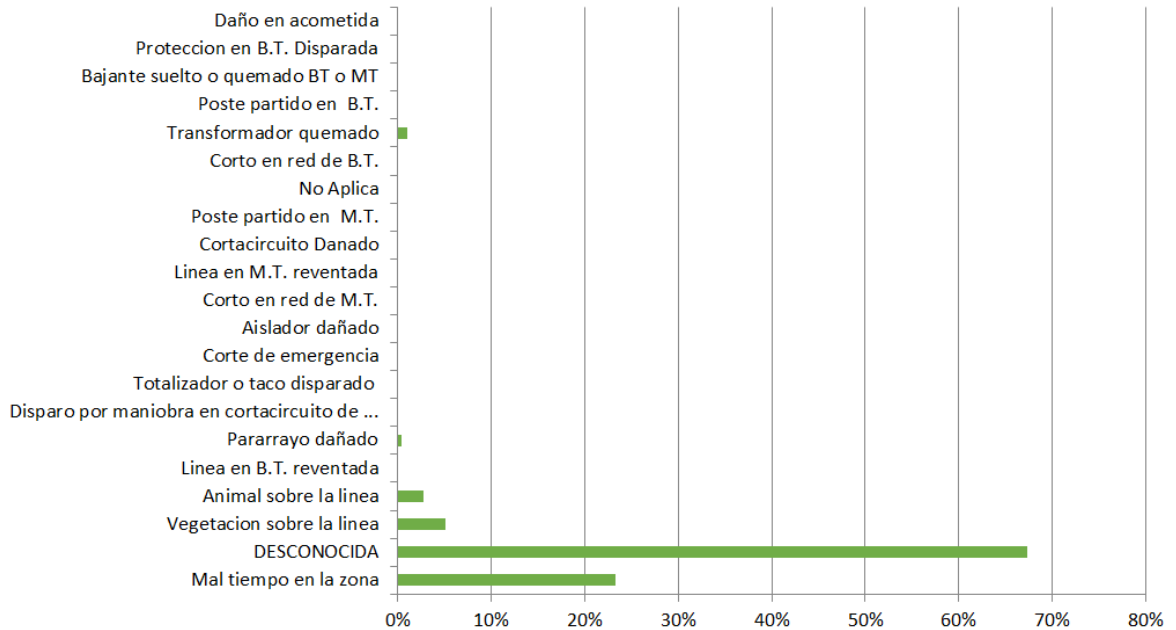
Distribución de Causas de Fallas Abril de 2018



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos históricos de fallas del centro de control Arauca – ENELAR E.S.P.

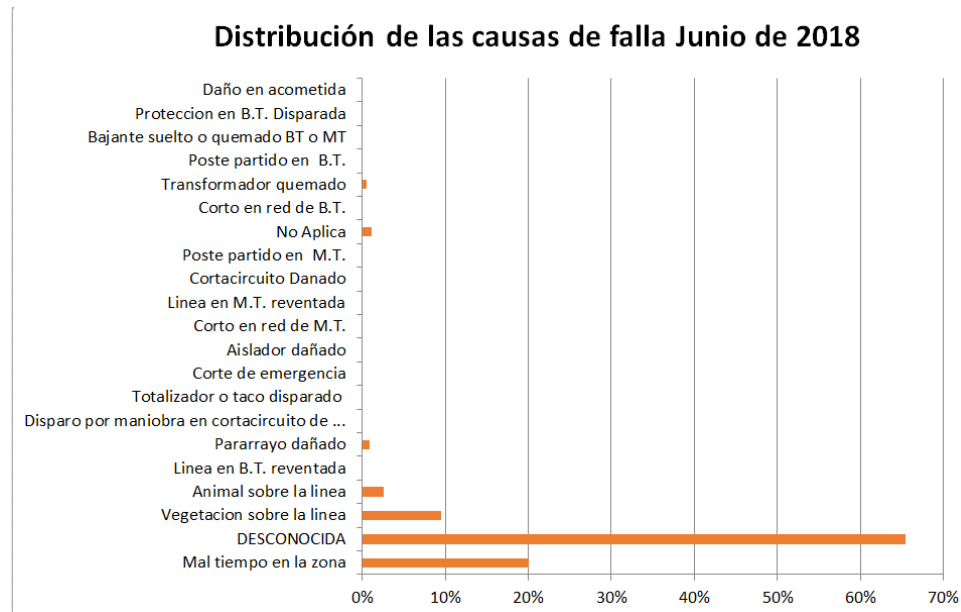
Figura 2.2.2.2: Distribución de causas de falla circuito AQ102 Mayo de 2018.

