

OPTIMIZACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DE INSPECCIÓN DE
CIRCUITOS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EMPRESAS
PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

EDER ALEXANDER MERCADO RODRÍGUEZ

EDISON ANDRÉS RESTREPO PÉREZ



UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
MEDELLÍN, 2019

OPTIMIZACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DE INSPECCIÓN DE
CIRCUITOS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EMPRESAS
PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

EDER ALEXANDER MERCADO RODRÍGUEZ

EDISON ANDRÉS RESTREPO PÉREZ

MONOGRAFÍA PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
GERENCIA DE MANTENIMIENTO

ASESOR

Msc. CARLOS MARIO TAMAYO D.

UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO

MEDELLÍN, 2019

CONTENIDO

	Pág.
1. RESUMEN	8
2. JUTIFICACIÓN	9
3. OBJETIVOS	10
3.1. Objetivo general	10
3.2. Objetivos específicos.	10
4. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	11
4.1. Sistema de distribución de energía eléctrica	11
4.1.1. Redes de distribución subterránea:	13
4.1.2. Redes de distribución aéreas.	14
4.1.3. Mantenimiento en el sistema de distribución de energía.	15
4.2. Optimización del mantenimiento	20
4.2.1. Criticidad de activos.	23
4.2.2. Recopilación de tareas actuales.	25
4.2.3. Análisis de los modos de falla.	27
4.2.4. Racionalización de los modos de falla.	28
4.2.5. Análisis funcional. (Opcional)	28
4.2.6. Evaluación de consecuencias.	29
4.2.7. Definición de las tareas de mantenimiento.	29
4.2.8. Revisión y Agrupación.	31
4.2.9. Aprobación e implementación.	31
4.2.10. Revisión y Actualización.	31
4.3. La confiabilidad basada en análisis de Weibull	32

4.3.1.	Análisis Weibull	32
4.3.2.	Ventajas del análisis Weibull	33
4.3.3.	Modelos matemáticos	33
4.3.4.	Modelo tasa de falla variable	34
4.3.5.	Modelo tasa de falla constante	35
4.3.6.	Gráfica de resultados.	36
5.	METODOLOGÍA	37
5.1.	Revisión de los planes de mantenimiento	37
5.2.	Definir el modelo de confiabilidad	37
5.3.	Definir los modos de falla	37
5.4.	Estimaciones	38
5.5.	Diseño de los planes de mantenimiento optimizados.	38
5.6.	Documentación y presentación de informes	38
6.	RESULTADOS	39
6.1.	Contexto operacional	39
6.1.1.	Cantidad de clientes.	40
6.1.2.	Consumo de energía.	41
6.1.3.	Longitud de red.	43
6.1.4.	Criticidad de circuitos.	44
6.2.	Revisión del plan de mantenimiento inspección de circuitos.	44
6.3.	Modelo de confiabilidad utilizado.	46
6.3.1.	Modelo Weibull con tasa de falla variable y optimización de costos.	46
6.4.	Modos de falla cubiertos por la inspección de circuitos.	49
6.5.	Consideraciones.	52

6.6.	Tiempo óptimo de inspección.	53
7.	CONCLUSIONES	56
8.	BIBLIOGRAFÍA	57
	ANEXOS A.	58
	ANEXOS B.	79

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Matriz de riesgos.	24
Tabla 2. Matriz de criticidad.	25
Tabla 3. Tareas definidas para la inspección de circuitos.	26
Tabla 4. Modos de falla de las redes de distribución	27
Tabla 5. Evaluación de consecuencia por modo de falla.	29
Tabla 6. Cantidad de circuitos por región	45
Tabla 7. Modos de falla en redes de distribución.	50
Tabla 8. Cantidad de eventos por región.	51
Tabla 9. Rendimientos de inspección de circuitos.	53
Tabla 10. Resultados optimización inspección de circuitos.	54

LISTAS DE FIGURAS.

Figura 1. Sistema eléctrico de potencia	12
Figura 2. Modos de apertura en redes de distribución	17
Figura 3. Ciclo PHVA.	18
Figura 4. Estrategias de mantenimiento.	20
Figura 5. Flujo de actividades PMO.	22
Figura 6. Pasos iniciales para la elaboración de criticidad de activos	23
Figura 7. Costos Inspección, producción y reparación.	36
Figura 8. Regiones del departamento de Antioquia.	40
Figura 9. Clientes por región.	41
Figura 10. Consumo energía en KWH/AÑO	42
Figura 11. Longitud de red por región.	43
Figura 12. Tiempo óptimo de inspección.	47
Figura 13. Intervalos óptimos de inspección	54

1. RESUMEN

Este trabajo desarrolla un plan de mantenimiento optimizado para la inspección de circuitos del sistema de distribución, evaluando el costo, riesgo y desempeño, basados en modelos de confiabilidad y la distribución Weibull, que permite incrementar la confiabilidad del sistema y brindar mayor rentabilidad al negocio. El trabajo rediseña el plan de de mantenimiento y establece nuevos intervalos o frecuencias de inspección, el recurso humano, los materiales (si es el caso), las herramientas, los costos y los modos de falla que se previenen en los activos con la ejecución de la inspección.

El desarrollo del trabajo está enmarcado en la optimización de los planes de mantenimiento preventivo en redes de distribución eléctrica, lo cual permite ser los primeros en establecer planes de mantenimiento en el grupo EPM, fundamentados en modelos matemáticos y evaluaciones estadísticas para controlar los costos del mantenimiento preventivo e identificar los modos de falla que se pueden prevenir o eliminar con la implementación de un plan de mantenimiento óptimo.

Los planes de mantenimiento actuales no están establecidos o fundamentados en una metodología que permita gestionar los activos durante su ciclo de vida.

PALABRAS CLAVES: plan de mantenimiento optimizado (PMO), redes de distribución eléctrica, Weibull, inspección, circuitos, mantenimiento preventivo.

2. JUTIFICACIÓN

Empresas Públicas de Medellín E.S.P es una empresa industrial y comercial del estado, de naturaleza pública, perteneciente al municipio de Medellín. La empresa tiene más de 60 años de historia en la prestación de servicios públicos de energía, agua y saneamiento. Entre sus negocios se encuentra la transmisión y distribución de energía eléctrica en el departamento de Antioquia con una cobertura del 16.2 % de la demanda total de Colombia. EPM realiza el mantenimiento al sistema de distribución cumpliendo el ciclo PHVA, el cual, está a cargo de la Dirección Mantenimiento Redes Distribución. La empresa tiene definido en la estructura administrativa de la Dirección Mantenimiento, los equipos de trabajo que se encargan de la planeación, la ejecución y verificación del mantenimiento, con el fin de asegurar la disponibilidad y confiabilidad del sistema de distribución local (SDL).

La Dirección Mantenimiento Redes Distribución, debe realizar una evaluación del costo, del riesgo y el desempeño de los planes de mantenimiento preventivo. Estos planes están definidos como: la inspección de circuitos de media tensión, el mantenimiento de equipos de protección y maniobra, el manejo de la vegetación y el mantenimiento de los elementos de seccionamiento (llamados cuchillas). Los planes están estructurados de acuerdo con la experiencia adquirida en el proceso y es necesario implementar una metodología de optimización que permita definir los intervalos de tiempo, la mano de obra y la duración de la ejecución contribuyendo al rendimiento financiero de la empresa y mejorando la disponibilidad y confiabilidad de los activos.

Esta monografía crea un plan de mantenimiento preventivo optimizado para la inspección de circuitos, aplicando modelos de confiabilidad con distribuciones o estimaciones estadísticas, como la distribución de Weibull. Esto incrementará la rentabilidad del negocio y contribuye al cumplimiento de los objetivos estratégicos de la organización.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo general

Elaborar el plan de mantenimiento optimizado (PMO) para la inspección de circuitos del sistema de distribución, evaluando el costo, riesgo y desempeño, basados en modelos de confiabilidad y la distribución Weibull, que permita incrementar la confiabilidad del sistema y brinde mayor rentabilidad al negocio.

3.2. Objetivos específicos.

- Determinar el modelo de confiabilidad que se debe utilizar para el plan de mantenimiento preventivo.
- Realizar estimaciones estadísticas de los modos de falla que se presentan en el sistema de distribución de acuerdo con el modelo de confiabilidad determinado.
- Establecer los intervalos del plan de mantenimiento, teniendo en cuenta el costo, el tiempo de ejecución y los recursos necesarios para su aplicación.
- Elaborar informe de indicadores de calidad y costos asociados de la ejecución del plan de mantenimiento como punto de referencia para la implementación.

4. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

4.1. Sistema de distribución de energía eléctrica

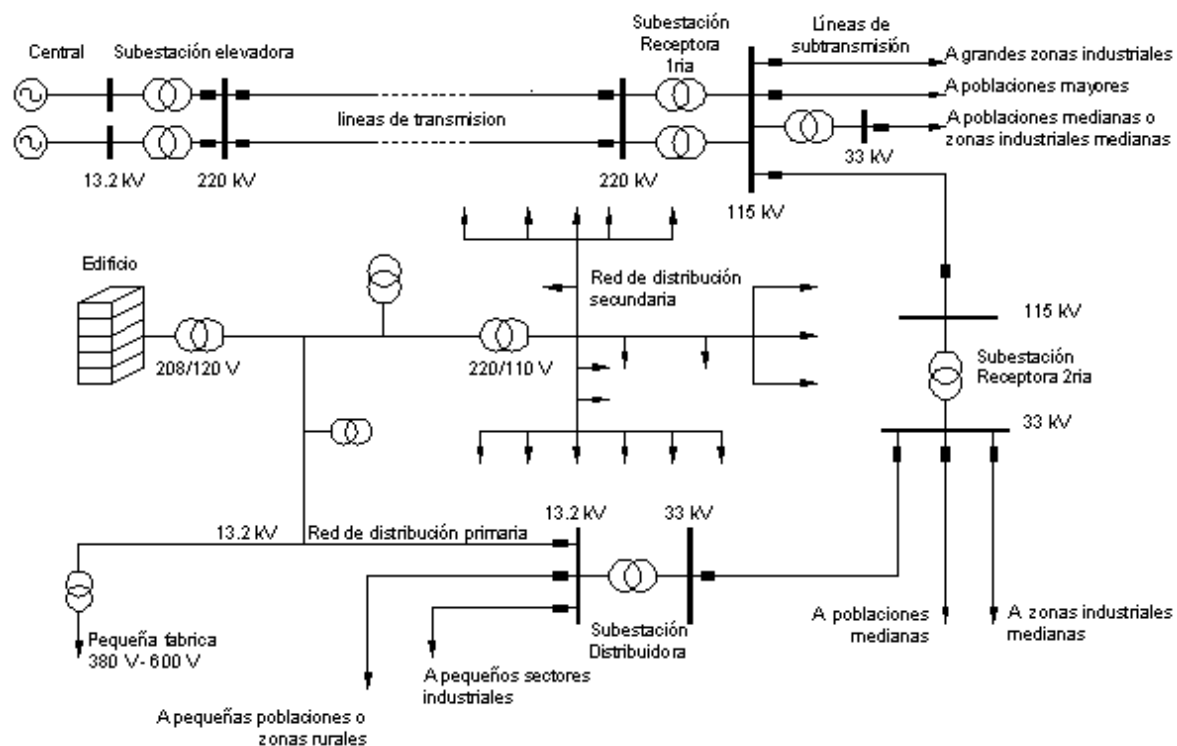
El sistema eléctrico de potencia está compuesto por 4 subsistemas que son: generación, transmisión, distribución y uso final, en su orden llevan la energía eléctrica, desde la fuente hasta los usuarios, que pueden ser industriales, comerciales o residenciales. La generación de energía eléctrica proviene del aprovechamiento de las diferentes formas de energía con las que se cuenta en el entorno, como por ejemplo la energía de la radiación solar, la energía potencial de la caída del agua o la energía térmica que genera los combustibles fósiles, etc. Las centrales de generación de energía están ubicadas en zonas lejanas o apartadas, por lo que la energía debe ser transportarla cientos de kilómetros hasta llegar a los pueblos y ciudades.

En Colombia, la tensión eléctrica generada por las centrales es de 13.200 voltios, dependiendo de la distancia que debe recorrer la energía, se eleva utilizando transformadores eléctricos a tensiones tales como 110.000, 220.000 y 500.000 voltios. Transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los centros de consumo, hace parte del subsistema transmisión de energía eléctrica. Las redes de transmisión de energía interconectan subestaciones ubicadas estratégicamente cerca de las ciudades, para suministrar la energía a los grandes consumidores.

En dichas subestaciones, se cuenta con transformadores de potencia para reducir el voltaje de alta tensión a media tensión. También las grandes ciudades pueden tener varias subestaciones interconectadas entre sí por medio de redes de subtransmisión de energía, en estos casos, los niveles de tensiones son de 34.500 y 44.000 voltios. El sistema de distribución de energía nace en las subestaciones de media tensión, las redes de 7620, 13200 y 44000 están distribuidas por toda la ciudad, suministrando energía a usuarios industriales, comerciales y residenciales.

Aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia están dedicados a la parte de distribución (gigante invisible), lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño y construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja pero de gran trascendencia.(Ramírez, 2009).

Figura 1. Sistema eléctrico de potencia



Fuente: (Ramírez, 2009)

El sistema de distribución a su vez está conformado por:

- Subestaciones receptoras secundarias: donde se transforma la energía recibida de las líneas de subtransmisión y dan origen a los circuitos de distribución primarios.
- Circuitos primarios: que recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales suministrando potencia a los transformadores de distribución a voltajes como 13.2 kV, 11.4 kV, 7620 V, etc.
- Transformadores de distribución: se conectan a un circuito primario y suministran servicio a los consumidores o abonados conectados al circuito secundario.
- Circuito secundario: encargados de distribuir la energía a los usuarios con voltajes como 120/208 - 120/240 V y en general voltajes hasta 600 V.(Ramírez, 2009).

Para llevar energía eléctrica por medio de los circuitos primarios y secundarios a los usuarios, se utilizan materiales y elementos fabricados de acuerdo con normas nacionales e internacionales para el transporte y distribución de la energía eléctrica, hay dos clases de redes de distribución de energía eléctrica que son: red de distribución energía subterránea y red de distribución de energía aérea.

4.1.1.Redes de distribución subterránea:

Son empleadas en zonas donde por razones de urbanismo, estética, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable el sistema aéreo. Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas. (Ramírez, 2009).

Las ventajas del sistema de distribución subterráneo son:

- Brindar mayor confiabilidad que la red aérea, al no estar sometido a condiciones ambientales y expuesto a elementos que pueden afectar la operación, como son las colas de cometas.
- La estética, el sistema subterráneo llega directamente a los usuarios y las subestaciones de los edificios, sin utilizar postes y cables externos que opacan la belleza del lugar.
- Más seguro que la red aérea, una de las características es que los conductores para redes subterráneas son construidos totalmente aislados, reduciendo la accidentalidad al contacto con personas, animales o cosas.

Las desventajas son:

- Altos costos, los elementos y cables para redes subterránea son más costosos que los de las redes aéreas.
- Dificultad para localizar las fallas y realizar mantenimiento a las redes.
- Está expuesto a la humedad y a los roedores.

4.1.2. Redes de distribución aéreas.

En esta modalidad, el conductor que usualmente está desnudo va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de madera o de concreto. (Ramírez, 2009).

La optimización de los planes de mantenimiento se implementará en redes de distribución aérea, por tal razón este es el enfoque de este trabajo.

Las ventajas con respecto a las redes subterráneas son:

- Menor costo en la construcción.
- Fácil detección de fallas y ejecución del mantenimiento.
- Elementos más comunes y económicos.

Las desventajas con respecto a las redes subterráneas son:

- Mayor número de fallas, al estar expuesto a condiciones atmosféricas, ambientales y elementos externos que pueden afectar la operación.
- Mal aspecto estético.
- Menor seguridad, en zonas densamente pobladas y construcciones de viviendas de forma irregular, se pueden presentar acercamientos a la red, donde pueden ocurrir accidentes a las personas.
- Más susceptible al vandalismo y hurto de energía.

Las principales partes de las redes de distribución aéreas son: postes, cables de aluminio, aisladores de porcelana y poliméricos, crucetas metálicas y en fibra de vidrio, cajas cortacircuitos, cuchillas de seccionamiento, transformadores de distribución y elementos de seccionamiento y protección.

4.1.3. Mantenimiento en el sistema de distribución de energía.

El objetivo principal de un sistema de distribución es llevar suministro de energía eléctrica a los usuarios con calidad, pero las empresas prestadoras de servicios públicos deben garantizar la sostenibilidad del negocio en el tiempo, teniendo en cuenta dentro de los balances financieros, los costos operacionales del sistema de distribución eléctrica, realizando acciones oportunas que conlleven a la estabilización del sistema y evitando sobrecostos futuros por falta de mantenimiento e inversión de la infraestructura eléctrica.

Adicional a lo anterior, los operadores de red eléctrica en Colombia están regidos por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) quienes regulan la prestación del servicio de energía y establecen lineamientos para mejorar la calidad del servicio a los usuarios. Los operadores de red (OR) se rigen en las siguientes resoluciones para garantizar la calidad de la potencia y del servicio de suministro de energía eléctrica:

- CREG 070-1998, numeral 6.2.1. “Estándares de calidad de la potencia suministrada”, modificada en la resolución CREG 024- 2005
- CREG 015-2018, numeral 5.2. “Calidad del servicio SDL”.

Fuente: (Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, 2018), (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2005)

El incumplimiento a las resoluciones descritas por parte de los OR, las deja expuestas a sanciones por parte del ente de control y al pago de compensaciones a los clientes, para evitar todo esto, los OR deben prestar el servicio de suministro de energía de acuerdo a los índices de calidad establecidos en dichas resoluciones. El mantenimiento continuo al sistema de distribución es fundamental para conservar y/o mejorar los indicadores de calidad del servicio, por tal razón los operadores de red cuentan con el departamento de mantenimiento, quien se encarga de mantener las redes de distribución eléctrica en condiciones de operación.

El objetivo del mantenimiento en las redes de distribución eléctrica es conservar la operatividad de todos los elementos de la red y propender por aumentar cada vez más la disponibilidad en el suministro de energía a los usuarios.

En las redes de distribución se realiza tres tipos de mantenimiento:

- 1) Mantenimiento correctivo: consiste en reparar los daños o fallas que se presentan en el sistema de distribución de energía y que afectan la normal operación del servicio a los clientes, para tal efecto el O.R. cuenta con cuadrillas de mantenimiento para atender de forma inmediata y en

coordinación con el centro de control, los daños presentados en la red, reestableciendo el servicio de energía a la comunidad.

