

1-1-2016

Desarrollo de una estrategia para la evaluación y mejoramiento de los índices de confiabilidad en circuitos de distribución de media tensión

Jaime Andrés Mondragón Galeano

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Mondragón Galeano, J. A. (2016). Desarrollo de una estrategia para la evaluación y mejoramiento de los índices de confiabilidad en circuitos de distribución de media tensión. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/115

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**DESARROLLO DE UNA ESTRATEGIA PARA LA EVALUACIÓN Y
MEJORAMIENTO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN CIRCUITOS DE
DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN**



JAIME ANDRES MONDRAGON GALEANO

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2016**

**DESARROLLO DE UNA ESTRATEGIA PARA LA EVALUACIÓN Y
MEJORAMIENTO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN CIRCUITOS DE
DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN**

JAIME ANDRES MONDRAGON GALEANO

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista**

**Director
Andrés Felipe Panesso Hernández, M.Sc.
Profesor Asistente**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2016**

Nota de Aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C., Junio de 2016.

A Dios por permitirme realizar mi proyecto de grado y culminar esta etapa académica, por medio de la sabiduría y entendimiento que me brindó cada día.

A mis padres, que hicieron todo en la vida para que yo lograra cumplir mi sueño, con su amor, motivación y apoyo incondicional en los momentos en que más los necesité.

A mi tía Temilda, por brindarme su apoyo incondicional y sabiduría para finalizar esta etapa.

A una persona muy especial, Sonia Mejia, que con paciencia y dedicación me brindo su apoyo en todos los aspectos y metas de mi vida.

A mis amigos de estudio por darme alegrías y hacer que esta etapa fuera más amena e inolvidable.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a Dios por haberme acompañado y orientado a lo largo de la vida y carrera profesional, por bendecirme día a día para cumplir mi meta de ser ingeniero electricista.

Agradezco de manera especial a mi director de trabajo de grado, el ingeniero Andres Felipe Panesso por su apoyo, paciencia y por sus atentas respuestas a las diferentes inquietudes durante el desarrollo de este trabajo.

Agradezco al Ingeniero Ivan Bonilla, por brindarme asesoría y aportarme parte de su conocimiento en el desarrollo de este trabajo.

A mi familia y amigos el más profundo y sentido agradecimiento, porque sin su apoyo y colaboración, no habría sido posible el desarrollo de este trabajo.

Para ellos: Muchas Gracias y que Dios los bendiga.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
I. Introducción.....	9
II. Formulación del problema	10
III. Metodología	10
A. Análisis de confiabilidad	10
B. Caracterización de afectaciones	10
C. Cargabilidad y perfiles de tensión	10
IV. Resultados.....	11
V. Conclusiones	14
VI. Recomendaciones	14
VII. Referencias	14
<i>ANEXO A</i>	15
<i>ANEXO B</i>	17
<i>ANEXO C</i>	18
<i>ANEXO D</i>	20
1.1 Degradación de material	20
1.2 Sobrecarga	24
1.3 Árboles	25

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla I. Información general del circuito.....	10
Tabla II. Tipos de afectaciones sobre redes de distribución de MT.....	10
Tabla III. Clasificación, denominación y valores de tensión nominal.....	11
Tabla IV. Matriz de priorización según indicadores propios.....	11
Tabla V. Porcentaje de afectación por tramo.	11
Tabla VI. Matriz de priorización según indicadores propios.....	12
Tabla VII. Tramos que superan límites de cargabilidad.	13
Tabla VIII. Información general del circuito por tramo.	15
Tabla IX. Incidencias causadas por afectaciones sobre el circuito de distribución.	15
Tabla X. Afectaciones clasificadas por causa y discriminadas por año.....	16
Tabla XI. Indicadores propios.....	17
Tabla XII. Tramos de mayor impacto en calidad del servicio.	17
Tabla XIII. Indicadores externos.....	17
Tabla XIV. Tramos con mala calidad del servicio.....	17
Tabla XV. Capacidad de corriente y potencia de conductores aéreos.	25
Tabla XVI. Capacidad de corriente y potencia de conductores subterráneos.....	25

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Caracterización de afectaciones en tramos críticos.	12
Figura 2. Perfil de tensión del circuito de distribución.	12
Figura 3. Diagrama de flujo para determinar medidas técnicas para el mejoramiento de índices de confiabilidad.....	13
Figura 4. Diagrama Unifilar Circuito MT.....	15
Figura 5. Porcentaje de afectaciones según causa sobre el circuito de distribución MT.	16

Desarrollo de una Estrategia para la Evaluación y Mejoramiento de los Índices de Confiabilidad en Circuitos de Distribución de Media Tensión

Jaime Andrés Mondragon¹

¹Universidad de La Salle, Bogotá, Colombia

Resumen— Actualmente, la operación y calidad de servicio de las empresas de distribución de energía en Colombia están reguladas mediante las resoluciones emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), estas empresas deben conseguir un equilibrio óptimo entre costos de inversión, operación, mantenimiento y calidad de servicio proporcionado a los consumidores finales, cuya regulación dispone para el distribuidor de energía de un esquema de remuneración mediante el cumplimiento de los índices de calidad y continuidad de servicio en la red [1], además de una metodología para la presentación de planes estratégicos y de inversión en pro del mejoramiento de la calidad de servicio atendiendo la demanda del sistema de distribución basados en herramientas como análisis de confiabilidad y datos eléctricos de la red. Este documento propone a partir del resultado de un modelo de análisis de confiabilidad y de datos de perfiles de tensión y cargabilidad de un circuito de distribución en media tensión, el desarrollo de una estrategia para determinar acciones técnicas con el fin de contribuir al mejoramiento de la calidad del servicio.

Palabras clave— calidad del servicio, continuidad, análisis de confiabilidad, planes estratégicos.

Abstract — The operation and service quality of distribution companies in Colombia are delimited by the resolutions issued by the Electric power and Gas Regulatory Commission (CREG for its acronym in Spanish). Utilities must achieve an optimum balance between investment costs, operation and maintenance, and customer service quality. The regulation provides for the utility a remuneration scheme by achievement of indices of service quality and continuity on the network [1]. Also provides them a methodology for the presentation of investment plans and strategic plans for the improvement of service quality to their demand, based on analysis tools such as reliability analysis and electrical system data. This paper proposes an analysis based on reliability models and data like voltage profiles and chargeability in a medium voltage distribution circuit, developing a strategy for determining technical activities to improving the customer service.

Keywords— service quality, continuity, reliability analysis, strategic plans.

I. INTRODUCCIÓN

Las afectaciones en la continuidad del servicio en sistemas de distribución, provocan importantes daños y pérdidas tanto para el operador de red como para los consumidores finales, por lo que este tipo de percances en la red eléctrica incentivan a los interesados a realizar estudios de confiabilidad en redes eléctricas. Esto permite cuantificar la indisponibilidad del servicio de energía eléctrica e identificar los puntos débiles de la red, puesto que la probabilidad de las fallas que se generan en dichos puntos son altas en relación a los demás nodos del sistema.

En Colombia, a partir de la entrada en vigencia de la resolución 179 del 2014 [2] dispuesta por la CREG, se establece el compromiso por parte del operador de red de la presentación de planes de inversión para activos eléctricos, los cuales deben estar ligados a la metodología propuesta por parte de la resolución ya mencionada. Este tipo de metodologías exigen a las compañías de distribución de energía la implementación de planes estratégicos con el fin de mejorar la calidad del servicio y la confiabilidad del sistema, para lo cual es de suma importancia validar este tipo de planes estratégicos con metodologías y herramientas de análisis técnicos sobre el sistema eléctrico.

La validez de los planes de inversión deben ser estipulados considerando diferentes factores tanto técnicos como económicos, la incidencia y prioridad de estos factores son determinados según los análisis técnicos basados en herramientas poderosas como las utilizadas para validar el estado actual mediante el análisis de confiabilidad, considerando la afectación de los indicadores de calidad y continuidad del suministro de energía que inciden sobre los usuarios finales, además de la simulación del sistema para la inclusión de criterios de calidad de la energía, como lo son criterios de cargabilidad y perfiles de tensión en la toma de

decisiones en beneficio de los índices de calidad y continuidad del servicio de energía.

II. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La creciente demanda de energía eléctrica y la búsqueda de una mayor confiabilidad en los sistemas eléctricos, han logrado la integración de varios criterios técnicos y análisis sobre los sistemas, con el fin de focalizar e identificar tramos críticos sobre los sistemas eléctricos de interés, los cuales generan un alto impacto sobre los índices de confiabilidad del sistema.

Dado que estos análisis identifican únicamente los puntos débiles del sistema eléctrico, es de gran importancia llevar de la mano la implementación de planes estratégicos según lo estipulado por la CREG para la mitigación de las afectaciones, partiendo de los resultados de la modelación e implementación de análisis de confiabilidad sobre la red, con el fin de estructurar según la identificación de parámetros, afectaciones y puntos débiles del sistema eléctrico, diferentes soluciones y diagnósticos técnicos para el mantenimiento e intervención sobre el sistema eléctrico bajo análisis en pro del mejoramiento de los índices de confiabilidad para la atención de la demanda existente.

III. METODOLOGÍA

Para el desarrollo de la estrategia para la mitigación de afectaciones y mejoramiento de índices de confiabilidad sobre redes de distribución, son necesarios datos de: históricos de incidentes y tiempos de reparación (baremo), afectaciones del sistema eléctrico, medición y análisis de variables eléctricas del sistema como son los perfiles de tensión y cargabilidad de las líneas.

A continuación se hace referencia a los tres aspectos más importantes a considerar en el desarrollo de la estrategia, con el fin de focalizar e identificar los tramos de mayor impacto en los índices de confiabilidad, para así poder intervenir con las medidas técnicas asociadas a las causas de las afectaciones sobre cada tramo.

A. Análisis de confiabilidad

Para el desarrollo de la estrategia se realiza la implementación del modelo de confiabilidad basado en la norma de riesgo ISO 31000 sobre un circuito de distribución urbano (ver ANEXO A) de una empresa distribuidora de energía eléctrica [3]. Dicho modelo permite la identificación y jerarquización de los tramos que generan un mayor impacto en la calidad del servicio. Cuya identificación se basa en el análisis de indicadores de calidad (ver ANEXO B),

discriminados por tramos y para el circuito en general, la consideración del peso de cada indicador permite obtener una matriz de priorización, compuesta por dos valores resultantes de los datos ponderados, siendo el primero la consideración de los indicadores de calidad del impacto de cada tramo y el segundo la relación de los indicadores de calidad de acuerdo a la probabilidad de ocurrencia tanto longitudinal como real.