Distribución de las causas de falla Mayo de 2018



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos históricos de fallas del centro de control Arauca – ENELAR E.S.P.

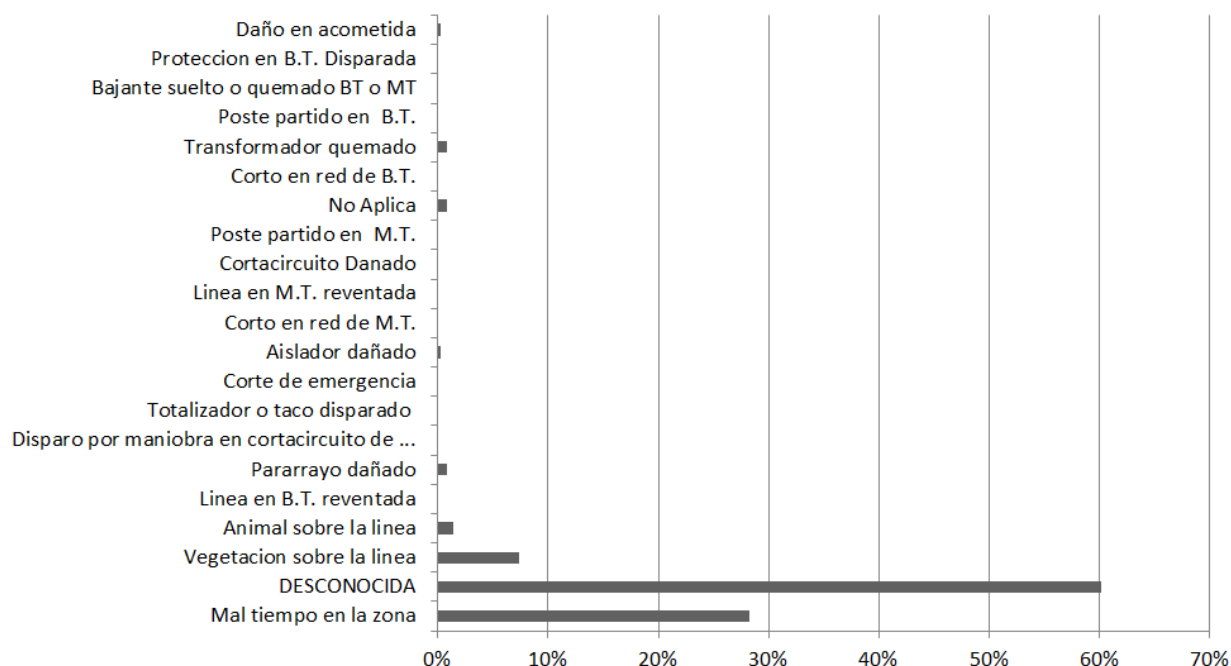
Figura 2.2.2.3: Distribución de causas de falla circuito AQ102 Junio de 2018.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos históricos de fallas del centro de control Arauca – ENELAR E.S.P.

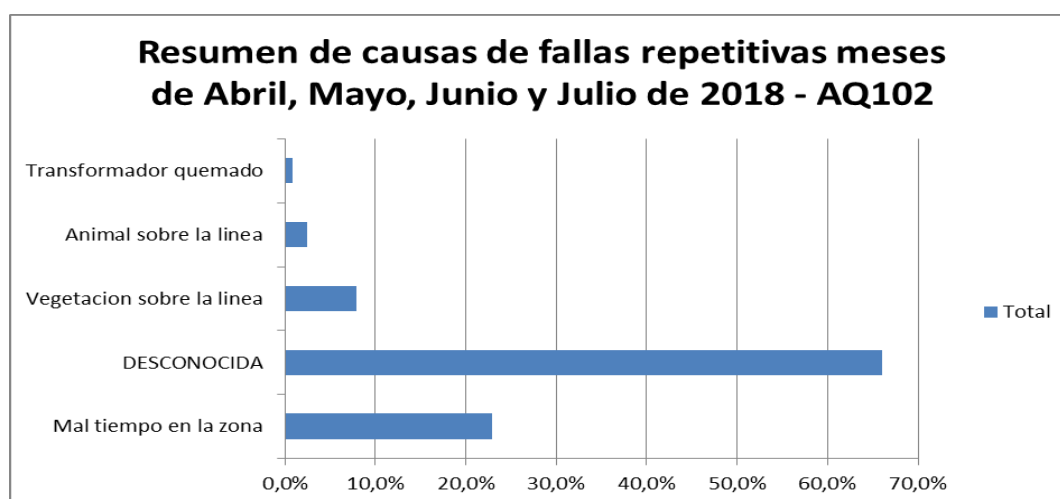
Figura 2.2.2.4: Distribución de causas de falla circuito AQ102 Julio de 2018.