Los daños que se presentan en la red son reportados por las llamadas de los usuarios al centro de llamadas del operador de red (OR), también se identifican por medio de los elementos de protección que están comunicados al sistema SCADA del centro de control. Las principales causas de aperturas o fallas que se presentan en las redes de distribución eléctrica son:

Figura 2. Principales modos de apertura en redes de distribución



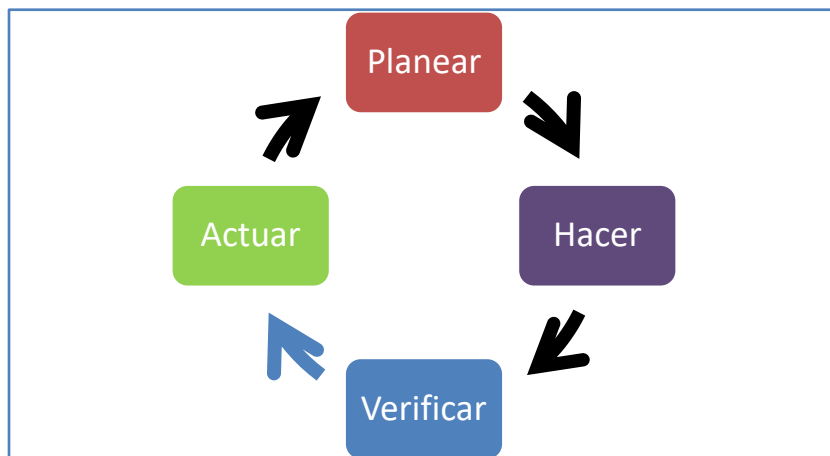
Fuente: propia.

- 2) Mantenimiento preventivo: consiste en realizar actividades rutinarias de mantenimiento que conlleven a conservar en buen estado los activos de la red de distribución y disminuir la probabilidad de daños o fallas en el sistema; permite detectar fallos repetitivos, disminuir los puntos muertos por paradas, aumentar la vida útil de los equipos, disminuir costos de reparaciones, detectar puntos débiles en las instalaciones entre una larga lista de ventajas. (Ordoñez & Nieto, 2010).

La gestión del mantenimiento en el sistema de distribución de energía se basa en el esquema PHVA, que significa planear, hacer, verificar y actuar. La implementación de esta metodología en el mantenimiento arroja como resultado una mejora continua en las redes de distribución eléctrica, que se refleja en los

niveles de confiabilidad, disponibilidad del sistema y por ende en los indicadores de calidad del servicio.

Figura 3. Ciclo PHVA.



Fuente: Propia, basada en el Ciclo PHVA de William Edwards Deming

Los mantenimientos preventivos que se implementan en las redes de distribución de energía son:

- Inspección de circuitos y elementos de red: se recorre todo el circuito realizando inspección visual, apoyado con herramientas como binóculos y cámara fotográfica, identificando elementos y conductores en mal estado o vegetación afectando las redes. Los hallazgos encontrados se les genera una O.T. para que sean corregidas.

En la inspección del circuito se verifica el estado de los elementos de red, como por ejemplo el estado de los postes, cortacircuitos, aisladores, crucetas, vientos, sistemas de puestas a tierra, transformadores, etc. También se evalúa la separación entre conductores, distancias de seguridad, se identifican condiciones de peligro y la vegetación que está en contacto con la red. Las condiciones anómalas que se encuentran en la red se reportan para luego planear las acciones a realizar.

- Inspección y mantenimiento de equipos de protección y maniobra: Esta rutina consiste en realizar actividades tales como: inspección visual y térmica de todas las partes del equipo; realizar limpieza del control; medir variables de tensión y corrientes; realizar pruebas de apertura y cierre, y dejar el equipo nuevamente operativo.

Realizar esta labor requiere personal especializado, con conocimiento y experiencia en electrónica, control automático, riesgo eléctrico y que estén certificadas en trabajo seguro en alturas.

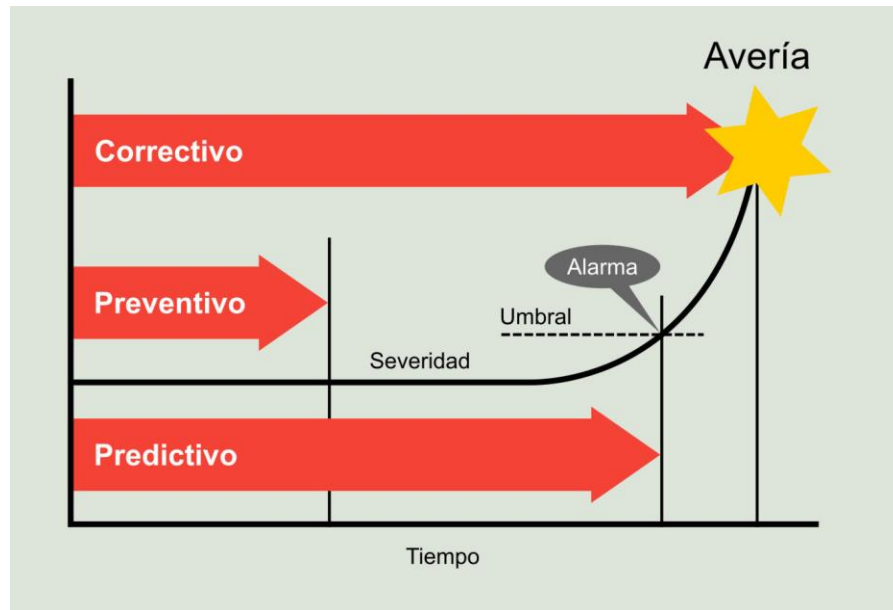
- Mantenimiento a cuchillas de seccionamiento: esta labor la realiza personal especialista en trabajos bajo tensión “línea viva” y consiste en limpiar, ajustar y lubricar las cuchillas de seccionamiento, garantizando la operatividad ante cualquier necesidad.
- Mantenimiento tipo poda: este tipo de rutinas se realiza con las cuadrillas de personal especialista en podar vegetación, recorren todo el circuito y podan los individuos arbóreos cercanos a la red, manteniendo la red despejada para evitar posibles fallas por ramas o árbol sobre la red.

En las rutinas de mantenimiento preventivo, principalmente la de inspección de circuitos, se pueden identificar elementos o condiciones anómalas que deben ser intervenidas de acuerdo con su criticidad, dichas intervenciones también hacen parte del mantenimiento preventivo, las cuales requieren de planeación y programación del mantenimiento antes de ser ejecutadas.

- 3) Mantenimiento predictivo: se realizan rutinas de inspección utilizando equipos especiales de diagnóstico, consiste en el análisis de parámetros cuya evolución permite detectar un fallo antes de que este tenga consecuencias graves. Este se utiliza para estudiar la evolución temporal de parámetros y asociarlo a la evolución de fallos, para así determinar en qué periodo de tiempo ese fallo va a tomar una relevancia importante y así poder planificar todas las

intervenciones con tiempo suficiente, para que ese fallo nunca tenga consecuencias graves.(Ordoñez & Nieto, 2010).

Figura 4. Estrategias de mantenimiento.



Fuente: (Power-mi, 2018)

Las técnicas de mantenimiento predictivo más utilizadas en las redes de distribución de energía son la termografía y el ultrasonido, la primera permite identificar puntos calientes, que se pueden interpretar como deterioro, sobrecarga o mal contacto en elementos y equipos. Con la segunda se puede detectar descargas parciales y efecto corona en aisladores, indicando que el elemento está deteriorado o contaminado y presenta fugas de corriente.

4.2. Optimización del mantenimiento

El mantenimiento del sistema de distribución local debe mejorar la confiabilidad y disponibilidad de los activos, para garantizar una prestación del servicio con calidad. Esto permite incrementar la rentabilidad del negocio de distribución de energía

eléctrica y el cumplimiento de los requerimientos regulatorios definidos en la resolución CREG 015 de 2018.

Dado lo anterior, los planes de mantenimiento deben ser optimizados con metodologías de confiabilidad basadas en estadística, teniendo en cuenta los modos de falla generados en un tiempo definido, los costos asociados a la reparación de los modos de falla y la estructura actual de los planes de mantenimiento.

La optimización del mantenimiento se basa en la aplicación de metodologías de mantenimiento de acuerdo con el contexto operacional de los activos. Adicionalmente, para optimizar el proceso de mantenimiento, es necesario que el equipo de trabajo esté comprometido con la implementación de la metodología de optimización seleccionada y debe garantizar que la información registrada en el sistema de información sea confiable.

El objetivo del proceso de mantenimiento es optimizar la frecuencia y los tiempos de cada uno de los planes actuales, de acuerdo con los costos generados y a las consecuencias de los modos de falla generados por falta de mantenimiento preventivo.

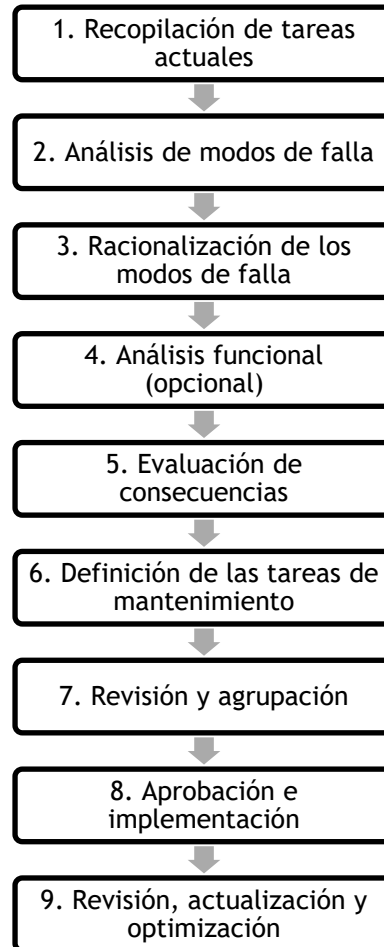
Para lograr una optimización adecuada del mantenimiento, es necesario identificar las actividades que se realizan sobre los activos del sistema de distribución, el histórico de fallas, los costos y los tiempos de reparación. En el análisis de la información obtenida, se debe identificar los modos de falla que pueden ser prevenidos con mantenimiento autónomo o por actividades definidas en cada plan.