TABLA I. INFORMACIÓN GENERAL DEL CIRCUITO

Tensión nominal	11.4kV
Número de clientes	11662
Demanda de energía	1,4(MWh/Mes)
Longitud Total	11.983Km
Suplencias	3
Tramos	9

B. Caracterización de afectaciones

A partir de la identificación de los tramos de mayor impacto sobre el circuito de distribución basado en el modelo de confiabilidad en [3], se asocian los incidentes y afectaciones ocurridos sobre el circuito en el periodo de estudio de los tramos críticos identificados en el análisis de confiabilidad.

En la Tabla II se resume parte de las afectaciones que se presentan sobre redes de distribución de media tensión (MT).

TABLA II. TIPOS DE AFECTACIONES SOBRE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MT.

CAUSA	EJEMPLO
INTERNA	Pérdida de nivel de aislamiento
	Redes no tensionadas
	Puntos calientes
	Sobrecargas
	Condiciones de contingencia
EXTERNA	Árboles
	Lluvias
	Descargas atmosféricas
	Cometas
	Vehículos
	Animales
	Terceros

C. Cargabilidad y perfiles de tensión

Teniendo en cuenta la simulación del circuito, se toman valores del perfil de tensión y cargabilidad de las líneas, para integrar y ampliar el análisis eléctrico, y así poder plantear medidas técnicas para la mitigación de la indisponibilidad de los sistemas de distribución.

Para la evaluación de los perfiles de tensión del sistema eléctrico se toma como referencia los límites planteados por la NTC 1340 [4], siendo para este caso entre el 90% y 105% de su tensión nominal como se indica en la Tabla III, donde se resalta la tensión nominal del circuito utilizado en este estudio.

TABLA III. CLASIFICACIÓN, DENOMINACIÓN Y VALORES DE TENSIÓN NOMINAL.

Clasificación	Nivel de tensión	Tensión nominal [V]		Tensión máxima (% de la nominal)	Tensión mínima (% de la nominal)
		Sistema trifásico de 3 o 4 conductores	Sistema monofásico de 3 o 4 conductores		
Media tensión (Niveles 2 y 3)	Mayor o igual a 1000V y menor a 62000V	4160	-	(±5)	(-10)
		-	7620		
		11400	-		
		13200	-		
		13800	-		
		34500	-		
44000	-				
57500	-				

Fuente: Modificada de [4].

De igual forma para los límites de cargabilidad de la red de media tensión se toma como referencia la norma de una empresa distribuidora de energía [5], la cual propone:

“Con el fin de garantizar la confiabilidad en el servicio y mejorar la operatividad de los circuitos existentes de media tensión, la cargabilidad de circuitos radiales en condiciones normales de operación será hasta el 70% de la capacidad nominal del conductor de salida. En eventos de contingencia sobre configuraciones radiales, un alimentador debe estar en capacidad de asumir una tercera parte de carga real de otro alimentador a través de la suplencia, su cargabilidad máxima deberá ser el 100% de la capacidad nominal de la red principal.”

IV. RESULTADOS

A partir de la selección de un circuito de distribución urbano (ver ANEXO A) se implementó el modelo de confiabilidad en [3], el cual permite analizar el problema desde dos aspectos: primero un análisis de indicadores propios, el cual permite analizar a partir del cálculo de los indicadores de confiabilidad el impacto que genera la salida de un tramo a los demás tramos del sistema; segundo, el análisis de indicadores externos, el cual dimensiona la afectación del tramo de interés con respecto a la salida de los demás tramos del sistema.










Para este caso se determinan los tramos críticos a partir del resultado del análisis de indicadores propios ya que esto permite identificar aquellos tramos que en el momento de presentarse una afectación representan un mayor impacto sobre el sistema en general, permitiendo así focalizar y delimitar un plan de acción sobre los tramos de mayor importancia.

Para la ponderación realizada en el cálculo de indicadores se consideran tres aspectos: El primer aspecto es el impacto que tiene en caso de presentarse una falla sobre el Tramo de análisis en los indicadores de calidad del sistema, presentando así los tramos que influyen negativamente en mayor manera la calidad del sistema en caso de estar en un estado Irrestable. El segundo aspecto es la probabilidad de falla

respecto a la longitud del tramo bajo análisis, estableciendo la evaluación en cuanto a que entre más grande sea la longitud del tramo, mayor es la probabilidad de falla. El tercer aspecto es la probabilidad de falla real, entendiendo esto como la ponderación en cuanto a la información de incidencias del circuito.

En la Tabla IV, la priorización de los tramos de mayor impacto sobre el sistema teniendo en cuenta los indicadores propios del mismo, anteriormente mencionados. Se identifica que los tramos de mayor impacto son del tramo 0 al 4 como se identifica en la columna de selección la cual representa la consideración de la matriz de priorización entre impacto y probabilidad de cada tramo, los cuales representan un impacto de aproximadamente el 80% y una probabilidad de falla del 85% sobre el sistema, de igual forma el tramo de mayor impacto de los identificados es el número 2, teniendo una probabilidad de falla del 32.5% y un impacto del 20.3% sobre el sistema.

TABLA IV. MATRIZ DE PRIORIZACIÓN SEGÚN INDICADORES PROPIOS.

TRAMO	MATRIZ DE PRIORIZACIÓN		
	Impacto	Probabilidad	Selección
Tramo 0	15,1%	13,1%	 14,1%
Tramo 1	15,1%	17,1%	 16,1%
Tramo 2	20,3%	32,5%	 26,4%
Tramo 3	16,0%	15,8%	 15,9%
Tramo 4	13,7%	6,7%	 10,2%
Tramo 5	4,7%	3,3%	 4,0%
Tramo 6	4,3%	3,1%	 3,7%
Tramo 7	5,9%	2,4%	 4,2%
Tramo 8	4,8%	6,0%	 5,4%

La previa identificación de los tramos de mayor impacto y afectación sobre el sistema de interés, permite realizar una depuración de información y además una delimitación bastante significativa para abarcar y priorizar la intervención en el sistema a favor del mejoramiento de los índices de confiabilidad.

Adicionalmente, puede observarse por los resultados en la Tabla V, el porcentaje de las afectaciones de los tramos 1 al 4 representa el 56% del total de las afectaciones sobre el circuito en el periodo de interés.

TABLA V. PORCENTAJE DE AFECTACIÓN POR TRAMO.

TRAMO	AFECTACIONES
Tramo 1	16%
Tramo 2	23%
Tramo 3	10%
Tramo 4	6%
Tramo 5	12%
Tramo 6	10%
Tramo 7	1%
Tramo 8	21%

La Figura 1, representa las afectaciones y causas sobre cada tramo identificado en el análisis de confiabilidad, de igual forma se puede relacionar los resultados en la Tabla IV con las afectaciones ya que si se observa, el tramo con mayor afectaciones es el tramo 2, y este fue el que se identificó anteriormente como el de mayor probabilidad de falla, es decir que se mantiene una relación con el análisis de datos y por tal motivo afirma la efectividad de este tipo de metodologías en la práctica.

Cabe aclarar que no se relaciona el histórico de afectaciones del tramo cero ya que en el periodo de interés, este tramo no tuvo afectaciones de ningún tipo, este dato se puede corroborar en el ANEXO B, ya sea en las tablas de indicadores propios o externos, en el cálculo de indicadores de confiabilidad de probabilidad real, donde el impacto en ambos casos es de cero, por lo cual se puede excluir dentro de la intervención de las medidas técnicas.

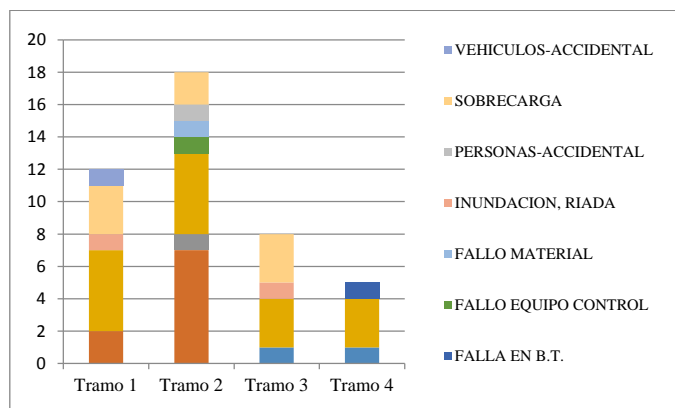


Figura 1. Caracterización de afectaciones en tramos críticos.

Dado que las causas de afectaciones tanto internas como externas en los tramos de mayor impacto en el circuito son bastantes, se limita el problema a la caracterización de las fallas que representan un mayor porcentaje de afectación sobre cada tramo, la clasificación de las causas de mayor impacto se presenta en la Tabla VII.

TABLA VI. MATRIZ DE PRIORIZACIÓN SEGÚN INDICADORES PROPIOS.

CAUSA	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	Tramo 4
ARBOLES	17%	39%	0%	0%
DEGRADACIÓN MATERIAL	42%	28%	38%	60%
SOBRECARGA	25%	11%	38%	0%
TOTAL	84%	78%	76%	60%

Dentro de las afectaciones de mayor peso se encuentran de tipo interno (degradación de material y sobrecarga) y una de tipo externo (árboles), la cual permite el planteamiento de la implementación de diagnósticos y medidas técnicas sobre el circuito, partiendo de la experiencia adquirida en la práctica profesional en el área de mantenimiento de redes de distribución de MT en una empresa distribuidora de energía.

Adicionalmente se quiere integrar el análisis eléctrico considerando parámetros y variables eléctricas del circuito de distribución de interés, con el fin de priorizar aún más la intervención y mitigación de afectaciones, garantizando el cumplimiento de la normatividad y procedimientos vigentes para el caso de Colombia.

Es importante aclarar que para este caso no se le da un gran peso para la toma de decisiones a este tipo de simulaciones y datos, ya que la calidad de información con la que puede contar una empresa distribuidora de energía es baja, pero es importante para la validación en terreno y poder confirmar la calidad de información con la que se cuenta.

Esta carencia o baja calidad de información se debe a diferentes factores, como lo puede ser:

- El no reporte de modificaciones del sistema eléctrico por negligencia.
- Carencia de sistemas de reporte.
- Falta de definición del alcance de trabajos programados y no programados sobre la infraestructura.
- Control mínimo del cumplimiento de procedimientos de reporte de modificaciones sobre la infraestructura.

Una vez modelado el circuito de distribución contando con datos importantes como transformadores, demanda, conductores, dispositivos de protección y maniobra, entre otros, se da lugar a la verificación de perfiles de tensión y cargabilidad de las líneas.