Distribución de las causas de falla Julio de 2018



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos históricos de fallas del centro de control Arauca – ENELAR E.S.P.

Figura 2.2.2.5: Resumen de causas de falla repetitivas meses de Abril.



Mayo, Junio y Julio de 2018. Fuente: Elaboración propia a partir de los datos históricos de fallas del centro de control Arauca – ENELAR E.S.P.

A partir de los gráficos anteriores se puede concluir que de los 21 modos de fallas que normalmente se presentan en el circuito 5 son los más recurrentes. Adicionalmente es importante resaltar que el 7,9% de las fallas son vegetación verificada por los operarios, el 22% se relacionan con mal tiempo en la zona y el 66% con causa desconocida.

Sin embargo, a partir de la experiencia se puede identificar que las fallas por mal tiempo en la zona y las desconocidas siempre son fallas transitorias, ya que con un intento de cierre al seccionador afectado se restablece el servicio sin novedad, por lo que se presume que estas fallas deben estar asociadas a vegetación sobre la línea y términos generales se tendría 95,9% de fallas asociadas a la vegetación.

Por lo anterior, este documento se centrará en la identificación de los circuitos ramales críticos para mantenimiento de podas ya que según las cifras históricas, los demás componentes que conforman el circuito no presentan fallas continuas o recurrentes y en términos económicos es más viable esperar que entren en modo de falla.

2.1.4. Análisis de criticidad en función de la disponibilidad, confiabilidad e impacto económico. Como se evidenció en la sección anterior, observando los diferentes componentes del circuito se identificó que en términos generales la mayoría de las fallas presentadas en el sistema se derivan de la vegetación sobre la línea. Este tipo de falla hace actuar las protecciones contra sobre corrientes de los seccionadores los cuales se componen de cortacircuitos, cañuelas y fusibles.

La configuración topológica del circuito hace que varios de los seccionadores se encuentren en cascada, sin embargo normalmente no ocurre el efecto dominó de apertura de todos los seccionamientos cuando se presenta una falla gracias a la coordinación de protecciones.

En ese sentido, el análisis de criticidad se realizará a cada uno de los seccionamientos que actúan en caso de falla, con el fin de identificar la prioridad de mantenimiento de podas en un sector específico en función de la disponibilidad, confiabilidad e impacto económico y social.

Para este ejercicio académico se tendrá en cuenta la frecuencia de fallas y la duración de la falla y con estos datos se procederá a utilizar la distribución de Weibull con el fin de calcular los indicadores de Disponibilidad y Confiabilidad en cada uno de los seccionadores. Una vez teniendo los datos se calculará la relación de energía no facturada y usuarios afectados y con estos elementos se espera tener los elementos de juicio para la elaboración del plan de mantenimiento de podas por seccionadores, del circuito AQ102.

De los 34 seccionadores de línea que componen el circuito AQ102, 22 han tenido por lo menos una falla en los cuatro meses analizados. Por tanto el análisis del comportamiento de fallas se centrará únicamente en los seccionadores que han tenido fallas en este periodo de evaluación.

En la tabla 2.3.1 se puede observar el nombre del seccionador, número total de fallas en los 4 meses de estudio, tiempo total en el cual no estuvo en funcionamiento o duración total de fallas, energía servida en kWh/mes y energía servida en kW/h simulada por medio del programa SPARD DISTRIBUTIONS.

Tabla 2.3.1 Duración Total de Fallas, Cantidad total de Fallas, Energía Servida y kWh por seccionadores del circuito AQ102

Duración Total de Fallas, Cantidad total de Fallas, Energía Servida y kWh por seccionadores del circuito AQ102					
Ítem	Seccionador	Total Duración - Horas	Total Fallas	Energía Servida Kwhmes	Kw/h
1	S0367	95,7	45	12862	17,9
2	S1110	60,3	5	2752	3,8
3	S2414	45,2	34	2574	3,6
4	S1049	44,7	24	9552	13,3
5	S1189	41,4	19	443	0,6
6	S0789	41,2	6	441	0,6
7	S2182	39,9	20	25005	34,7
8	S1092	29,0	3	328,1	0,5
9	S2108	26,6	9	2625	3,6
10	S0463	20,9	18	12073	16,8
11	S0464	12,2	8	3931	5,5
12	S0375	9,6	10	3217	4,5
13	S1112	8,5	4	250	0,3
14	S0368	5,2	2	457	0,6
15	S1116	5,1	3	18638	25,9
16	S0371	4,0	2	230	0,3
17	S1136	3,5	2	100	0,1
18	S1187	1,9	1	55774	77,5
19	S2188	1,4	1	500	0,7
20	S0888	1,1	1	600	0,8
21	S2963	1,0	1	432	0,6
22	S1139	0,0	0	279	0,4

Partiendo de la tabla 2.3.1 a continuación con el fin de filtrar los seccionadores más críticos se utilizará un diagrama de Pareto, partiendo de

que popularmente se habla que el 80% de los problemas se encuentran en el 20% de los componentes de un sistema.