Es importante realizar un análisis estadístico de la distribución de fallas (histórico) con el fin de evaluar la confiabilidad de los activos que componen el sistema de distribución.

El mantenimiento optimizado debe garantizar la seguridad del personal, la operación, la confiabilidad y la disponibilidad de los equipos, es decir, la optimización no debe poner en riesgo la estabilidad del sistema.

En la siguiente figura se indican los pasos que se deben seguir para aplicar el PMO.

Figura 5. Flujo de actividades PMO.



Fuente: Guía metodológica para desarrollar planes de mantenimiento. VPE Proyectos e Ingeniería, Dirección Gestión de Activos.

Previo a la implementación de cada uno de los pasos descritos en la *Figura 5*, se debe contar con la criticidad de los activos, que para el caso son los circuitos que hacen parte del sistema de distribución eléctrica. La criticidad define la priorización que se le debe dar al activo en la implementación de los planes de mantenimiento, proyectos de expansión y reposición en las redes de distribución, etc.

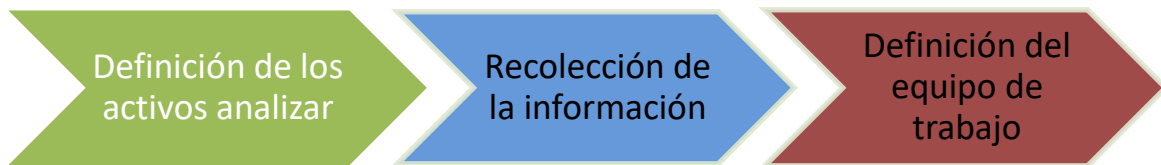
Criticidad de activos.

Establecer la criticidad de activos en las organizaciones es fundamental para conocer e identificar aquellos activos que generan mayor impacto en el negocio, y con base en este, planear las actividades en los activos que deben tener prioridad en la ejecución del mantenimiento.

El análisis de criticidad es una técnica de fácil comprensión y manejo, en la cual se establecen rangos relativos de riesgos que se representan por las probabilidades y/o frecuencias de eventos y sus consecuencias. La matriz de criticidad por su parte es una herramienta utilizada para clasificar y visualizar la criticidad, mediante la definición de categorías de consecuencia y de su probabilidad.(Sanchez, Yahir Mauricio, 2016)

Dentro de la metodología para elaborar la matriz de criticidad de activos se encuentran los siguientes pasos iniciales:

Figura 6. Pasos iniciales para la elaboración de criticidad de activos



Fuente: propia

Con el acompañamiento de la dirección gestión del riesgo se definen los objetos de impactos asociados a los objetivos de interés de la organización, también se definen las tablas de valoración de consecuencia por cada uno de los impactos definidos. Algunos de los impactos más utilizados son:

- Imagen.
- Calidad.
- Medio ambiente.

- Salud.

La base para la elaboración de la matriz de criticidad es la matriz de riesgos que se elabora con el acompañamiento de la dirección gestión del riesgo de la empresa y que utiliza para el análisis de riesgo de todos los procesos. La imagen ilustra un ejemplo de matriz de riesgos.

Tabla 1. Matriz de riesgos.

MATRIZ DE RIESGOS					
PROBABILIDAD		CONSECUENCIA			
		Menor	moderado	peligroso	Catastrofico
		1	2	3	4
Muy Alta	4	4	8	12	16
Alta	3	3	6	9	12
Medio	2	2	4	6	8
Bajo	1	1	2	3	4

Fuente: Propia

Para obtener el valor de criticidad para cada activo, se carga en la casilla de cada objeto de impacto, los valores definidos en el análisis de probabilidad y consecuencia para cada activo. Estos valores automáticamente se calculan en la plantilla para cada objeto de impacto según la fórmula de criticidad;

Criticidad= (Consecuencia valorada en cada objeto de impacto) x Probabilidad de falla)

El nivel de criticidad en el cual se encuentra categorizado el activo está dado por el resultado más alto entre los cinco impactos evaluados por el grado de criticidad resultante es un nivel cualitativo con definiciones (Bajo, Medio, Alto y Muy Alto).

Los activos con resultados Alto y Muy Alto, deben ser considerados para a una posterior evaluación y planificación de controles que permitan disminuir esta criticidad alcanzada.

Adicionalmente, se calcula el índice de criticidad, cuyo resultado está dado por el producto entre la suma del valor de la consecuencia alcanzada en cada impacto por el valor de la probabilidad/ frecuencia de ocurrencia de la falla. Esto permite jerarquizar los activos para priorizar la atención.(Sánchez, Yahir Mauricio, 2016)

Índice de Criticidad= (\sum Consecuencia valorada en cada objeto de impacto) x Probabilidad de falla)

En el sistema de distribución de energía los activos son las redes, los elementos y equipos que la integran como transformadores, cortacircuitos, DPS, reconectores, etc. Con la probabilidad (frecuencia de fallas) y la consecuencia de cada falla, se elabora la matriz de criticidad. De esta forma se puede identificar los activos más críticos.

Tabla 2. Matriz de criticidad.

No. Circuito	CALIDAD			IMAGEN			FINANCIERO			CRITICIDAD TOTAL
	Prob.	Cons.	Total	Prob.	Cons.	Total	Prob.	Cons.	Total	
Circuito-01	4	2	8	1	3	3	2	3	6	17
Circuito-02	3	2	6	2	4	8	4	4	16	30
Circuito-03	2	1	2	3	2	6	3	1	3	11
Circuito-04	2	2	4	4	4	16	1	4	4	24
Circuito-05	2	3	6	2	1	2	2	2	4	12
Circuito-06	3	4	12	3	3	9	3	4	12	33

Fuente: Propia.

4.2.1. Recopilación de tareas actuales.

Inicia recopilando o documentando el programa de mantenimiento existente (formal o informal) y subiéndolo a una base de datos. Es importante entender que el

mantenimiento lo realiza un grupo amplio de personas, incluyendo los operadores. También es muy importante entender que en la mayoría de las organizaciones el PM se hace por iniciativa propia de los técnicos o de los operadores y no existe documentación formal; cuando esta situación se presenta simplemente se debe documentar lo que el personal ya ha estado haciendo.

Es muy común que las organizaciones de mantenimiento tengan algún tipo de PM, ya sea formal o informal; es raro encontrar organizaciones que no tengan ningún tipo de PM. (Reliabilityweb, n.d.)

Los operadores de red (OR) han implementado planes de mantenimiento (PM) en las redes de distribución eléctrica, estimando recurso y frecuencias con base en la experiencia, Dentro de las tareas o actividades que se realizan en la inspección de circuitos están:

Tabla 3. Tareas definidas para la inspección de circuitos.

RESPONSABLE	TAREA	FRECUENCIA
Electricista	Verificar estado los postes, ya sean de concreto, madera o fibra de vidrio.	ANUAL
Electricista	Verificar estado de aisladores de porcelana y poliméricos.	ANUAL
Electricista	Identificar si las redes cuentan con sistemas de puestas a tierra.	ANUAL
Electricista	Identificar vegetación en cercana o en contacto con la red.	ANUAL
Electricista	Verificar estado de los conductores. Análisis Funcional.	ANUAL
Electricista	Validar estado de Aisladeros o cortacircuitos.	ANUAL
Electricista	Identificar condiciones de peligro en las redes por violación a las distancias de seguridad.	ANUAL

Fuente: Propia

4.2.2. Análisis de los modos de falla (FMA)

En este paso se debe involucrar a todo el personal de la planta, se trabajará en equipos multidisciplinarios quienes se encargarán de identificar para qué modos de falla están enfocadas las tareas de mantenimiento.(Reliabilityweb, n.d.)

La inspección visual de circuitos es una actividad preventiva, donde se pueden evidenciar puntos de potenciales falla en el sistema, pero no todos. Por eso es importante realizar un análisis de todos los modos de falla que se presentan en las redes y extraer aquellos que se pueden identificar con la inspección visual de circuitos.

A continuación, se listan algunos de los modos de falla que se pueden detectar con la inspección:

Tabla 4. Modos de falla de las redes de distribución

TAREA	MODOS DE FALLA
Verificar estado de los conductores.	Apertura por línea primaria rota.
Identificar vegetación cercana o en contacto con la red.	Apertura por rama o árbol sobre la red.
Validar estado de Aisladeros o cortacircuitos.	Apertura por falla en elemento de red.
Verificar estado de aisladores de porcelana y polimericos	Apertura por falla en elemento de red.
Verificar estado de postes de concreto,madera o metálicos.	Apertura por falla en elemento de red.
Identificar presencia de animales en las redes.	Apertura por fauna sobre la red.
Identificar si las redes cuentan con sistemas de puestas a tierra.	Apertura por condiciones atmosféricas

Fuente: Propia.

A continuación, se lista algunos de los modos de falla que no se pueden detectar con la inspección:

- Apertura por fuerza mayor.
- Apertura por terceros.
- Apertura por condiciones atmosféricas.
- Apertura por falla en comunicaciones.