En la Figura 2, se puede observar los datos obtenidos de tensión de operación por nodo se encuentran dentro de los rangos permitidos de operación normal, tal como se planteó en la sección III.

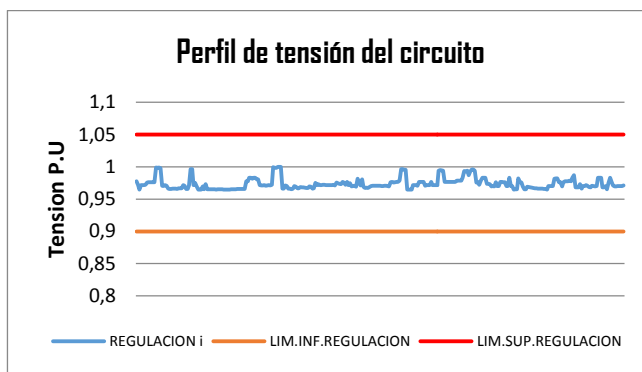


Figura 2. Perfil de tensión del circuito de distribución.

Para el criterio de cargabilidad se identificaron puntos del circuito de distribución que superan el límite permitido mencionado en la sección III-C en condiciones normales de operación como se muestra en la Tabla VII. Dada la cantidad

de datos solo se hace referencia en qué tramos se encuentran puntos o secciones del circuito que superan los límites de cargabilidad permitidos para garantizar la confiabilidad del circuito, la descripción más específica de estos datos se encuentran en el ANEXO C.

TABLA VII. TRAMOS QUE SUPERAN LÍMITES DE CARGABILIDAD.

TRAMO	CARGABILIDAD
TRAMO 0	81%
TRAMO 1	97%
TRAMO 4	79%
TRAMO 7	81%

Si se relacionan los tramos críticos evaluados en la metodología, se encuentra una relación medianamente confiable con los tramos 1 y 4, lo que permite dar una relación a la causa de la afectación de tipo sobrecarga, siendo del 25% de la equivalencia de las afectaciones para el tramo 1 y del 0% sobre el tramo 4, según se indica en la Tabla VII.

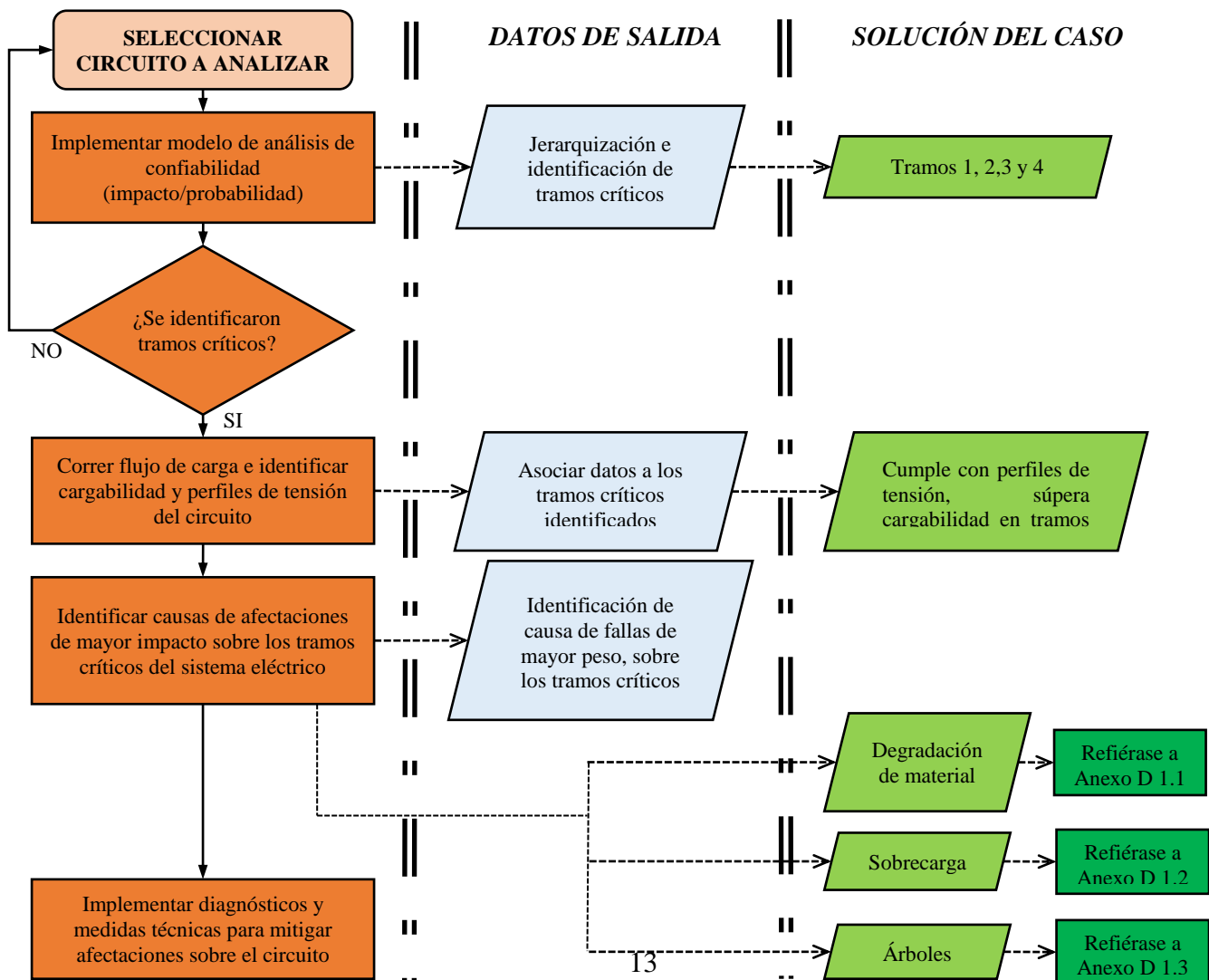
Finalmente se identifica que los tramos a incluir dentro de un plan estratégico para el mejoramiento de los índices de confiabilidad son los tramos uno al cuatro, y los diagnósticos

y medidas técnicas a implementar deben ser focalizados a la mitigación de degradación de material, sobrecarga y afectaciones por árboles en la red, para lo cual se identifican algunos diagnósticos y medidas técnicas a implementar sobre la red, que se implementan sobre la operación en una empresa de distribución de energía eléctrica.

Una vez tratada la información, se plantea en la Figura 3 un diagrama de flujo para la implementación de la metodología a cualquier circuito de distribución de media tensión teniendo en cuenta los aspectos ya mencionados, aunque se puede tener en cuenta otros aspectos y criterios según la configuración de la topología del circuito, y calidad de la información con la que se pueda contar.

La consideración de la implementación de la metodología planteada es de gran importancia, ya que representa la evaluación integral de los diferentes aspectos técnicos relevantes para el posterior planteamiento e intervención de planes de inversión ligados a la focalización e identificación de tramos de mayor impacto para los índices de confiabilidad en circuitos de distribución MT.

Figura 3. Diagrama de flujo para determinar medidas técnicas para el mejoramiento de índices de confiabilidad.



V. CONCLUSIONES

El modelo de confiabilidad basado en probabilidad de impacto adoptado para la identificación de tramos críticos del circuito de distribución, permite jerarquizar la incidencia de cada tramo con respecto al circuito general, además cubre la carencia de información con la que puede contar una empresa distribuidora de energía, considerando variables de impacto y probabilidad de falla por longitud de cada tramo.

Este tipo de análisis integral, permite la focalización y priorización de intervenciones técnicas sobre circuitos de distribución de media tensión, permitiendo una mayor efectividad en la mitigación de afectaciones para el mejoramiento de índices de confiabilidad, considerando la demanda actual.

Al focalizar y jerarquizar los tramos a intervenir en un plan estratégico de inversión se podría reducir costos en operación y mantenimiento, ya que si se implementa las medidas técnicas propuestas en tramos de mayor impacto de un circuito, sería menor la ejecución de trabajos programados sobre la red, mejorando los indicadores de confiabilidad del sistema.

El conocimiento del tipo de afectaciones y las causas de las mismas sobre el sistema, permite identificar y proponer medidas técnicas apropiadas para la mitigación misma según la clasificación de las causas, permitiendo así la oportuna intervención cumpliendo aspectos técnicos identificados.

VI. RECOMENDACIONES

Es importante que las empresas distribuidoras de energía cuenten y refuercen los mecanismos y medios de comunicación para reportar y almacenar en una base de datos, todo tipo de afectaciones y modificaciones de infraestructura, ya que al garantizar la calidad de información suministrada, la ejecución de este tipo de estrategia puede ser más efectiva en el momento de implementarlas.

En el artículo se menciona las medidas técnicas más implementadas en la operación diaria de una empresa distribuidora de energía, identificadas dentro de la experiencia en las prácticas profesionales, por lo que se recomienda la implementación de dichas técnicas considerando factores económicos, ambientales e innovaciones usando tecnologías de punta.

VII. REFERENCIAS

[1] CREG, *Resolución No. 099 de 2014: Metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía*

- eléctrica para el periodo tarifario*, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014.
- [2] CREG, *Resolución No. 179 de 2014: Información y formatos para la presentación del plan de inversiones*, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014.
- [3] I. F. Bonilla Vargas, «Modelo de confiabilidad basado en la norma de gestión de riesgos ISO 31000 para empresas de distribución de energía eléctrica en circuitos radiales,» *Tecnura*, pp. 41-50, 2015.
- [4] ICONTEC, *NTC 1340: Tensiones y frecuencia nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicio público*, Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 2004.
- [5] CODENSA, *Niveles de tensión de conexión de cargas de clientes*, 2014.
- [6] M. R. Cárdenas Barrero, *Diagnóstico de redes de distribución aéreas de 11,4 hasta 34,5 kV con la técnica de ultrasonido*, Bogotá.
- [7] M. Garavito, *Técnica de ultrasonido aplicada para estudio predictivo de daños en postes de madera*, Bogotá, 2015.
- [8] M. R. Pérex, *Manual de aplicaciones de herramientas y técnicas del mantenimiento predictivo*, 2009.
- [9] Flir, *Guía de termografía para mantenimiento predictivo*, 2011.
- [10] M. Rendón, *Manual para diagnóstico de fallas en redes de media tensión según equipo Centrix Sebakmt*, 2008.
- [11] IEEE, *Std 400.2: Guide for field testing of shielded power cable systems using Very Low Frequency (VLF)*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013.
- [12] MME, *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE*, Ministerio de Minas y Energía, 2013.
- [13] A. M. Mejía Solanilla, *Análisis técnico y económico de la repotenciación de líneas aéreas de alta tensión en un sistema de subtransmisión*, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [14] USDA, *Cómo podar árboles*, United States Department of Agriculture, 2016.
- [15] A. Londoño Bastidas, *Lineamientos para la implementación, seguimiento y evaluación del sistema de gestión ambiental en el mantenimiento forestal de las redes de distribución eléctrica*, 2011.
- [16] M. Ayala Pérez, *Redes de distribución aéreas compactas en media tensión*, 2009.