A continuación se plantea el diagrama de Pareto en función de Fallas, Duración de Fallas y el componente económico en un periodo de tiempo de 4 meses para el circuito AQ102.

Figura 2.3.1: Diagrama de Pareto en función duración de fallas

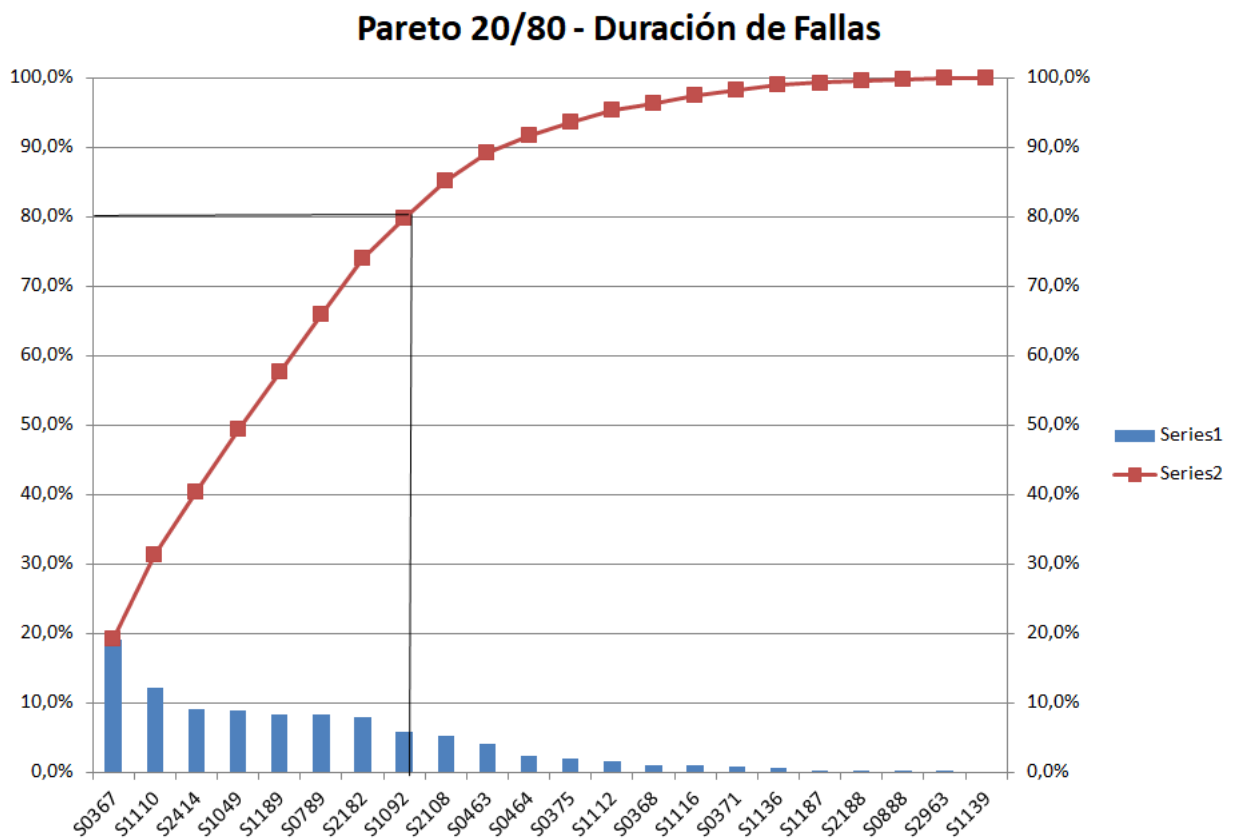


Figura 2.3.2: Diagrama de Pareto en función cantidad de fallas

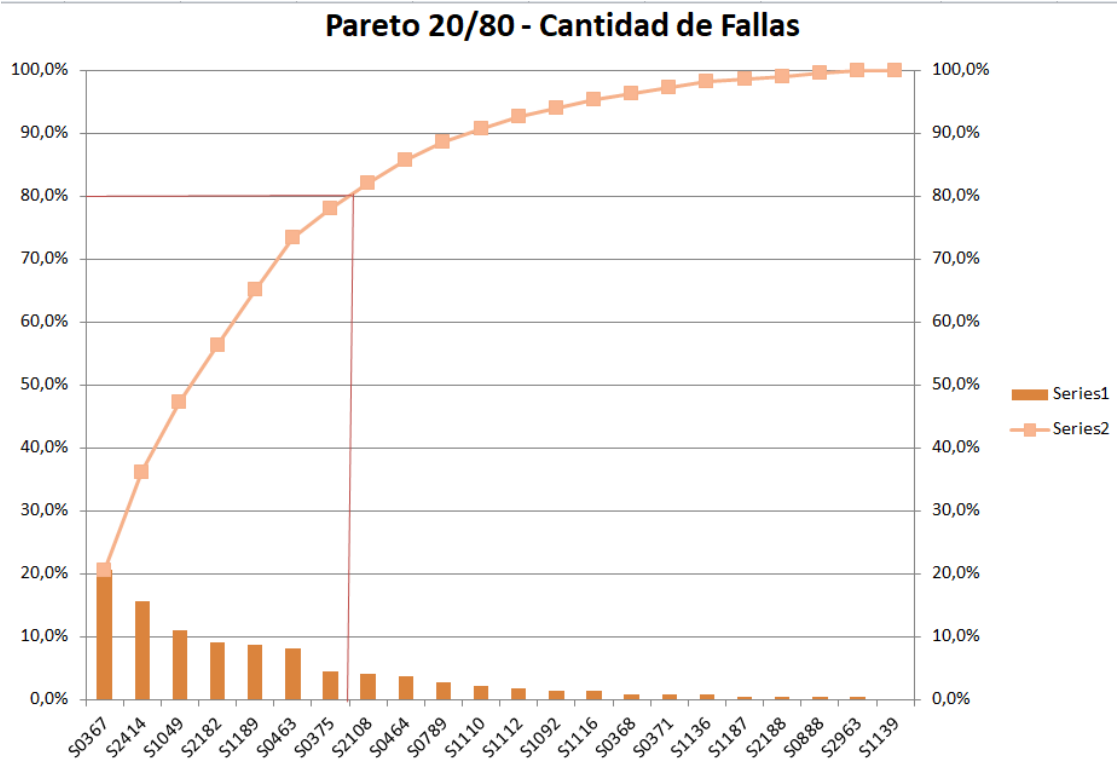
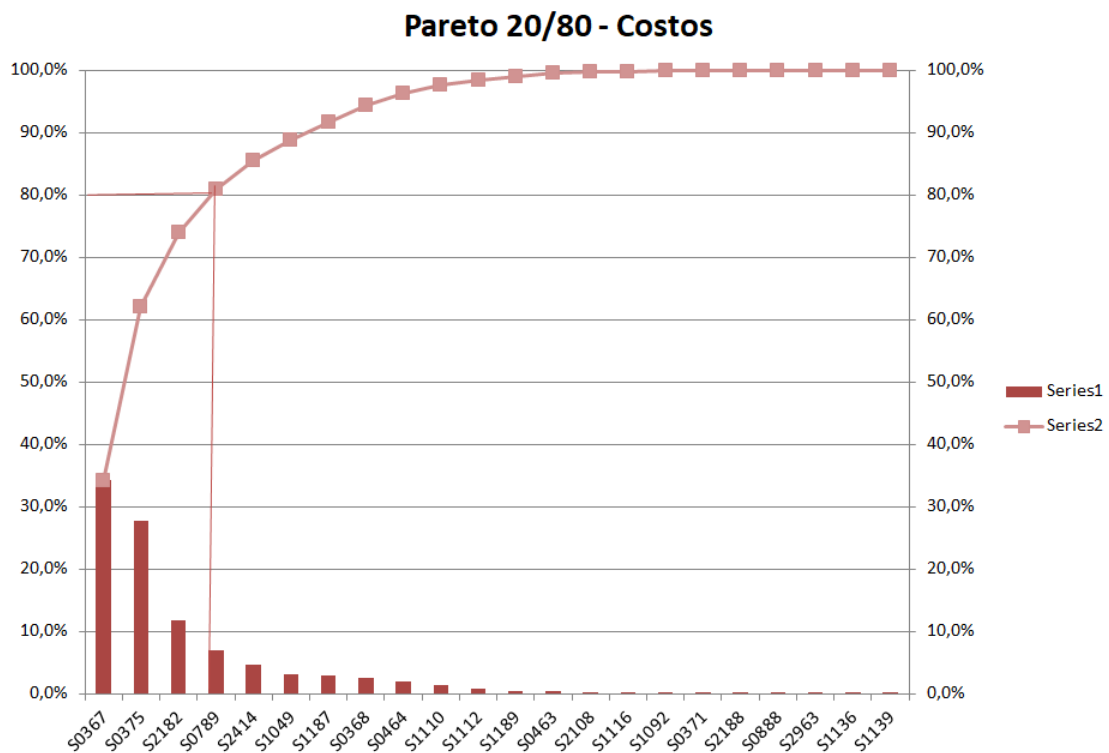