4.2.3. Racionalización de los modos de falla.

Ordenando la información por modos de falla hace más fácil la identificación de duplicación de tareas. La duplicación de tareas se presenta cuando al mismo modo de falla se le aplican varias rutinas del PM por parte de las diferentes especialidades, por parte de los operadores y por parte de los especialistas de monitoreo.

En este paso el equipo de trabajo revisa los modos de falla resultado del FMA y agrega aquellos modos de falla faltantes. La lista de los modos se elabora con base en el historial de fallas, documentación técnica (usualmente diagramas de tubería e instrumentación (P&IDs)) o simplemente con la experiencia del equipo de trabajo. (Reliabilityweb, n.d.)

La actividad consiste en agrupar y clasificar los modos de falla que se presentan en las redes de distribución y calcular la frecuencia de los eventos en un periodo de tiempo dado. Identificar las tareas que le apuntan a los modos de falla, con el fin de identificar tareas de la inspección que se repiten y eliminarlas, así se optimiza tiempo y recurso al realizar las tareas de mantenimiento.

4.2.4. Análisis funcional. (Opcional)

La aplicación de la metodología debe iniciar con este paso para aquellos activos para los que no se hayan definido todavía tareas de mantenimiento y para los que además no existe un activo de la misma Familia-Clase-Tipo con un análisis previo que pueda servir como base.

En los casos en donde los activos cuentan con planes de mantenimiento, el análisis funcional no se hace necesario pues los modos de falla ya fueron establecidos en una etapa previa del análisis.

Para llevar a cabo este paso, se debe identificar la función principal de cada uno de los componentes del equipo (activo). Luego se debe determinar la falla funcional de cada componente, que puede ser la pérdida total (negación de la función) o la pérdida parcial de la función establecida para el componente. Una vez se

determinan las fallas funcionales, se procede a describir los modos de falla que podrían hacer posible la falla funcional planteada.(Dirección Gestión de Activos, n.d.)

4.2.5. Evaluación de consecuencias.

Cada modo de falla del activo deber ser analizado para determinar si la falla correspondiente es una falla oculta o una falla evidente y para definir la consecuencia de la falla (si esta llegara a ocurrir), con lo cual se identifica si la consecuencia sería de tipo operacional, ambiental, en la seguridad o no operacional. (Dirección Gestión de Activos, n.d.)

Para la evaluación de consecuencias de las fallas que se presentan en las redes de distribución debe tenerse en cuenta la matriz de riesgo definida por la organización y establecer un criterio para asociarlo a cada modo de falla, con esta metodología podemos clasificar las consecuencias de cada modo de falla.

Tabla 5. Evaluación de consecuencia por modo de falla.

ITEM	MODOS DE FALLA	CONSECUENCIA
1	Apertura por línea primaria rota.	ALTA
2	Apertura por rama o árbol sobre la red.	ALTA
3	Apertura por falla en elemento de red.	MEDIA
6	Apertura por fauna sobre la red.	MEDIA
7	Apertura por condiciones atmosféricas	MEDIA

Fuente: Propia

4.2.6. Definición de las tareas de mantenimiento.

En este Paso, cada modo de falla es analizado bajo los principios del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) y se establecen las políticas nuevas o revisadas de mantenimiento haciendo evidente lo siguiente:

Los elementos del programa actual de mantenimiento que son costo-efectivos y los que no lo son, estos últimos deben eliminarse,

- Qué tareas serían más efectivas y menos costosas si fueran basadas en condición, en lugar de llevarlas a falla y viceversa,
- Qué tareas no aportan beneficios y deben ser eliminadas del programa,
- Qué tareas serían más efectivas si se realizaran bajo diferentes rutinas,
- Qué fallas se manejarían mejor por medio del uso de tecnología avanzada o simple,
- Qué tipo de información se debe recolectar para predecir mejor el comportamiento del equipo durante su ciclo de vida, y
- Qué fallas se deben eliminar con la ayuda de un Análisis de Causa Raíz (RCA).(Reliabilityweb, n.d.)

La actividad de inspección en redes de distribución permite agrupar las tareas definidas para ejecutarlas todas en la rutina establecida, de tal forma que el inspector va realizando el recorrido por donde van las redes, observando todos los elementos de red y realizando la inspección de acuerdo con las tareas definidas.

En las inspecciones de circuito se detectan condiciones anómalas en las redes que requieren un análisis detallado para determinar las acciones a realizar, esto se puede presentar por ejemplo en barrios subnormales de la ciudad o en zonas donde hay mucha vegetación. Para este tipo de casos se reprograma una visita puntual al lugar detectado, con elementos de apoyo que ayuden a encontrar la solución al problema.

Es importante realizar un análisis del circuito previo al inicio de la rutina de inspección, donde con herramientas tecnológicas se pueden identificar puntos críticos en los circuitos, para que el inspector realice un análisis detallado en dicho punto y proponer acciones de mejora que aporten a la confiabilidad del sistema.

4.2.7. Revisión y Agrupación.

Una vez el análisis de las tareas haya finalizado, el equipo de trabajo establece el método más eficiente y efectivo para administrar el mantenimiento de los activos teniendo en cuenta limitantes de producción y otros. En este paso es posible que haya transferencia de responsabilidades en la ejecución de las tareas de PM entre los especialistas de mantenimiento y los operadores para lograr eficiencia y ganancias en producción. (Reliabilityweb, n.d.)

Para realizar la inspección de circuitos en las redes de distribución se requiere personal con formación en electricidad, lo que hace práctica la agrupación de tareas que se deben realizar en cada rutina.

Las tareas de inspección de circuitos pueden ser ejecutadas por una sola persona competente para realizarla. En zonas rurales por situaciones de seguridad y salud en el trabajo, se requieren dos personas competentes.

4.2.8. Aprobación e implementación.

Una vez se ha aprobado el programa, inicia la etapa más importante, su implementación. La implementación es la etapa que consume más tiempo y en que se pueden presentar más dificultades. Es importante ejercer liderazgo y estar atento a los detalles para hacer de la implementación un éxito.

Las dificultades en la implementación se incrementan considerablemente en organizaciones que cuentan con muchos turnos y en aquellas organizaciones conservadoras. (Reliabilityweb, n.d.)

4.2.9. Revisión y Actualización.

La revisión y actualización del Plan de Mantenimiento debe realizarse cada vez que se generen cambios en los activos o en su contexto operacional o cada vez que se presenten desviaciones en el cumplimiento de los objetivos de la gestión de activos.

Durante esta revisión se deberán considerar y evaluar los resultados de la ejecución del Plan de Mantenimiento, el desempeño de los activos, la aparición de nuevos modos de falla producto del cambio en el contexto operacional de los activos, la implementación de nuevas tecnologías en la ejecución, entre otras situaciones que modifiquen las condiciones de análisis bajo las cuales se generó el Plan. (Sanchez, Yahir Mauricio, 2016)

4.3. La confiabilidad basada en análisis de Weibull

El análisis de confiabilidad, basado en la distribución de Weibull, depende del histórico de fallas generadas en el Sistema de Distribución Local. Los datos de fallas deben ser tomados por un periodo tiempo que permita realizar una distribución estadística para identificar los modos de falla que ocurren con mayor frecuencia.

4.3.1. Análisis Weibull

El análisis Weibull o también llamada distribución Weibull, fue publicada en 1951 por Waloddi Weibull, quien indicó que su familia de distribuciones estadísticas se puede aplicar a la solución de diferentes problemas.

Con el paso del tiempo, se logró demostrar que el planteamiento de Weibull era correcto con grandes aplicaciones en la industria aeroespacial. Inicialmente, cuando él publicó su familia de distribución de datos, no fue aceptada y tuvo gran escepticismo hasta la década de 1960.

En la industria de la aeronáutica se ha logrado aplicar la distribución Weibull a través de métodos que fueron desarrollados por la carencia de una referencia estándar. La distribución Weibull es la metodología más usada en la industria para optimizar el mantenimiento planeado, debido a que se puede aplicar a diferentes contextos operacionales con problemas distintos por resolver.

4.3.2. Ventajas del análisis Weibull

A continuación, se relacionan las ventajas de utilizar la distribución Weibull para realizar análisis de confiabilidad y aplicar la metodología en la optimización del mantenimiento preventivo.

- La interpretación de los resultados se da mediante una gráfica simple.
- La distribución se puede aplicar con deficiencia en los datos.
- Es la distribución más utilizada para realizar análisis de falla, por lo cual, proporciona credibilidad en confianza en los resultados obtenidos.
- Permite combinar los costos totales del mantenimiento con las fallas generadas en el sistema.
- Permite predecir la cantidad de fallas que pueden ocurrir en un periodo de tiempo.
- Permite evaluar los planes de mantenimiento para proponer cambios en caso de ser necesario.

Dependiendo el contexto operacional del mantenimiento de los activos, se pueden identificar ventajas diferentes a las descritas. En general, la distribución Weibull permite su aplicación, incluso en evaluaciones que contienen poca información, pero se requieren mínimo siete datos para aplicar la metodología.

4.3.3. Modelos matemáticos

En las siguientes imágenes se muestran los modelos matemáticos que pueden ser aplicados para una tasa de falla variable y para una de falla constante.

Los modelos matemáticos son tomados del modelamiento de costos para circuitos de distribución desarrollado por la empresa MASA (Mecánicos Asociados S.A) para EPM.

Generalidades.

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad MTTR = \frac{1}{\mu} \quad MTTI = \frac{1}{i} \quad tn = \frac{1}{n}$$

Donde:

MTTF: Tiempo medio hasta la falla.
 MTTR: Tiempo medio para restablecer.
 MTTI: Tiempo medio para inspeccionar
 μ : Tasa de servicio (intervenciones/ut).