ANEXO A

DIAGRAMA UNIFILAR DEL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN MT 11,4kV

En la Figura 4, se presenta la combinación de los tramos donde se identifica la zonas de telecontrol del circuito, las cuales dependen de los equipos de protección y maniobra, y son de utilidad para el planteamiento de la matriz de estados según se propone en [3].

A modo de convención en el circuito se observan seccionador (S), reconectador (RC) y seccionalizador (SZ).

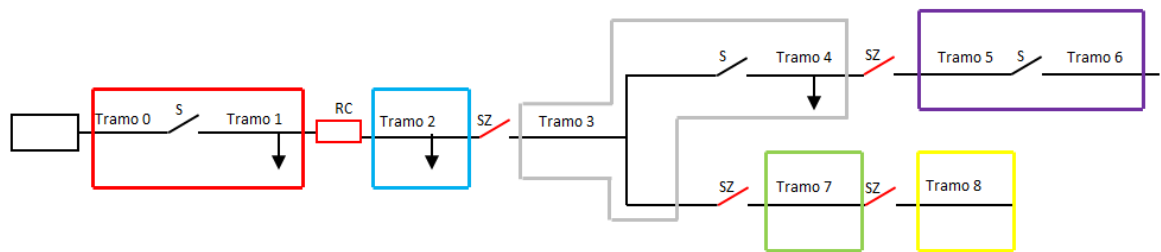


Figura 4. Diagrama Unifilar Circuito MT.

TABLA VIII. INFORMACIÓN GENERAL DEL CIRCUITO POR TRAMO.

TRAMO	EQUIPO	% DEMANDA	% LONGITUD
Tramo 0	CABECERA	0%	22%
Tramo 1	SECCIONADOR	0%	11%
Tramo 2	INTERRUPTOR	3%	15%
Tramo 3	INTERRUPTOR	17%	12%
Tramo 4	SECCIONADOR	15%	5%
Tramo 5	INTERRUPTOR	13%	7%
Tramo 6	SECCIONADOR	14%	7%
Tramo 7	INTERRUPTOR	10%	8%
Tramo 8	INTERRUPTOR	5%	13%

TABLA IX. INCIDENCIAS CAUSADAS POR AFECTACIONES SOBRE EL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN.

Tipo Incidente	Año						Total
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
ANOMALIA	0	0	0	0	0	0	0
AVERIA	12	4	3	7	6	3	35
DESCONEXION MANUAL O MANIOBRAS	8	16	6	15	21	9	75
DISPARO DE CABECERA	2	0	2	1	2	0	7
PROTECCIONES INTERMEDIAS	25	8	0	6	8	15	62
TRABAJOS EN TENSION	1	0	0	0	0	0	1
TRABAJOS PROGRAMADOS	0	2	0	1	14	18	35
							215

TABLA X. AFECTACIONES CLASIFICADAS POR CAUSA Y DISCRIMINADAS POR AÑO.

Tipo Causa	Año						Total
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
DEGRADACION MATERIAL	17	5	2	5	4	4	37
ARBOLES	2	1	0	5	5	9	22
SOBRECARGA	11	1	0	0	1	3	16
ANIMALES	0	0	0	2	1	0	3
FALLA EN B.T.	3	0	0	0	0	0	3
LLUVIA	1	2	0	0	0	0	3
COMETAS	1	0	0	0	0	1	2
INSTALACION E INTERFERENCIA CLIENTE	0	1	0	0	0	1	2
INUNDACION, RIADA	1	1	0	0	0	0	2
VEHICULOS-ACCIDENTAL	1	1	0	0	0	0	2
FALLO EQUIPO CONTROL	0	0	0	1	0	0	1
FALLO MATERIAL	0	0	1	0	0	0	1
FALTA MANTENIMIENTO	0	0	0	0	1	0	1
NECESIDADES PROPIAS URGENTES	0	0	0	0	1	0	1
PERSONAS-ACCIDENTAL	0	0	0	0	1	0	1
ERROR OPERADOR DE TERRENO	0	0	0	0	0	0	0

97

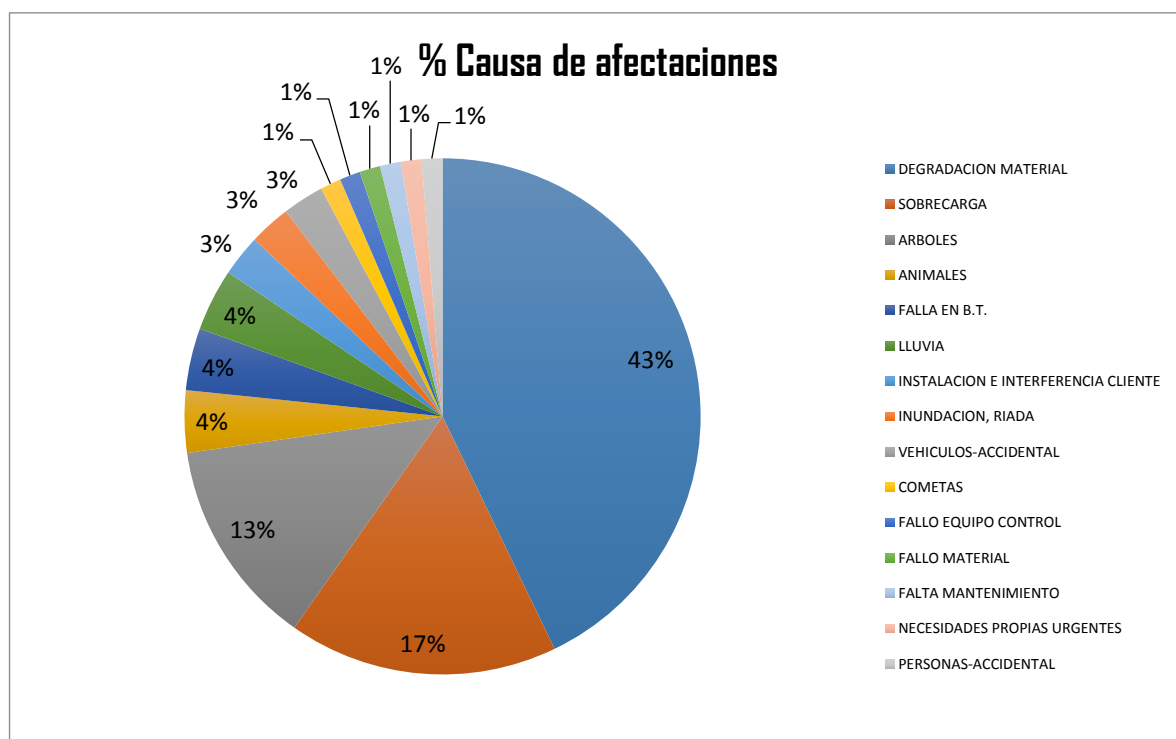


Figura 5. Porcentaje de afectaciones según causa sobre el circuito de distribución MT.

ANEXO B

RESULTADO DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD, PROBABILIDAD E IMPACTO

TABLA XI. INDICADORES PROPIOS.

TRAMO	IMPACTO				PROBABILIDAD							
					LONGITUD				REAL			
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS
Tramo 0	1,00	0,14	0,14	280,73	3,51	0,49	0,14	986,64	0,00	0,00	0,00	0,00
Tramo 1	1,00	0,13	0,13	263,16	1,76	0,23	0,13	464,40	2,00	0,18	0,09	344,93
Tramo 2	0,97	1,83	1,89	3595,97	2,38	4,49	1,89	8815,07	2,92	2,49	0,85	5483,18
Tramo 3	0,76	1,44	1,91	2991,80	1,42	2,70	1,91	5602,44	1,01	1,59	1,53	3284,59
Tramo 4	0,76	0,75	0,99	1681,33	0,65	0,64	0,99	1435,85	0,63	0,28	0,45	602,99
Tramo 5	0,22	0,40	1,80	871,94	0,26	0,47	1,80	1018,72	0,34	0,10	0,31	221,62
Tramo 6	0,22	0,31	1,37	657,16	0,24	0,32	1,37	695,97	0,30	0,22	0,74	485,30
Tramo 7	0,29	0,52	1,80	938,22	0,40	0,72	1,80	1288,57	0,05	0,07	1,43	124,09
Tramo 8	0,24	0,43	1,80	753,14	0,50	0,90	1,80	1588,14	0,63	0,13	0,20	221,98

TABLA XII. TRAMOS DE MAYOR IMPACTO EN CALIDAD DEL SERVICIO.

TRAMO	IMPACTO				PROBABILIDAD								MATRIZ DE PRIORIZACIÓN		
					LONGITUD				REAL				Impacto	Probabilidad	Selección
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS			
Tramo 0	18,3%	2,3%	1,2%	2,3%	31,6%	4,5%	1,2%	4,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	15,1%	13,1%	14,1%
Tramo 1	18,3%	2,2%	1,1%	2,2%	15,9%	2,1%	1,1%	2,1%	25,4%	3,5%	1,6%	3,2%	15,1%	17,1%	16,1%
Tramo 2	17,8%	30,8%	16,0%	29,9%	21,4%	41,0%	16,0%	40,3%	37,0%	49,6%	15,2%	50,9%	20,3%	32,5%	26,4%
Tramo 3	13,9%	24,2%	16,1%	24,9%	12,7%	24,6%	16,1%	25,6%	12,8%	30,9%	27,4%	30,5%	16,0%	15,8%	15,9%
Tramo 4	13,9%	12,6%	8,4%	14,0%	5,8%	5,8%	8,4%	6,6%	8,0%	5,6%	8,0%	5,6%	13,7%	6,7%	10,2%
Tramo 5	4,1%	6,8%	15,2%	7,2%	2,4%	4,3%	15,2%	4,7%	4,3%	2,0%	5,4%	2,1%	4,7%	3,3%	4,0%
Tramo 6	4,1%	5,1%	11,6%	5,5%	2,1%	3,0%	11,6%	3,2%	3,8%	4,4%	13,3%	4,5%	4,3%	3,1%	3,7%
Tramo 7	5,3%	8,8%	15,2%	7,8%	3,6%	6,5%	15,2%	5,9%	0,6%	1,4%	25,5%	1,2%	5,9%	2,4%	4,2%
Tramo 8	4,3%	7,2%	15,2%	6,3%	4,5%	8,2%	15,2%	7,3%	8,0%	2,5%	3,6%	2,1%	4,8%	6,0%	5,4%

TABLA XIII. INDICADORES EXTERNOS.