Figura 2.3.3: Diagrama de Pareto en función cantidad costo de energía no facturada



Del análisis de las figuras 2.3.1, 2.3.2, y 2.3.3 se puede concluir lo siguiente:

1. El S0367 para los meses estudiados es el seccionador más crítico ya que en los diagramas de fallas, duración de fallas y energía servida se muestra de primero.
2. El circuito AQ102 cuenta con 34 seccionadores de línea, partiendo del reporte de fallas del Centro de Control de ENELAR E.S.P. se pudo identificar que en los meses de Abril, Mayo, Junio y Julio de 2018 sólo 22 de los 34 presentaron al menos una falla. De esos 22 seccionadores que presentaron fallas aplicando el diagrama de Pareto se disminuye el margen de análisis el cual varía en función de la variable a analizar (Duración de falla, Frecuencia de Falla ó Energía que se deja de facturar por parte de la empresa).
3. En la tabla 2.3.2. presenta la prioridad de mantenimiento en los alimentadores que dependen de un seccionador en función de una variable de análisis específica.

Tabla 2.3.2 Orden de prioridad según variable analizada de diagramas de Pareto

Orden de prioridad según variable analizada de diagramas de Pareto		
Duración	Fallas	Costo
S0367	S0367	S0367
S1110	S2414	S0375
S2414	S1049	S2182
S1049	S2182	S0789
S1189	S1189	
S0789	S0462	
S2182	S0375	
S1092		

A continuación se realizará el análisis de confiabilidad y disponibilidad de los alimentadores que dependen de los 22 seccionadores que tuvieron al menos una falla en los 4 meses de análisis.