λ (Lambda): Tasa de fallas (fallas/ut).
 n: Tasa de inspecciones (Inspecciones/ut).
 I: Costo de inspección.

4.3.4. Modelo tasa de falla variable

Teniendo en cuenta que los modos de falla en un circuito de distribución pueden ser variables de acuerdo con la zona geográfica, al ambiente, al estado actual de los activos, etc. Se plantea la siguiente ecuación para determinar por medio de análisis Weibull los intervalos óptimos para inspeccionar circuitos.

$$H(t) = \int_0^T \lambda(n, t) dt \quad \eta = \alpha * n \quad \bar{\lambda}(T, n) = \frac{\int_0^T \lambda(n, t) dt}{T} = \frac{1}{T} \left(\frac{T}{\alpha * n} \right)^\beta$$

$$C(n) = \frac{V * \bar{\lambda}(T, n)}{\mu} + \frac{R * \bar{\lambda}(T, n)}{\mu} + \frac{V * n}{i} + \frac{I * n}{i}$$

Ecuación 1.

$$\frac{\partial Cn}{\partial n} = 0 \rightarrow n^* = \left(\frac{\beta}{T} \left(\frac{T}{\alpha} \right)^\beta \left(\frac{i}{\mu} \right) \left(\frac{V+R}{V+I} \right) \right)^{\frac{1}{\beta+1}} = \left(\frac{\beta}{T} \left(\frac{T}{\alpha} \right)^\beta \left(\frac{(V * MMTRs * Z) + (R * MTTRp * Y)}{I * MTTI} \right) \right)^{\frac{1}{\beta+1}}$$

$$C(n) = \left[\frac{1}{T} \left(\frac{T * tn}{\alpha} \right)^\beta [(V * MTTRs * Z) + (R * MTTRp * Y)] \right] + \left[\frac{I * MTTI}{tn} \right]$$

Fuente: (Mantener & J, 2005)

4.3.5. Modelo tasa de falla constante

El modelo matemático para una tasa de falla constante puede ser planteado para determinar los intervalos óptimos de los planes de mantenimiento preventivo para el manejo de la vegetación (poda), mantenimiento preventivo de elementos de seccionamiento (cuchillas) o equipos de protección y maniobra. En caso de no poder aplicar este modelo matemático, se deberá realizar un análisis cualitativo basado en la criticidad de los activos, en los modos de falla, en el contexto operacional y en los costos de las actividades planteadas en cada plan de mantenimiento.

$$\lambda(n) = \frac{K}{n} \quad C(n) = \frac{V * l(n)}{\mu} + \frac{R * l(n)}{\mu} + \frac{V * n}{i} + \frac{I * n}{i}$$

Ecuación 2.

$$C(tn) = \left[K * tn \left((V * MTTRs * Z) + (R * MTTRp * Y) \right) \right] + \left[\frac{I * MTTI}{tn} \right]$$

Costo Total \$/h
Costo Producción y Reparación \$/h
Costo Inspección \$/h

$$\frac{\partial Cn}{\partial n} = 0 \rightarrow n^* = \sqrt[2]{\frac{i * K (V + R)}{\mu (V + I)}} = \sqrt[2]{\frac{K * [(V * MTTRs * Z) + (R * MTTRp * Y)]}{I * MTTI}}$$

Donde:

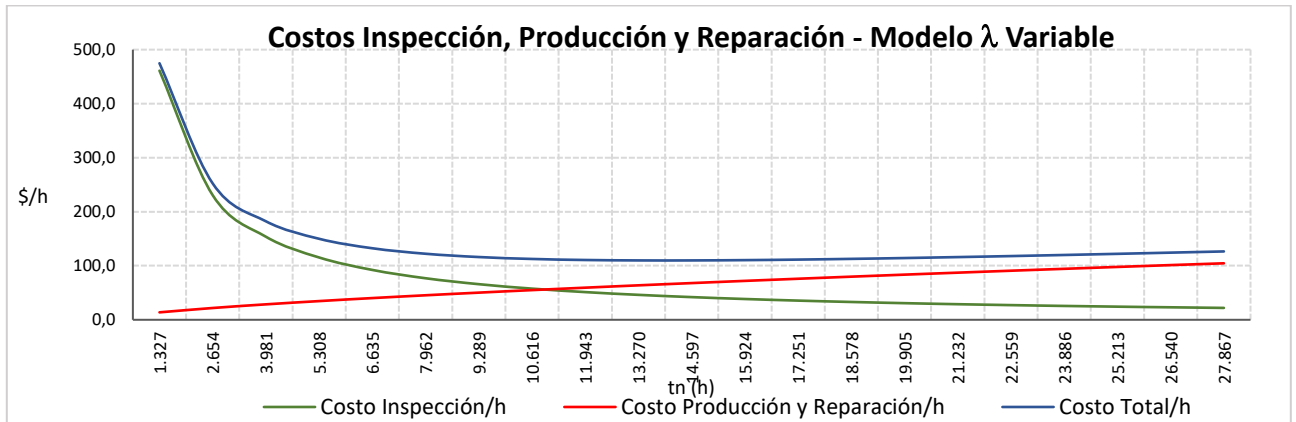
I: Costo de inspección
 R: Costo de reparación
 Y: Porcentaje de eventos cubiertos por el modo de falla seleccionado
 MTTI: Tiempo medio para inspeccionar
 MTTRs: Tiempo medio para restablecer
 MTTRp: Tiempo medio para reparar
 V: Costo de producción/h.
 Z: Porcentaje de afectación de producción.
 tnPMA: Intervalo Inspección (h).
 MTTF: Tiempo medio hasta la falla.
 β (Beta): Factor de forma.
 η (Eta): Vida característica.

R²: Coeficiente de determinación.
 μ: Tasa de servicio (intervenciones/ut).
 λ (Lambda): Tasa de fallas (fallas/ut).
 n: Tasa de inspecciones (Inspecciones/ut).
 Ut: Unidad de tiempo.
 tn: Intervalo de inspección.
 tn*: Intervalo óptimo de inspección.
 α: Constante de relación de η y n.
 T: Horizonte de estudio (h).
 n*: Tasa de inspecciones óptima (inspecciones/h).
 K: Constante de relación de λ y n.

4.3.6. Gráfica de resultados.

Los resultados del análisis Weibull pueden ser mostrados en la siguiente gráfica, las cuales permiten obtener una interpretación fácil y rápida para la toma de decisiones.

Figura 7. Costos Inspección, producción y reparación.



Fuente: Herramienta análisis Weibull-Gestión de Activos EPM.

5. METODOLOGÍA

El desarrollo del trabajo se plantea realizar de la siguiente manera.

5.1. Revisión de los planes de mantenimiento

Para desarrollar el trabajo, se debe revisar la estructuración actual de los planes de mantenimiento, identificando los intervalos o frecuencias de inspección, el recurso humano, los materiales (si es el caso), las herramientas, los costos y los modos de falla que se previenen en los activos con la ejecución de cada plan.

5.2. Definir el modelo de confiabilidad

Para definir el modelo de confiabilidad, se propone realizar una revisión de la bibliografía obtenida acerca de los modelos matemáticos y estadísticos que se pueden aplicar en los planes de mantenimiento del sistema de distribución de energía eléctrica para lograr una optimización.

5.3. Definir los modos de falla

Identificar los modos de falla generados en el sistema de distribución en un periodo de tiempo mayor o igual a un año, con los costos de reparación asociados a cada falla, los cuales pueden ser evitados con la inspección de la infraestructura eléctrica de los circuitos de distribución. Los modos de fallas identificados se clasificarán por cada región o subregión del departamento de Antioquia, con el fin de tener en cuenta el comportamiento de los activos de acuerdo con las condiciones topográficas y ambientales.

5.4. Estimaciones

De acuerdo con los modelos matemáticos definidos y a los modos de falla seleccionados, se deberán realizar evaluaciones estadísticas para determinar los beneficios los tiempos y los costos proyectados de la optimización del plan de mantenimiento.

5.5. Diseño de los planes de mantenimiento optimizados.

Rediseñar el plan de mantenimiento de inspección de circuitos del sistema de distribución de energía eléctrica, optimizando el costo, evaluando riesgo y desempeño de los activos de acuerdo con los análisis y estimaciones realizadas.

Definir las actividades a realizar en la ejecución del plan de mantenimiento y establecer los intervalos de ejecución, teniendo en cuenta la duración y la mano de obra necesaria para su implementación.

5.6. Documentación y presentación de informes

Se realiza el informe detallado con los resultados obtenidos, los modos de falla que pueden ser prevenidos y los criterios técnicos para la estructuración del plan de mantenimiento optimizado.

Se hará una presentación de los nuevos planes a todo el personal de la Dirección de Mantenimiento Redes Distribución de Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

6. RESULTADOS

Para comprender los resultados obtenidos en cada una de las regiones donde EPM tiene cobertura, se describe a continuación el contexto operacional del sistema de distribución de energía eléctrica.