TRAMO	IMPACTO				PROBABILIDAD							
					LONGITUD				REAL			
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS
Tramo 0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tramo 1	0,06	0,11	1,95	230,01	0,15	0,29	2,00	622,50	0,06	0,01	0,26	31,04
Tramo 2	0,65	0,42	0,66	652,61	1,66	1,04	0,63	1610,16	1,08	0,21	0,19	320,00
Tramo 3	0,74	0,71	0,96	1437,30	1,55	1,35	0,87	2726,60	1,07	0,50	0,47	1008,33
Tramo 4	0,47	0,57	1,22	1542,56	0,98	1,02	1,04	2758,27	0,67	0,89	1,33	2411,36
Tramo 5	0,89	1,13	1,27	2496,68	1,61	1,79	1,11	3940,72	1,27	1,44	1,13	3176,05
Tramo 6	0,68	0,94	1,38	1976,70	1,23	1,45	1,17	3038,68	0,97	1,01	1,04	2133,42
Tramo 7	0,32	0,30	0,94	580,84	0,62	0,57	0,91	1106,81	0,39	0,15	0,38	289,29
Tramo 8	1,66	1,77	1,06	3116,74	3,31	3,46	1,04	6092,07	2,37	0,79	0,33	1399,18

TABLA XIV. TRAMOS CON MALA CALIDAD DEL SERVICIO.

TRAMO	IMPACTO				PROBABILIDAD								MATRIZ DE PRIORIZACIÓN		
					LONGITUD				REAL				Impacto	Probabilidad	Selección
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS			
Tramo 0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tramo 1	1,0%	1,8%	20,6%	1,9%	1,3%	2,7%	22,8%	2,8%	0,7%	0,3%	5,1%	0,3%	1,2%	1,1%	1,2%
Tramo 2	11,8%	7,1%	6,9%	5,4%	15,0%	9,5%	7,2%	7,4%	13,7%	4,1%	3,7%	3,0%	10,7%	12,6%	11,7%
Tramo 3	13,6%	12,0%	10,2%	11,9%	14,0%	12,3%	9,9%	12,5%	13,5%	10,0%	9,1%	9,4%	13,3%	13,2%	13,2%
Tramo 4	8,6%	9,6%	12,9%	12,8%	8,8%	9,3%	11,8%	12,6%	8,5%	17,8%	25,8%	22,4%	9,1%	10,0%	9,6%
Tramo 5	16,3%	19,0%	13,5%	20,7%	14,5%	16,3%	12,6%	18,0%	16,2%	28,8%	22,0%	29,5%	17,0%	16,9%	17,0%
Tramo 6	12,5%	15,8%	14,6%	16,4%	11,1%	13,2%	13,4%	13,9%	12,3%	20,2%	20,3%	19,8%	13,2%	12,7%	13,0%
Tramo 7	5,8%	5,0%	10,0%	4,8%	5,6%	5,2%	10,4%	5,1%	4,9%	3,0%	7,5%	2,7%	5,6%	5,0%	5,3%
Tramo 8	30,4%	29,7%	11,3%	25,9%	29,7%	31,5%	11,9%	27,8%	30,1%	15,8%	6,5%	13,0%	29,9%	28,4%	29,1%

ANEXO C
DATOS DE CARGABILIDAD Y PERFILES DE TENSION SIMULADOS EN
DIgSILENT PowerFactory®

ID_CARTO	TRAMO	%CARGA	TENSION	ID_CARTO	TRAMO	%CARGA	TENSION	ID_CARTO	TRAMO	%CARGA	TENSION
1667121,00	TRAMO 0	0,00	0,978	41228905	TRAMO 0	0,62	0,965	41229341	TRAMO 1	4,40	0,966
2212402,00	TRAMO 0	0,74	0,972	41228911	TRAMO 0	0,41	0,965	41229347	TRAMO 1	32,22	0,971
2362336	TRAMO 0	0,00	0,965	41228923	TRAMO 0	0,41	0,965	41229353	TRAMO 1	31,40	0,970
31621027	TRAMO 0	1,13	0,972	41228935	TRAMO 0	0,41	0,965	41229359	TRAMO 1	5,22	0,966
31621038	TRAMO 0	1,36	0,972	41228941	TRAMO 0	12,71	0,965	41229365	TRAMO 1	5,77	0,966
31621049	TRAMO 0	1,13	0,972	41228947	TRAMO 0	1,85	0,965	41229371	TRAMO 1	16,58	0,965
37764242	TRAMO 0	1,09	0,972	41228959	TRAMO 0	1,44	0,965	41229377	TRAMO 1	23,17	0,966
38491649	TRAMO 0	5,34	0,976	41228965	TRAMO 0	2,26	0,965	41229383	TRAMO 1	30,57	0,967
41160015	TRAMO 0	8,10	0,976	41228977	TRAMO 0	2,67	0,965	41229389	TRAMO 1	28,93	0,969
41160099	TRAMO 0	3,01	0,976	41228983	TRAMO 0	9,16	0,965	41229395	TRAMO 2	24,27	0,967
41160105	TRAMO 0	0,34	0,976	41228989	TRAMO 0	0,55	0,965	41229401	TRAMO 2	24,82	0,967
41160111	TRAMO 0	0,34	0,976	41228995	TRAMO 0	9,70	0,965	41229407	TRAMO 2	28,10	0,969
41160177	TRAMO 0	2,22	0,976	41229001	TRAMO 0	10,25	0,965	41229413	TRAMO 2	27,56	0,968
41228623	TRAMO 0	62,11	0,999	41229007	TRAMO 0	10,80	0,965	41229419	TRAMO 2	27,01	0,968
41228629	TRAMO 0	62,11	0,999	41229013	TRAMO 0	11,35	0,965	41229425	TRAMO 2	27,01	0,968
41228635	TRAMO 0	62,11	0,999	41229019	TRAMO 0	12,18	0,965	41229431	TRAMO 2	26,46	0,967
41228641	TRAMO 0	62,11	0,998	41229025	TRAMO 0	1,03	0,965	41229437	TRAMO 2	25,91	0,967
41228647	TRAMO 0	0,85	0,971	41229031	TRAMO 0	9,71	0,965	41229443	TRAMO 2	29,75	0,970
41228659	TRAMO 0	0,88	0,970	41229037	TRAMO 0	2,47	0,966	41229449	TRAMO 2	29,75	0,969
41228689	TRAMO 0	0,64	0,972	41229043	TRAMO 0	0,83	0,966	41229455	TRAMO 2	22,35	0,966
41228713	TRAMO 0	1,53	0,971	41229049	TRAMO 0	1,65	0,966	41229461	TRAMO 2	25,37	0,967
41228719	TRAMO 0	1,02	0,966	41229055	TRAMO 0	0,55	0,966	41229467	TRAMO 2	0,97	0,975
41228725	TRAMO 0	1,10	0,966	41229061	TRAMO 0	1,10	0,966	41229473	TRAMO 2	0,00	0,972
41228731	TRAMO 0	1,53	0,966	41229067	TRAMO 0	3,57	0,966	41229479	TRAMO 2	0,64	0,973
41228737	TRAMO 0	1,53	0,966	41229073	TRAMO 0	80,69	0,978	41229485	TRAMO 2	3,11	0,972
41228743	TRAMO 0	1,02	0,966	41229079	TRAMO 0	80,69	0,978	41229491	TRAMO 2	3,68	0,972
41228749	TRAMO 0	1,53	0,966	41229102	TRAMO 0	0,00	0,983	41229497	TRAMO 2	34,80	0,972
41228755	TRAMO 0	2,04	0,966	41229108	TRAMO 0	0,00	0,983	41229503	TRAMO 2	21,81	0,972
41228761	TRAMO 0	0,55	0,967	41229114	TRAMO 0	0,65	0,981	41229509	TRAMO 2	1,13	0,972
41228767	TRAMO 0	1,02	0,967	41229120	TRAMO 1	0,00	0,983	41229515	TRAMO 2	1,98	0,972
41228773	TRAMO 0	1,02	0,967	41229126	TRAMO 1	0,00	0,983	41229521	TRAMO 2	0,00	0,972
41228779	TRAMO 0	0,97	0,972	41229132	TRAMO 1	0,00	0,983	41229527	TRAMO 2	26,47	0,972
41228791	TRAMO 0	0,57	0,970	41229138	TRAMO 1	82,71	0,980	41229533	TRAMO 2	26,91	0,972
41228803	TRAMO 0	1,53	0,966	41229144	TRAMO 1	64,59	0,972	41229539	TRAMO 2	34,80	0,972
41228809	TRAMO 0	1,02	0,966	41229150	TRAMO 1	0,97	0,972	41229545	TRAMO 2	34,80	0,972
41228815	TRAMO 0	0,97	0,971	41229156	TRAMO 1	0,85	0,971	41229551	TRAMO 2	33,04	0,971
41228821	TRAMO 0	62,11	0,997	41229162	TRAMO 1	0,97	0,971	41229557	TRAMO 2	44,05	0,976
41228827	TRAMO 0	62,11	0,997	41229168	TRAMO 1	16,15	0,972	41229563	TRAMO 2	43,44	0,975
41228833	TRAMO 0	0,00	0,972	41229174	TRAMO 1	16,15	0,972	41229569	TRAMO 2	42,42	0,974
41228839	TRAMO 0	1,52	0,975	41229180	TRAMO 1	14,45	0,971	41229575	TRAMO 2	40,80	0,973
41228845	TRAMO 0	1,13	0,970	41229186	TRAMO 1	15,30	0,971	41229581	TRAMO 2	0,26	0,977
41228851	TRAMO 0	1,02	0,965	41229192	TRAMO 1	16,15	0,972	41229587	TRAMO 2	0,87	0,976
41228857	TRAMO 0	1,02	0,965	41229198	TRAMO 1	17,00	0,972	41229593	TRAMO 2	0,00	0,972
41228869	TRAMO 0	1,02	0,965	41229204	TRAMO 1	62,11	0,999	41229599	TRAMO 2	0,54	0,977
41228875	TRAMO 0	1,13	0,970	41229210	TRAMO 1	62,11	0,998	41229605	TRAMO 2	0,49	0,972
41228881	TRAMO 0	1,02	0,965	41229216	TRAMO 1	62,11	0,998	41229611	TRAMO 2	0,41	0,974
41228887	TRAMO 0	1,01	0,973	41229222	TRAMO 1	101,27	1,000	41229617	TRAMO 2	0,82	0,970
41228893	TRAMO 0	1,54	0,965	41229228	TRAMO 1	101,27	1,000	41229623	TRAMO 2	1,53	0,970
41228899	TRAMO 0	0,41	0,965	41229234	TRAMO 1	101,27	1,000	41229629	TRAMO 2	1,53	0,971
				41229240	TRAMO 1	23,72	0,966	41229635	TRAMO 2	1,53	0,969
								41229641	TRAMO 2		
								41229647	TRAMO 2		
								41229653	TRAMO 2		
								41229659	TRAMO 2		
								41229665	TRAMO 2		
								41229671	TRAMO 2		
								41229677	TRAMO 2		
								41229683	TRAMO 2		
								41229689	TRAMO 2		
								41229695	TRAMO 2		
								41229701	TRAMO 2		