Figura 2.3.4: Confiabilidad por seccionadores aplicando Weibull

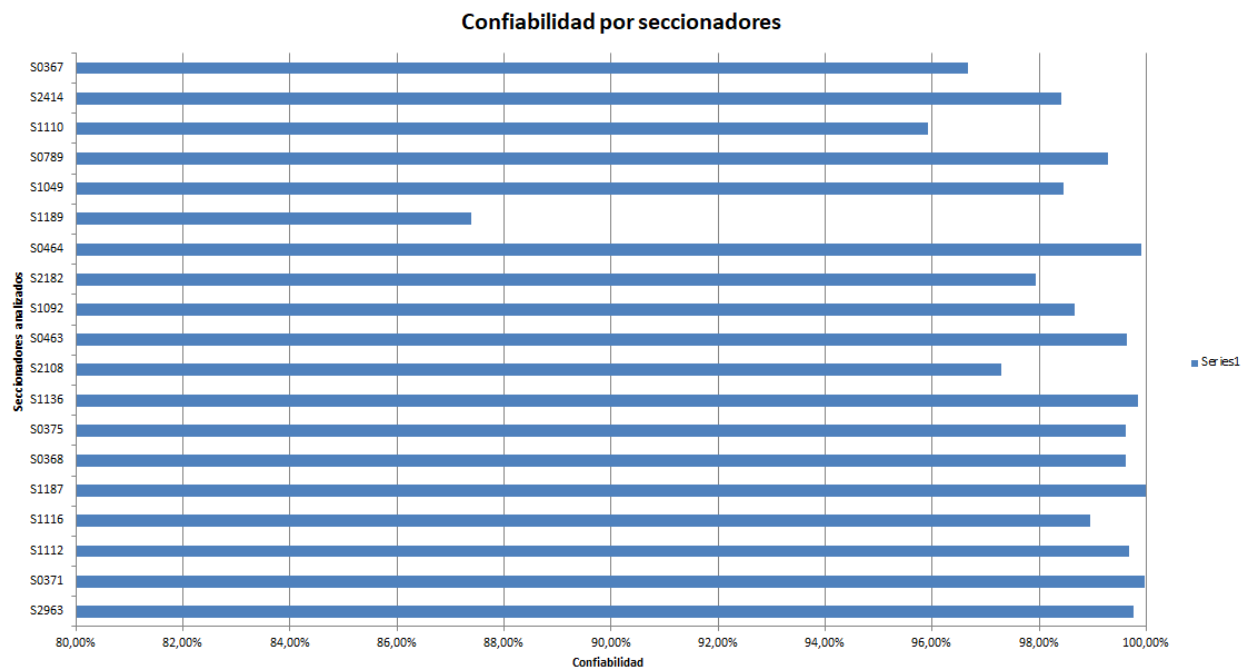
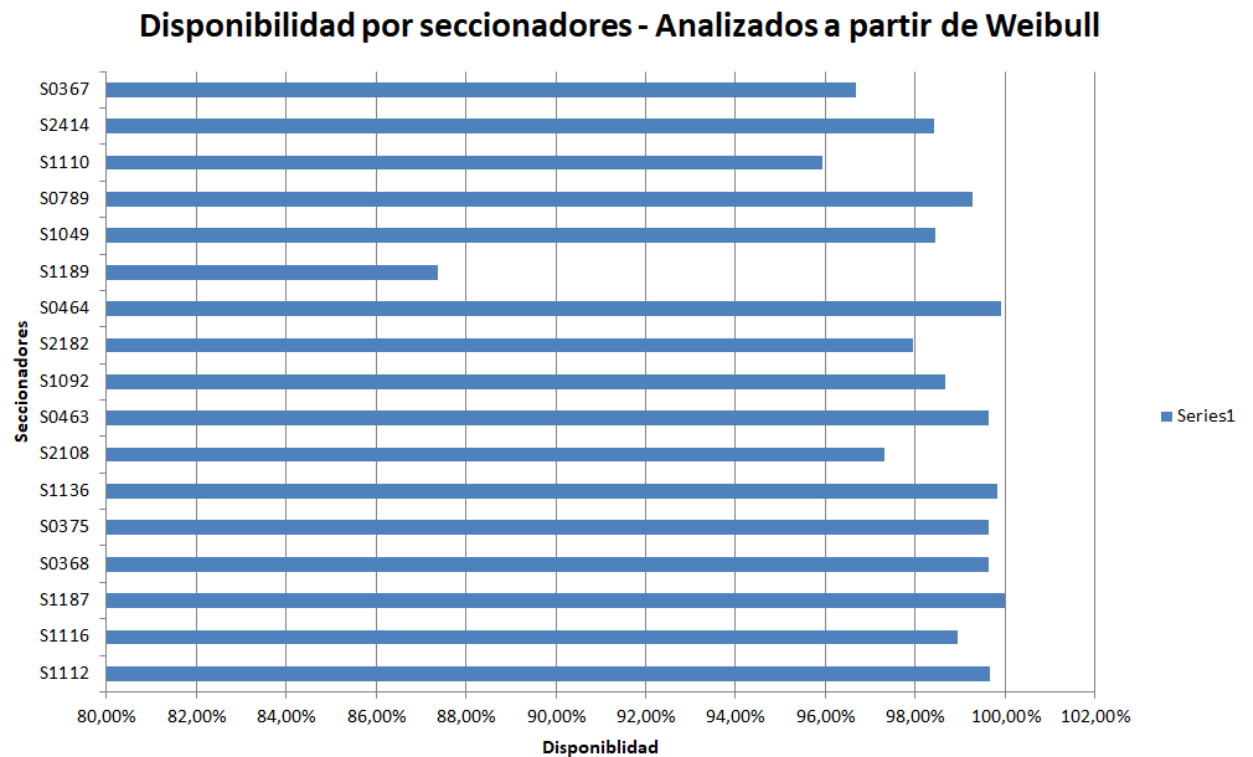


Figura 2.3.5: Disponibilidad por seccionadores aplicando Weibull



Con en análisis de Weibull y diagrama de pareto tenemos elementos suficientes para la toma de desiciones a la hora de elaborar el plan de mantenimiento de podas.

2.1.5. Hoja de ruta para la toma de decisiones. Con el fin de darle solución al problema de tener elementos técnicos y matemáticos para la toma de decisiones basado en la duración de fallas, frecuencia de fallas, impacto económico para la empresa y a su vez social, a continuación se propone una hoja de ruta para analizar las prioridades en la elaboración de planes de mantenimiento de podas para redes de distribución eléctrica el cual se plantea inicialmente para el circuito AQ102, pero el cual podrá integrar todos los circuitos que atienda quien gerencia el mantenimiento en un municipio o zona de las que atienda la empresa de Energía de Arauca, ENELAR E.S.P.