6.1. Contexto operacional

El sistema de distribución de EPM en el departamento de Antioquia está dividido en 10 regiones, las cuales se muestran en la *Figura 8* con las siguientes particularidades:

- El Área Metropolitana del Valle de Aburrá tiene una subdivisión que se compone de tres zonas denominadas Norte Metropolitano, Centro Metropolitano y Sur Metropolitano.
- Las regiones Bajo Cauca, Urabá, Occidente y Suroeste cubren pequeñas zonas de los departamentos del Chocó y Córdoba en los cuales EPM tiene cobertura.
- Las regiones del departamento de Antioquia por su geografía difieren en clima, topología del terreno, elevación sobre el nivel del mar, nivel de descargas eléctricas a tierra, humedad, etc. por tal razón las redes de distribución de energía tienen comportamiento diferente según la zona y requieren de elementos especiales que soporten las condiciones de cada región.
- Los circuitos de distribución de energía eléctrica de cada una de las regiones están compuestos por niveles de tensión de 7,6 kV, 13.2 kV y 44 kV.
- Las redes del sistema eléctrico del departamento de Antioquia tienen una distribución física radial, el cual no brinda la posibilidad de realizar transferencias entre redes y limita el despeje de las fallas

Figura 8. Regiones del departamento de Antioquia.



Fuente: Aplicativo Geomedia

6.1.1. Cantidad de clientes.

Para evaluar las afectaciones económicas cuando ocurre una falla en el sistema de distribución es necesario identificar la cantidad de clientes o usuarios que tiene cada una de las regiones. En la *Figura 9* se muestra la cantidad de clientes de cada una de ellas al 31 de diciembre de 2017.

Las regiones del Área Metropolitana del Valle de Aburrá comprenden la mayor cantidad de clientes seguidas por la región Oriente, esto se debe a su desarrollo industrial, comercial y residencial, por lo tanto, estas regiones tienen mayor importancia en la actualidad, es decir, los planes de mantenimiento preventivo deben ser más efectivos para prevenir los modos de falla.

Figura 9. Clientes por región.



Fuente: propia.

6.1.2. Consumo de energía.

Otro factor para establecer las afectaciones económicas cuando se genera una falla en las redes de distribución es la Energía No Suministrada (ENS), por lo tanto, se identifica el consumo de energía en kWh cada región. Estos consumos se relacionan en la *Figura 10*

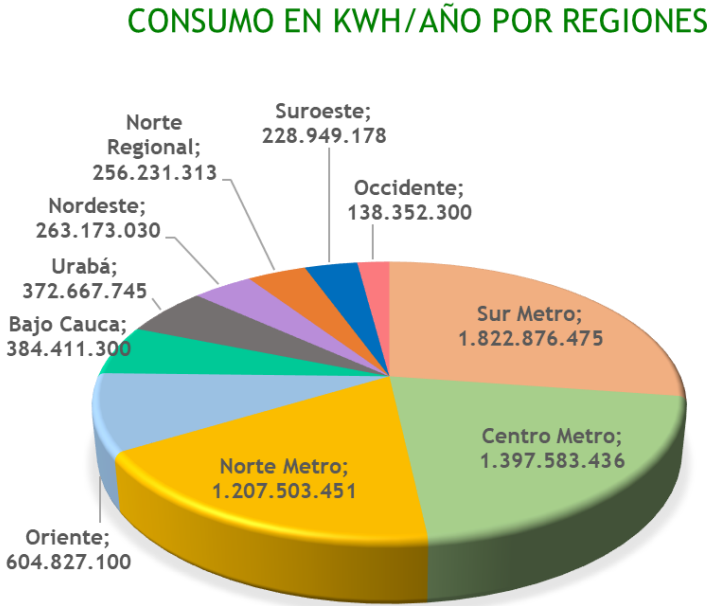
El Área Metropolitana del Valle de Aburrá, donde se concentra la mayor cantidad de clientes, es la que tiene mayor consumo de energía, siendo la zona Sur Metropolitana con el consumo más alto debido a que alberga mayor cantidad de clientes industriales y comerciales. La zona Norte Metro tiene mayor cantidad de clientes, pero su mayoría son residenciales, lo cual indica un menor consumo de energía respecto a las otras zonas metropolitanas.

El consumo de energía en el Área Metropolitana del Valle de Aburrá representa más del 50% del consumo total, lo cual, implica que las zonas Norte, Centro y Sur Metropolitanas son de gran importancia para el negocio de distribución y transmisión de energía de EPM, por lo tanto, el sistema de distribución en estas regiones cuenta

con mayor confiabilidad debido a que tiene equipos de operación y supervisión remota con el Centro Local de Distribución (CLD) permitiendo la detección temprana de fallas o la reconfiguración de circuitos (transferencias) en menor tiempo para restablecer el suministro de energía. El mantenimiento preventivo debe garantizar la confiabilidad y disponibilidad de los activos requerida en estas zonas para la prestación del servicio con calidad.

La región Oriente es una zona crítica para EPM debido a que tiene un consumo superior respecto a las demás regiones (exceptuando el Área Metropolitana). Esto se presenta debido al acelerado desarrollo industrial y residencial que se viene generando en esta región del departamento, lo cual implica que esta región se convierta en la región más importante en el negocio de distribución seguida del Área Metropolitana.

Figura 10. Consumo energía en KWH/AÑO



Fuente: propia.

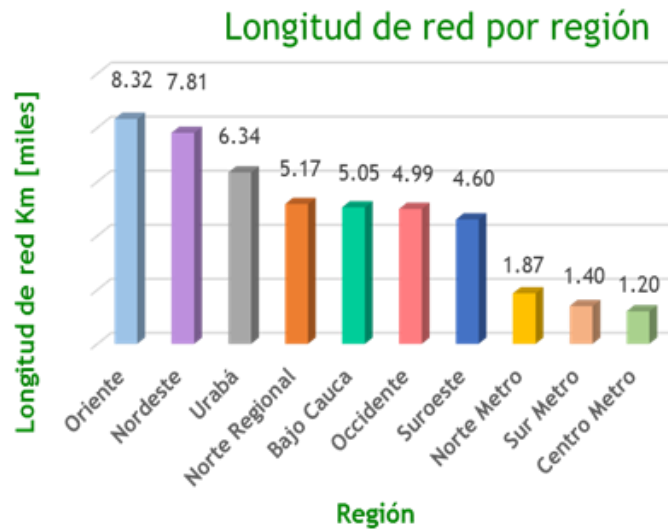
6.1.3. Longitud de red.

La longitud de red que tienen cada una de las regiones, permite estimar el tiempo de duración para realizar la inspección de uno o varios circuitos, adicionalmente, permite establecer la cantidad de personal que se requiere para esta actividad.

La *Figura 11* muestra la cantidad de km de red que posee cada región. Es importante resaltar que las zonas del Área Metropolitana tienen menor cantidad de km de red, es decir, sus circuitos son de pequeñas longitudes, pero en el numeral 6.1.1 y 6.1.2 se menciona que estas zonas tienen la mayor cantidad de clientes y el mayor consumo de energía, es decir que los clientes están concentrados en la parte urbana, lo cual, conlleva a tener unos costos de inspección de circuitos relativamente bajos.

En las otras regiones sucede lo contrario, los circuitos son de longitudes muy extensas, lo cual conlleva a tener costos altos para realizar la inspección de circuitos debido a que requiere mayor cantidad de personas para cumplir con el plan de mantenimiento y el acceso es complejo por las condiciones geográficas y de orden público que puede tener cada región.

Figura 11. Longitud de red por región.



Fuente: propia.

6.1.4. Criticidad de circuitos.

La dirección gestión de activos de empresas públicas de Medellín elabora la matriz de criticidad de activos productivos para toda la compañía. Para realizarlo cuenta con el acompañamiento de la Dirección Gestión del Riesgo y con los grupos de interés del negocio, como por ejemplo la Unidad Planeación T&D, Mantenimiento Redes de Distribución, entre otros.

Definió los siguientes objetos de impacto para evaluar:

1. Personas.
2. Calidad.
3. Ambiente.
4. Financiero.
5. Imagen.

En el Anexo A se observan la matriz de circuitos críticos de todo el departamento de Antioquia.

6.2. Revisión del plan de mantenimiento inspección de circuitos.

El plan de mantenimiento de inspección de circuitos fue reestructurado en el año 2016 por la Unidad Planeación de Recursos T&D en el marco del proyecto denominado "*Productividad en Campo*". En la reestructuración del plan de mantenimiento se definieron los siguientes intervalos para inspeccionar los circuitos del sistema de distribución.

- Inspección de circuitos del nivel de tensión III (44 kV) cada 12 meses para las zonas regionales y para los circuitos del Área Metropolitana del Valle de Aburrá (Norte, Centro y Sur) cada 6 meses.
- Inspección de circuitos del nivel de tensión II (13.2 kV) cada 18 meses para las zonas regionales y para los circuitos del Área Metropolitana del Valle de Aburrá (Norte, Centro y Sur) cada 12 meses

- Los circuitos regionales se inspeccionan la troncal principal y los ramales o derivaciones se dejan a la falla (mantenimiento por condición)
- Los circuitos del Área Metropolitana se inspeccionan el 100%, es decir, la troncal principal y los ramales o derivaciones. No se dejan elementos a la falla.

En la siguiente tabla relaciona la cantidad de circuitos de cada una de las regiones que cubre EPM.

Tabla 6. Cantidad de circuitos por región

Región	Circuitos 13.2 kV	Circuitos 44 kV	Total, circuitos
Bajo cauca	44	7	51
Centro metropolitano	153	9	162
Nordeste	83	17	100
Norte metropolitano	135	16	151
Norte regional	53	11	64
Occidente	47	7	54
Oriente	140	26	166
Sur metropolitano	132	16	148
Suroeste	91	18	109
Urabá	59	10	69
Total	937	137	1074

Fuente: Modelo digital de energía de EPM (MDE).