ID_CARTO	TRAMO	%CARGA	TENSION	ID_CARTO	TRAMO	%CARGA	TENSION	ID_CARTO	TRAMO	%CARGA	TENSION	ID_CARTO	TRAMO	%CARGA	TENSION
41229707	TRAMO 2	1,51	0,981	41230296	TRAMO 3	5,62	0,977	55096865	TRAMO 6	2,32	0,976	66724174	TRAMO 8	0,00	0,968
41229713	TRAMO 2	0,60	0,976	41230302	TRAMO 3	1,02	0,972	55198360	TRAMO 6	0,00	0,970	66836837	TRAMO 8	40,80	0,973
41229719	TRAMO 2	1,53	0,971	41230308	TRAMO 3	0,68	0,972	55198364	TRAMO 6	0,44	0,970	66870624	TRAMO 8	13,28	0,966
41229725	TRAMO 2	0,84	0,980	41230314	TRAMO 3	1,02	0,972	55275669	TRAMO 6	0,00	0,983	67047757	TRAMO 8	0,00	0,970
41229731	TRAMO 2	1,53	0,969	41230320	TRAMO 3	1,02	0,972	55714805	TRAMO 6	1,75	0,970	67047771	TRAMO 8	9,92	0,970
41229737	TRAMO 2	1,02	0,967	41230332	TRAMO 3	62,11	0,994	55714809	TRAMO 6	0,44	0,970	67613746	TRAMO 8	0,00	0,972
41229743	TRAMO 2	1,02	0,968	41230338	TRAMO 3	62,11	0,995	56228012	TRAMO 6	1,02	0,965	68016968	TRAMO 8	1,53	0,971
41229749	TRAMO 2	1,02	0,967	41230344	TRAMO 3	62,11	0,995	56228029	TRAMO 6	1,02	0,965	68016979	TRAMO 8	27,56	0,969
41229755	TRAMO 2	0,55	0,969	41230350	TRAMO 3	62,11	0,994	56228060	TRAMO 6	1,54	0,965	68016982	TRAMO 8	0,00	0,968
41229785	TRAMO 2	5,48	0,970	41230356	TRAMO 3	2,02	0,977	56375015	TRAMO 6	0,00	0,982	68016997	TRAMO 8	0,00	0,971
41229797	TRAMO 2	1,13	0,971	41230362	TRAMO 3	2,02	0,977	56588453	TRAMO 6	2,22	0,976	69738982	TRAMO 8	0,00	0,970
41229803	TRAMO 2	0,85	0,971	41230368	TRAMO 3	5,62	0,977	56588474	TRAMO 6	0,87	0,976	69899617	TRAMO 8	3,97	0,970
41229809	TRAMO 2	2,97	0,971	41230374	TRAMO 3	5,62	0,977	56588532	TRAMO 6	0,82	0,970	69899655	TRAMO 8	4,60	0,970
41229821	TRAMO 2	1,28	0,971	41230380	TRAMO 3	5,62	0,977	56588551	TRAMO 6	0,62	0,965	70018171	TRAMO 8	0,00	0,983
41229827	TRAMO 2	0,85	0,971	41230386	TRAMO 3	2,02	0,977	56588622	TRAMO 6	0,41	0,965	70018174	TRAMO 8	0,00	0,983
41229833	TRAMO 2	4,25	0,971	41230398	TRAMO 3	2,02	0,977	56588710	TRAMO 6	1,53	0,969	70018180	TRAMO 8	0,00	0,983
41229881	TRAMO 2	1,53	0,970	41230410	TRAMO 3	2,02	0,977	56588760	TRAMO 6	0,55	0,969	71001345	TRAMO 8	27,01	0,968
41229887	TRAMO 2	0,88	0,970	41230434	TRAMO 3	2,02	0,978	56588796	TRAMO 6	1,02	0,968	71001351	TRAMO 8	27,01	0,968
41229893	TRAMO 2	2,97	0,971	41230440	TRAMO 3	2,02	0,978	56588861	TRAMO 6	1,02	0,968	71007182	TRAMO 8	7,67	0,970
41229905	TRAMO 2	11,61	0,971	41230446	TRAMO 3	2,02	0,978	56588878	TRAMO 6	1,02	0,967	72936260	TRAMO 8	0,00	0,965
41229911	TRAMO 3	0,66	0,970	41230452	TRAMO 3	2,02	0,978	56588911	TRAMO 6	1,02	0,967	73466055	TRAMO 8	43,44	0,975
41229917	TRAMO 3	2,84	0,970	41230512	TRAMO 3	54,68	0,983	56588947	TRAMO 6	0,55	0,967	73590946	TRAMO 8	0,00	0,983
41229923	TRAMO 3	0,34	0,976	41230524	TRAMO 3	62,11	0,993	56588970	TRAMO 6	1,02	0,966	74210301	TRAMO 8	0,00	0,976
41229929	TRAMO 3	1,63	0,977	41230542	TRAMO 3	62,11	0,993	56588991	TRAMO 6	1,53	0,966	74339199	TRAMO 8	14,45	0,971
41229935	TRAMO 3	48,13	0,976	41230548	TRAMO 3	62,11	0,994	56589030	TRAMO 6	1,02	0,966	74851351	TRAMO 8	3,07	0,970
41229941	TRAMO 3	48,39	0,976	41230566	TRAMO 4	62,11	0,987	56589061	TRAMO 6	1,53	0,966	74851367	TRAMO 8	1,38	0,970
41229947	TRAMO 3	0,61	0,977	41230572	TRAMO 4	78,96	0,993	56589090	TRAMO 6	1,53	0,966	75510527	TRAMO 8	1,31	0,970
41229953	TRAMO 3	0,17	0,977	41230578	TRAMO 4	62,11	0,996	56589127	TRAMO 6	1,10	0,966	75510543	TRAMO 8	0,88	0,970
41229965	TRAMO 3	0,26	0,978	41230584	TRAMO 5	62,11	0,996	56589164	TRAMO 6	1,02	0,965	75510605	TRAMO 8	0,44	0,970
41229971	TRAMO 3	62,11	0,996	41230806	TRAMO 5	62,11	0,994	60944945	TRAMO 6	0,44	0,970	75510615	TRAMO 8	7,67	0,970
41229977	TRAMO 3	62,11	0,996	41230812	TRAMO 5	48,13	0,976	60945008	TRAMO 6	2,19	0,970	78255720	TRAMO 8	14,45	0,971
41229983	TRAMO 3	62,11	0,995	41230909	TRAMO 5	0,65	0,977	61099506	TRAMO 6	10,48	0,970				
41229989	TRAMO 3	62,11	0,995	41230928	TRAMO 5	18,13	0,972	61099538	TRAMO 6	0,57	0,970				
41230025	TRAMO 3	11,38	0,965	41445870	TRAMO 5	1,56	0,978	61841975	TRAMO 6	64,59	0,981				
41230031	TRAMO 3	11,38	0,965	41445937	TRAMO 5	0,00	0,983	61842000	TRAMO 7	58,23	0,982				
41230037	TRAMO 3	11,38	0,965	41445941	TRAMO 5	0,00	0,983	61842022	TRAMO 7	58,23	0,982				
41230043	TRAMO 3	11,38	0,965	47676289	TRAMO 5	0,00	0,983	62063618	TRAMO 7	0,90	0,976				
41230187	TRAMO 3	0,63	0,972	47951138	TRAMO 5	1,02	0,974	62063643	TRAMO 7	0,84	0,976				
41230193	TRAMO 3	0,95	0,972	47951147	TRAMO 5	43,03	0,974	62432158	TRAMO 7	0,85	0,970				
41230199	TRAMO 3	0,97	0,972	48167115	TRAMO 5	2,03	0,973	62557408	TRAMO 7	2,81	0,976				
41230211	TRAMO 3	0,65	0,970	52693640	TRAMO 5	1,71	0,970	66086584	TRAMO 7	80,69	0,978				
41230217	TRAMO 3	5,62	0,977	53356184	TRAMO 5	0,44	0,970	66086597	TRAMO 7	0,00	0,978				
41230223	TRAMO 3	5,62	0,977	53474680	TRAMO 5	0,85	0,970	66086613	TRAMO 7	80,69	0,978				
41230229	TRAMO 3	5,62	0,977	54547870	TRAMO 5	0,00	0,976	66086673	TRAMO 7	80,69	0,979				
41230235	TRAMO 3	5,62	0,977	54562692	TRAMO 5	0,44	0,970	66086684	TRAMO 7	80,69	0,978				
41230259	TRAMO 3	0,68	0,970	54562696	TRAMO 5	0,44	0,970	66690516	TRAMO 7	0,00	0,983				
41230278	TRAMO 3	0,68	0,972	55031924	TRAMO 5	57,49	0,977	66690533	TRAMO 7	54,68	0,987				
41230284	TRAMO 3	0,68	0,972	55031928	TRAMO 6	8,67	0,977	66724147	TRAMO 8	27,01	0,968				
41230290	TRAMO 3	0,68	0,972	55031941	TRAMO 6	6,03	0,976	66724161	TRAMO 8	0,00	0,968				

ANEXO D

DIAGNÓSTICOS Y MEDIDAS TÉCNICAS A IMPLEMENTAR

Al considerar los diferentes factores que intervienen en la calidad del servicio en un sistema eléctrico como los mencionados en la Tabla II, es importante plantear y estructurar estrategias que tengan en consideración aspectos de la calidad del diseño, especificaciones técnicas, construcción de las redes y labores de mantenimiento sobre las redes, con el fin de mantener o mejorar la calidad del servicio.

El presente anexo destaca y propone diagnósticos e intervenciones técnicas sobre la red eléctrica para la atención de la demanda actual, basados en la experiencia de las prácticas profesionales desarrolladas en el área de mantenimiento de redes de distribución de media tensión en una empresa distribuidora de energía en la ciudad de Bogotá D.C, la determinación de dichas técnicas y diagnósticos se determinan a partir del análisis integral mencionado en el paper, en el cual se focaliza los tramos de mayor impacto del circuito de interés y se identifican las afectaciones de mayor impacto sobre el mismo siendo ; degradación de material, sobrecarga y árboles, de las cuales se desglosan y especifican las posibles intervenciones que se presentan en la operación e intervención actual de las redes de distribución MT.