1. Identificar los seccionadores que presentan por lo menos una falla en un periodo de tiempo determinado. Si el plan de mantenimiento es anual, tener en cuenta los datos del centro de control del año anterior a la formulación del plan de mantenimiento.
2. De acuerdo a los históricos del Centro de Control, obtener los datos relacionado con frecuencia de fallas, duración de fallas y energía servida en por seccionador involucrado.
3. Realizar diagrama de Pareto para sintetizar y analizar los seccionadores que más fallan, los seccionadores que más tiempo duran en modo de falla, los seccionadores que más costos generan en términos de energía no facturada.
4. Identificar según diagrama de Pareto en que seccionadores se debe priorizar el mantenimiento de acuerdo a las políticas de la empresa ó de quien gerencia en mantenimiento.
5. Realizar análisis de Weibull para identificar la confiabilidad y disponibilidad de los seccionadores y en ese sentido orientar el mantenimiento de podas.
6. Fijar parámetros de decisión en términos de disponibilidad y confiabilidad para el orientar el mantenimiento de podas.
7. Planear la programación de mantenimiento de acuerdo a los resultados obtenidos. (Elaborar plan de mantenimiento)

8. Ejecutar las actividades de poda de acuerdo a la programación.
9. Verificar que las variables de cantidad de fallas, duración y energía no facturada hayan disminuido.
10. Actuar en caso de que la confiabilidad y disponibilidad no mejoren o en caso positivo proceder con un nuevo objetivo de mantenimiento repitiendo el ciclo.

3. CONCLUSIONES

- Por medio de la investigación realizada se logra plantear una propuesta metodológica con criterios técnicos y matemáticos para la identificación de los circuitos ramales críticos los cuales se deben priorizar en el momento de la elaboración de los planes de mantenimiento de podas de la empresa de energía de Arauca.
- A modo de ejemplo se desarrolló la metodología con el circuito AQ102 pero se considera que este trabajo puede convertirse en una poderosa herramienta para el gerenciamiento del mantenimiento en la empresa de energía de Arauca y especialmente para las personas que lideran este proceso en cada una de las zonas o municipios, ya que se pueden analizar la totalidad de circuitos y/o seccionadores que tienen a su cargo, para priorizar las labores de mantenimiento.
- Se propone como indicadores, las variables que arrojan los resultados del análisis del comportamiento del o los sistemas, esto están basado en la frecuencia, duración e impacto económico para la empresa además de la confiabilidad y disponibilidad de los circuitos.
- La investigación también permite concluir que a pesar de que hay múltiples componentes del sistema como postes, templete, aisladores, crucetas etc, de acuerdo a los modos de falla reportados en el centro de control el mayor porcentaje hace referencia a vegetación sobre las redes de distribución. Esta situación toma importancia para priorizar en las causas de fallas que más impacto generan en los circuitos y deja como referencia la importancia de dejar los demás componentes que actúen hasta que fallen.

- Como trabajo futuro es importante plantear el porcentaje de causas desconocidas o por mal tiempo reportadas al centro de control, como en su mayoría son fallas transitorias, se considera importante recomendar que una vez ejecutado el mantenimiento de podas en un sector con fallas de estas características, que se realice el monitoreo en la disminución de fallas del ramal intervenido para verificar si las causas por mal tiempo y/o desconocidas disminuyen considerablemente después de realizar las podas. Preferiblemente se tendrá que comparar en la misma época del año en la cual las fallas fueron reportadas.
- A pesar de que no fue objeto de este estudio, se recomienda iniciar con la caracterización de los tipos de árboles y vegetación a los cuales se encuentran sometidos los diferentes circuitos en el departamento. Esto con el fin de identificar la tasa de crecimiento de la vegetación y poder establecer frecuencias de mantenimiento en las redes de distribución.

BIBLIOGRAFÍA

AMAYA PATARROYO, Carlos. Planes de mantenimiento para redes y subestaciones eléctricas de Media Tensión del campo petrolero Casabe en la gerencia de operaciones de desarrollo y producción del rio, de la vicepresidencia regional central de Ecopetrol S.A. Yondó, Antiquia. 2018.

Borrás Pinilla, Carlos . *Mantenimiento Preventivo: Conceptualización para el Mantenimiento Preventivo Contenido Introducción*. Bucaramanga, 2018. 142p.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 142 de 1994, *Diario Oficial*, 12 de abril 1994 [en línea] [recuperado 5 mayo de 2019] obtenido de: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/670382/LEY142DE1994.pdf/68f0c21d-fd78-4242-b812-a6ce94730bf1>

JARAMILLO IBARRA, Julian. *Filosofía, gestión tecnológica y teoría de la predicción*. Bucaramanga, 2018.