1.1 Degradación de material

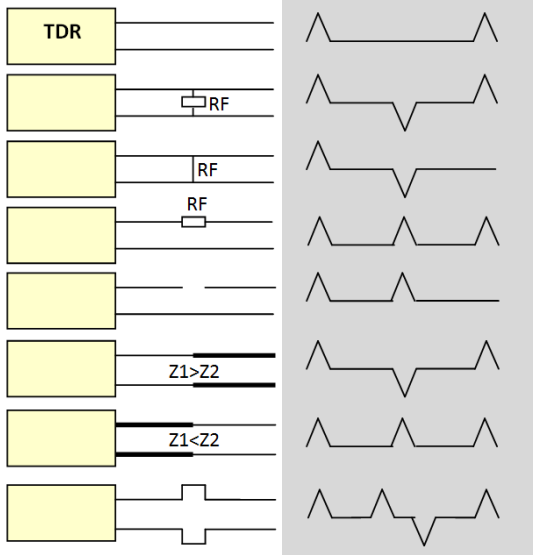
Este tipo de afectación se identificó como la causa de mayor impacto sobre el circuito de distribución analizado, dado que la degradación de los materiales en la red (aisladores, DPS, estribos, crucetas, vigas, etc.) depende de diferentes variables como factores climáticos, esfuerzos mecánicos, vida útil de los materiales, mala ejecución en la instalación, entre otros. Es importante realizar diagnósticos técnicos sobre la red el cual permita identificar y cuantificar el estado de los diferentes elementos mencionados, ya que solo la revisión visual en terreno no es suficiente para la posterior intervención en pro de la continuidad del servicio y la confiabilidad de la red.

DIAGNÓSTICO	DESCRIPCIÓN
Ultrasonido	El método de inspección de ultrasonidos es un ensayo no destructivo que permite detectar ondas sonoras por encima de los 20 kHz, es una técnica utilizada en la detección temprana y localización exacta de fallas categorizadas como efecto corona, tracking eléctrico y arco eléctrico, las cuales contribuyen en alto grado en la degradación de los elementos que componen las redes de distribución de media tensión.

DIAGNÓSTICO	DESCRIPCIÓN
	<p>Efecto Corona: cuando la tensión del campo de un conductor supera la rigidez dieléctrica del aire, se dan pequeñas corrientes que deterioran el material, las cuales emiten ruido electromagnético al ambiente y se da una importante pérdida de eficiencia en la red.</p> <p>Tracking: cuando el material ha sido deteriorado por el efecto corona se da un fenómeno conocido como tracking, el cual es la formación de pequeños caminos que generan diminutos arcos o descargas que aceleran la degradación del material.</p> <p>Descarga de Arco: En esencia es un corto circuito y el mecanismo de ionización del aire es similar al de la descarga corona, durante el tiempo de la descarga se produce una luminosidad muy intensa y un gran desprendimiento de calor, ambos fenómenos pueden ser sumamente destructivos.</p> <p>Ventajas: se puede efectuar en cualquier condición, depende de la tensión en la línea, si es oportuno el diagnostico se puede detectar fallas en una etapa temprana de la degradación, no es una prueba destructiva, se puede identificar fallas que no se identificaron en una inspección visual o con el método de termografía.</p> <p>Referencias: [6] - [7].</p>
<p>Termografía</p>	<p>Al igual que método del ultrasonido, la termografía es un método no destructivo que permite la detección de puntos calientes o deltas de tensión en los elementos de la red, debido a factores como; el tiempo, cargas elevadas o fluctuantes, vibraciones, fatiga de materiales, condiciones ambientales, malas conexiones, etc. provocando que los componentes y las superficies de contacto se vayan deteriorando, y por tanto aumentando la resistencia eléctrica.</p> <p>Este aumento de resistencia lleva consigo un aumento de la temperatura del componente que en ocasiones puede producir problemas eléctricos como cortocircuitos o fallos en la alimentación a otros sistemas, pero además puede derivar en otros riesgos como incendios o daños personales.</p> <p>Algunas de las aplicaciones de la termografía en el campo eléctrico son Estado de conexiones, bornes y aisladores. Estudio e histórico de transformadores Estado de bobinados de motores, generadores, Desequilibrio de fases, etc.</p>

DIAGNÓSTICO	DESCRIPCIÓN
	<p>Ventajas: detección de deltas de temperatura, método seguro ya que se realiza sin contacto alguno a la red.</p> <p>Desventajas: Problemas en la medición por reflejos y generadores de calor, técnica no detecta fallas por efecto corona ya que esta no genera calor, depende de la corriente o cargabilidad del sistema.</p> <p>Referencias: [8] - [9].</p>
<p>Diagnóstico a conductores</p>	<p>Dado la complejidad y la alta densidad de población en zonas urbanas, además del impacto ambiental y estético que implica la instalación de apoyos y líneas aéreas, se dispone en gran parte de la instalación de líneas subterráneas en Las zonas urbanas y a menor escala en zonas rurales, al considerar la importancia de garantizar un servicio continuo y confiable a los usuarios, es impórtate la implementación de metodologías de ensayo, diagnostico, prelocalización y localización de fallas en lo posible tempranas para poder asegurar una intervención oportuna sobre la infraestructura con la que cuenta el operador de red.</p> <p>A continuación se nombran algunas tipos de pruebas implementadas en la actualidad para el diagnóstico de cables nuevos o antiguas según corresponda el caso ya que básicamente las pruebas se pueden generalizar en destructivas y no destructivas, para el caso de cables nuevos es factible la implementación de pruebas destructivas debido a sus propiedades intactas y pruebas de tipo no destructivo para cables antiguos ya que estos seguramente presentan algún tipo de desgaste por su vida útil.</p> <p>1. Prueba de aislamiento: Para esta prueba es importante desconectar las líneas a las cuales se les va a realizar las pruebas, la prueba consiste en la implementación de una fuente de corriente continua la cual suministra una tensión entre 500V y 1000V, con el fin de medir la resistencia de aislamiento óhmica entre dos conductores (fase-puesta a tierra o fase-fase) y se clasifique el tipo de falla del cable (poco resistivo o muy resistivo), esto proporciona una información instantánea de las condiciones del cable sin largas mediciones, como si se hubiera hecho de la manera convencional, con un medidor de aislamiento. Las unidades de la medición de la resistencia de aislamiento son del orden de $k\Omega$ y $M\Omega$.</p> <p>2. Medición de resistencia: Según las condiciones de instalación de los cables subterráneos existe una gran posibilidad de que el aislamiento externo</p>

DIAGNÓSTICO	DESCRIPCIÓN
	<p>presente defectos en el mismo, lo cual permite el ingreso de agua y conduce a las interrupciones, debido al crecimiento excesivo de arborescencias acuosas. La prueba regular de la cubierta revelará esos daños y permitirá actividades de reparación antes de que pueda convertirse en un daño significativo del cable. Un cable ha pasado la prueba correctamente cuando no hay disrupción.</p> <p>2.1 Prueba con CC: Consiste en aplicar una tensión DC igual al voltaje nominal del cable y se mantiene esta tensión durante un tiempo aproximado de 2 minutos, En el desarrollo de la prueba es importante monitoreas variables como la tensión y corriente aplicada. En caso de falla de aislamiento, empalmes, codos, etc. En el sitio donde esta se encuentre ocurrirá una disrupción eléctrica, como consecuencia el voltaje caerá inmediatamente mientras la corriente aumenta, pues actúa como un circuito en corto. En caso de que el cable se encuentre en buenas condiciones, el voltaje aplicado no será lo suficientemente alto como para que ocurra una disrupción entre el interior y la pantalla.</p> <p>2.2 Prueba VLF: Es un método de ensayo AC el cual utiliza señales de corriente alterna en el rango de frecuencia de 0,01 Hz a 1 Hz. El método VLF puede aplicarse a cables mixtos con aislamiento en XLPE y EPR, el cual detecta diferentes tipos de daños, como el desarrollo de arborescencias acuosas y eléctricas que se puedan presentar en el cable debido a factores como la humedad, y la temperatura, este método, exige que la tensión de prueba sea mayor a la tensión de operación nominal, teniendo en cuenta que el voltaje de operación es de fase a neutro.</p> <p>3. Prueba TDR (Reflexión del Dominio del Tiempo): Los fallos de cables pocos resistivos se localizan usando el método de reflexión de impulso. Este método transmite pulsos de una conocida amplitud a través del cable, se basa en el hecho de que una modificación en la impedancia del cable (fallo de aislamiento, malas uniones, discontinuidades, etc.) origine una reflexión del pulso inyectado. El tamaño de la reflexión depende del tamaño de la desviación de la impedancia del cable, de la longitud del cable y la distancia al punto de fallo. El trazo registrado muestra todas las desviaciones del cable. No se muestra solamente el fallo a detectar, sino también todos los demás cambios de impedancia.</p> <p>Tiempo de propagación y distancia.</p>

DIAGNÓSTICO	DESCRIPCIÓN	
		<p>Cable sin falla</p> <p>Resistencia en paralelo</p> <p>Corto circuito</p> <p>Resistencia en serie</p> <p>Interrupción</p> <p>Cambio de impedancia</p> <p>Cambio de impedancia</p> <p>Empalme</p>
	<p>Fuente: [10].</p> <p>Referencias: [10] - [11].</p>	

Una vez identificados los elementos con afectaciones a partir de los diagnósticos mencionados para el caso de degradación de material, es importante la reposición y cambio de los mismos, para establecer medidas de mantenimiento y mantener la confiabilidad del sistema en cumplimiento con las normativas vigentes [12].

1.2 Sobrecarga

La incidencia de este tipo básicamente puede ser ocasionada por el aumento de la demanda, lo cual implica afectaciones sobre las redes de distribución al trabajar sobre sus capacidades nominales durante periodos prolongados, generando afectaciones sobre los equipos y conductores ocasionando que trabajen cerca a sus límites térmicos para los cuales están diseñados, causando fallas y salidas de los circuitos generando un gran impacto en la continuidad del servicio y por tanto en los índices de confiabilidad.

MEDIDA TÉCNICA	DESCRIPCIÓN
<p>Repotenciar líneas</p>	<p>La repotenciación de líneas es una metodología que surge por la necesidad de tener una red con capacidad de abastecer la demanda de energía sin tener que construir nuevas líneas debido a las limitaciones topológicas y de permisos legales en zonas urbanas o rurales. Los sistemas de distribución deben mantener</p>

MEDIDA TÉCNICA	DESCRIPCIÓN																																																																																																							
	<p>una confiabilidad garantizando el suministro independientemente de la demanda, Así mismo, la repotenciación evita impactos ambientales y ocasionados por la construcción de nuevos corredores.</p> <p>Esta metodología básicamente plantea el cambio de conductor existente por uno de mayor calibre con una mayor capacidad de trasporte de corriente y por ende de potencia.</p> <p>Ventajas: No es necesaria la construcción de nuevos corredores para la implementación de nuevos circuitos, restricciones en las servidumbres y los posibles inconvenientes que se pueden tener en la obtención de permisos de construcción.</p> <p style="text-align: center;">TABLA XV. CAPACIDAD DE CORRIENTE Y POTENCIA DE CONDUCTORES AÉREOS.</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">CONDUCTOR</th> <th rowspan="2">CAPACIDAD CORRIENTE [A]</th> <th colspan="3">MVA OPERACIÓN (70 %)</th> <th colspan="3">MVA OPERACIÓN (100 %)</th> </tr> <tr> <th>11,4 kV</th> <th>13,2 kV</th> <th>34,5 kV</th> <th>11,4 kV</th> <th>13,2 kV</th> <th>34,5 kV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>266,8 MCM ACSR (DESNUDO)</td> <td>448</td> <td>6,19</td> <td>7,17</td> <td>18,74</td> <td>8,85</td> <td>10,24</td> <td>26,77</td> </tr> <tr> <td>4/0 AWG ACSR (DESNUDO)</td> <td>357</td> <td>4,93</td> <td>5,71</td> <td>14,93</td> <td>7,05</td> <td>8,16</td> <td>21,33</td> </tr> <tr> <td>2/0 AGW ACSR (DESNUDO)</td> <td>273</td> <td>3,77</td> <td>4,37</td> <td>11,42</td> <td>5,39</td> <td>6,24</td> <td>16,31</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">TABLA XVI. CAPACIDAD DE CORRIENTE Y POTENCIA DE CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS.</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">CONDUCTOR</th> <th rowspan="2">CONFIGURACIÓN</th> <th rowspan="2">CAPACIDAD CORRIENTE [A]</th> <th colspan="3">MVA OPERACIÓN (70 %)</th> <th colspan="3">MVA OPERACIÓN (100 %)</th> </tr> <tr> <th>11,4 kV</th> <th>13,2 kV</th> <th>34,5 kV</th> <th>11,4 kV</th> <th>13,2 kV</th> <th>34,5 kV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">300 MCM Cu (A)</td> <td>1 Circuito</td> <td>357</td> <td>4,93</td> <td>5,71</td> <td>15</td> <td>7,05</td> <td>8,16</td> <td>21,33</td> </tr> <tr> <td>3 Circuitos</td> <td>285</td> <td>3,94</td> <td>4,56</td> <td>11,92</td> <td>5,63</td> <td>6,52</td> <td>17,03</td> </tr> <tr> <td>6 Circuitos</td> <td>227</td> <td>3,14</td> <td>3,63</td> <td>9,5</td> <td>4,48</td> <td>5,19</td> <td>13,56</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">240 mm² Al (A)</td> <td>1 Circuito</td> <td>370</td> <td>5,11</td> <td>5,92</td> <td>15,48</td> <td>7,31</td> <td>8,46</td> <td>22,11</td> </tr> <tr> <td>3 Circuitos</td> <td>290</td> <td>4,01</td> <td>4,64</td> <td>12,13</td> <td>5,73</td> <td>6,63</td> <td>17,33</td> </tr> <tr> <td>6 Circuitos</td> <td>230</td> <td>3,18</td> <td>3,68</td> <td>9,62</td> <td>4,54</td> <td>5,26</td> <td>13,74</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fuente: [5].</p> <p>Las Tablas XV y XVI hacen referencia a las capacidades de corriente y potencia de los conductores más implementadas en redes de distribución de CODENSA.</p> <p>Referencias: [13].</p>	CONDUCTOR	CAPACIDAD CORRIENTE [A]	MVA OPERACIÓN (70 %)			MVA OPERACIÓN (100 %)			11,4 kV	13,2 kV	34,5 kV	11,4 kV	13,2 kV	34,5 kV	266,8 MCM ACSR (DESNUDO)	448	6,19	7,17	18,74	8,85	10,24	26,77	4/0 AWG ACSR (DESNUDO)	357	4,93	5,71	14,93	7,05	8,16	21,33	2/0 AGW ACSR (DESNUDO)	273	3,77	4,37	11,42	5,39	6,24	16,31	CONDUCTOR	CONFIGURACIÓN	CAPACIDAD CORRIENTE [A]	MVA OPERACIÓN (70 %)			MVA OPERACIÓN (100 %)			11,4 kV	13,2 kV	34,5 kV	11,4 kV	13,2 kV	34,5 kV	300 MCM Cu (A)	1 Circuito	357	4,93	5,71	15	7,05	8,16	21,33	3 Circuitos	285	3,94	4,56	11,92	5,63	6,52	17,03	6 Circuitos	227	3,14	3,63	9,5	4,48	5,19	13,56	240 mm ² Al (A)	1 Circuito	370	5,11	5,92	15,48	7,31	8,46	22,11	3 Circuitos	290	4,01	4,64	12,13	5,73	6,63	17,33	6 Circuitos	230	3,18	3,68	9,62	4,54	5,26	13,74
CONDUCTOR	CAPACIDAD CORRIENTE [A]			MVA OPERACIÓN (70 %)			MVA OPERACIÓN (100 %)																																																																																																	
		11,4 kV	13,2 kV	34,5 kV	11,4 kV	13,2 kV	34,5 kV																																																																																																	
266,8 MCM ACSR (DESNUDO)	448	6,19	7,17	18,74	8,85	10,24	26,77																																																																																																	
4/0 AWG ACSR (DESNUDO)	357	4,93	5,71	14,93	7,05	8,16	21,33																																																																																																	
2/0 AGW ACSR (DESNUDO)	273	3,77	4,37	11,42	5,39	6,24	16,31																																																																																																	
CONDUCTOR	CONFIGURACIÓN	CAPACIDAD CORRIENTE [A]	MVA OPERACIÓN (70 %)			MVA OPERACIÓN (100 %)																																																																																																		
			11,4 kV	13,2 kV	34,5 kV	11,4 kV	13,2 kV	34,5 kV																																																																																																
300 MCM Cu (A)	1 Circuito	357	4,93	5,71	15	7,05	8,16	21,33																																																																																																
	3 Circuitos	285	3,94	4,56	11,92	5,63	6,52	17,03																																																																																																
	6 Circuitos	227	3,14	3,63	9,5	4,48	5,19	13,56																																																																																																
240 mm ² Al (A)	1 Circuito	370	5,11	5,92	15,48	7,31	8,46	22,11																																																																																																
	3 Circuitos	290	4,01	4,64	12,13	5,73	6,63	17,33																																																																																																
	6 Circuitos	230	3,18	3,68	9,62	4,54	5,26	13,74																																																																																																

1.3 Árboles

El mantenimiento forestal de las redes de distribución eléctrica es una actividad importante para asegurar el suministro del servicio de energía, además de garantizar la seguridad de las personas cercanas a la redes de distribución, este tipo de mantenimiento e intervenciones para las especies arbóreas debe considerar el impacto ambiental generado y regirse bajo el

cumplimiento de las políticas y legislaciones ambientales vigentes como lo es para el caso de Bogotá el cual debe tener el cumplimiento del Decreto 531 del 2010, A pesar de que las normas y reglamentos para el sector eléctricos proponen distancias de seguridad para mantener al margen dichas problemáticas, es difícil el cumplimiento del mismo debido las condiciones topológicas que se pueden presentar ya sea en zonas urbanas o rurales, para esto se identifica posibles medidas técnicas para la mitigación y control forestal presentes sobre las redes de distribución, considerando la demanda actual y el aprovechamiento de la infraestructura con la que cuenta el operador de red.

MEDIDA TÉCNICA	DESCRIPCIÓN
Poda de árboles	<p>La poda de árboles es una tarea delicada que exige tener precauciones adecuadas, especialmente cuando se efectúan cortes de ramas cerca de cables eléctricos aéreos y requieran la utilización de equipos y personal especializado. La poda consiste esencialmente en eliminar una parte de un árbol, o un arbusto con el fin de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Asegurar un equilibrio entre la parte aérea y el sistema radicular. • Regular el número o el desarrollo de las flores y frutos. • Modificar o controlar el tamaño y la forma de la especie. • Controlar o modificar el tamaño y la forma del árbol para conservar una distancia segura entre las líneas de energía y los árboles <p>Podas y talas se realizan con el fin de evitar suspensiones en el servicio de distribución de energía causadas por el impacto entre las ramas y las líneas, y el riesgo eléctrico que esto conlleva para la población.</p> <p>Referencias: [14] - [15].</p>
Tala de árboles	<p>Se talarán árboles que estando en el área de influencia de las redes de distribución muestren síntomas de enfermedad progresiva, muerte, grado de inclinación alto, que puedan presentar riesgo de caída sobre las redes. Además se talarán dentro del corredor de las redes especies inadecuadas de rápido crecimiento que por sus características morfológicas no se les puede dar una forma equilibrada con la poda. (Eucalipto saligna). La programación oportuna de la tala de los árboles permite prevenir la calidad de ramas sobre las líneas, ocasionando un mayor problema.</p> <p>Referencias: [14] - [15].</p>

MEDIDA TÉCNICA	DESCRIPCIÓN
Red Tipo Hendrix	<p>Es un sistema que permite la mitigación de problemas de confiabilidad experimentados por las empresas de distribución de energía. El sistema de cable con Espaciadores puede reducir enormemente las salidas de servicio por factores climáticos, además de la gran reducción en las podas, permisos de paso más estrechos, mejora operativa en ambientes contaminados y la posibilidad de realizar líneas con vanos de mayor longitud que las convencionales.</p> <p>La resistencia y la durabilidad del sistema permiten mantener el servicio eléctrico durante condiciones adversas tales como caída de árboles o ramas, vientos fuertes y postes rotos.</p> <p>Ventajas: Reducción de costos operativos y de mantenimiento, Reduce los riesgos de accidentes del personal operativo, mejoran la calidad del servicio técnico debido a la drástica reducción de las interrupciones accidentales y cortes programados. Reducción de podas de árboles, montaje de circuitos múltiples manteniendo las alturas de los soportes convencionales, entre otros.</p> <p>Referencias: [16].</p>