6.3. Modelo de confiabilidad utilizado.

Luego de realizar una revisión bibliográfica de los modelos de confiabilidad, el modelo aplicado para optimizar el plan de inspección de circuitos es la distribución Weibull con una tasa de falla variable debido a que la cantidad de daños que se presentan en el sistema de distribución no es constante por el dinamismo del sistema.

El modelo Weibull utilizado sirve para:

- Análisis y predicción de fallas futuras.
- Cálculo de tiempos óptimos en la ejecución de tareas del mantenimiento.
- Para modelamiento de diferentes tipos de fallas en componentes y equipos.

A continuación, se describe el modelo matemático utilizado para definir los intervalos óptimos de inspección en cada región y los costos de Energía No Suministrada y los costos de mano de obra.

6.3.1. Modelo Weibull con tasa de falla variable y optimización de costos.

El modelo considera un horizonte de estudio T . Este horizonte es el tiempo entre mantenimientos preventivos o correctivos con reemplazo del componente.

Las fallas siguen una distribución de Weibull de dos parámetros, con β independiente de n , mientras que $\eta = \alpha(n)$.

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad MTTR = \frac{1}{\mu} \quad MTTI = \frac{1}{i}$$

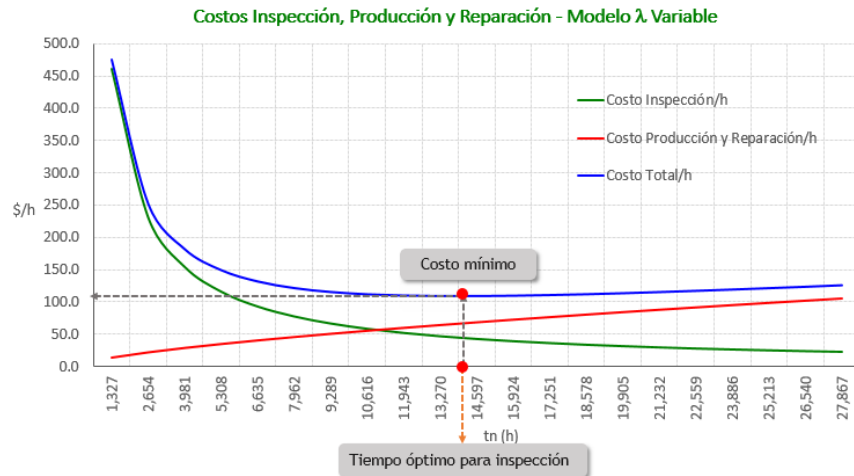
Dado que la tasa de fallas varía en el tiempo, el número de fallas esperadas en el periodo T es de:

$$H(t) = \int_0^T \lambda(n, t) dt$$

$$\bar{\lambda}(T, n) = \frac{\int_0^T \lambda(n, t) dt}{T} = \frac{1}{T} \left(\frac{T}{\alpha * n} \right)^\beta$$

$$C(n) = \frac{V * \bar{\lambda}(T, n)}{\mu} + \frac{R * \bar{\lambda}(T, n)}{\mu} + \frac{V * n}{i} + \frac{I * n}{i}$$

Figura 12. Tiempo óptimo de inspección.



Fuente: Propia.

El mínimo costo se da cuando la derivada de la función costo total es igual a cero:

$$\frac{\partial Cn}{\partial n} = 0 \quad \text{de esta ecuación se obtiene} \quad n^* = \left(\frac{\beta}{T} \left(\frac{T}{\alpha} \right)^\beta \left(\frac{i}{\mu} \right) \left(\frac{V + R}{V + I} \right) \right)^{\frac{1}{\beta+1}}$$

Para el modelo aplicado se reemplazan algunas variables en la ecuación anterior, con lo cual queda:

$$n^* = \left(\frac{\beta}{T} \left(\frac{T}{\alpha} \right)^\beta \left(\frac{(V * MMTRs * Z) + (R * MTTRp * Y)}{I * MTTI} \right) \right)^{\frac{1}{\beta+1}}$$

Donde:

R: Costo promedio de una reparación por unidad de tiempo

I: Costo promedio de una inspección por unidad de tiempo

V: Ganancia de producción ininterrumpida por unidad de tiempo
H (t): número de fallas esperadas en el periodo T
C (n): Costo total esperado por unidad de tiempo
μ: tasa de servicio (intervenciones/ unidad de tiempo)
λ: tasa promedio de fallas (fallas/unidad de tiempo)

n : tasa de inspecciones= inspecciones/unidad de tiempo
n*: frecuencia óptima de inspecciones
MTTI: tiempo medio para inspeccionar
MTTR: tiempo medio para reparar
MTTF: tiempo medio hasta la falla
T: Es el periodo de tiempo
a: Constante de relación de n y h
□: Vida característica

La confiabilidad del componente o sistema está dada por

$$R(t) = e^{-\int \lambda(t) * dt}$$

Donde la tasa de fallas es $\lambda(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta-1}$

Al integrar la tasa de fallas se obtiene que $\int \lambda(t) * dt = \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}$

Por lo tanto, $R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}}$

Se tiene que la probabilidad de fallas está definida por:

$$F(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}}$$

La función anterior se puede linealizar, de manera que se pueda expresar sus parámetros mediante una recta.

El desarrollo se muestra a continuación:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}}$$

$$\frac{1}{e^{\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}}} = 1 - F(t)$$

$$\frac{1}{1 - F(t)} = e^{\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^{\beta}}$$

$$\ln\left(\frac{1}{1-F(t)}\right) = \ln\left(e^{\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}\right)$$

$$\ln\left(\frac{1}{1-F(t)}\right) = \left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta$$

$$\ln\left(\ln\left(\frac{1}{1-F(t)}\right)\right) = \ln\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta$$

$$\ln\left(\ln\left(\frac{1}{1-F(t)}\right)\right) = \beta * \ln(t-\gamma) - \beta * \ln(\eta)$$

Y
m
x
b

Fuente: (Mantener & J, 2005)

Finalmente se obtiene la ecuación de una recta.

Para este caso se consideró que el parámetro de inicio $\gamma = 0$, por tanto $x = \ln(t)$.

6.4. Modos de falla cubiertos por la inspección de circuitos.

La inspección de circuitos consiste en realizar una revisión visual de cada uno de los elementos que componen los circuitos de las redes de distribución, los cuales son:

- Postes.
- Puestas a tierra.
- Vientos o retenciones.
- Cortacircuitos.
- Cables.
- Transformadores.
- Equipos de protección y maniobra (reconectores, suiches, seccionadores, cortacircuitos, etc.)
- DPS.

- Conectores.
- Transversales.
- Crucetas.

En algunos casos, se realizan termografías para determinar el estado de los elementos para realizar el cambio respectivo.

Dado lo anterior, los modos de falla que se pueden evitar o prevenir con la inspección de circuitos en el sistema de distribución se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla 7. Modos de falla en redes de distribución.

Ítem	Código	Descripción modo de falla
1	002	Apertura por defecto en cable cubierto (ecológico).
2	003	Apertura por línea primaria rota.
3	004	Apertura por robo de infraestructura.
4	005	Apertura por defecto en conector.
5	006	Apertura por defecto en poste o estructura.
6	008	Apertura por árbol o rama sobre líneas.
7	009	Apertura por otros objetos sobre primarias.
8	011	Apertura por defecto en cortacircuito.
9	012	Apertura por defecto en pararrayos.
10	013	Apertura por defecto en transformador de distribución.
11	014	Apertura por defecto en aisladores.
12	015	Apertura por defecto en cruceta y/o herraje.

13	016	Apertura por defecto en seccionador o suiche interruptor.
14	017	Apertura por defecto en otros equipos (reconectores, condensadores, reguladores, etc.).
15	018	Apertura por defecto en cable primario aislado subterráneo o aéreo.
16	061	Apertura por acercamiento de barra primaria.
17	072	Apertura por línea primaria destemplada.
18	073	Apertura por viento roto.
19	076	Apertura por línea primaria suelta del aislador.

Fuente: propia.

De acuerdo con los modos de falla relacionado en la *Tabla 7* y la información registrada en los sistemas de información (MAR, CENTAURO y EAM), se relaciona en la *Tabla 8* la cantidad de modos de falla generados en el año 2017 y que son cubiertos por la inspección de circuitos, es decir, se pueden mitigar o prevenir con una adecuada inspección de circuitos.

En los Anexos B se observan las imágenes de cada uno de los modos de falla.

Tabla 8. Cantidad de eventos por región.

Región	Cantidad de eventos cubiertos por inspección
Oriente	5.765
Nordeste	3.041
Urabá	4.039
Norte Regional	1.627
Bajo Cauca	2.232

Occidente	2.580
Suroeste	3.779
Norte Metro	1.567
Sur Metro	1.293
Centro Metro	690

Fuente: sistema de información MAR.

6.5. Consideraciones.

Para optimizar el plan de mantenimiento de inspección de circuitos aplicando el modelo Weibull, se tuvieron las siguientes consideraciones para extraer los modos de falla de los sistemas de información y para realizar los análisis respectivos.

- Se consideraron las aperturas o fallas de los elementos de red con una duración mayor a 3 minutos.
- Se tomaron los eventos ocurridos entre el 1 enero de 2017 hasta el 31 enero de 2017.
- Se tomaron las aperturas programadas y no programadas.
- Se asumen costos reales promedio por código de apertura para los eventos que no tienen información registrada.
- Se asumen horas reales promedio por código de apertura para los eventos que no tienen información registrada.
- El análisis fue realizado teniendo en cuenta todas las aperturas de los circuitos que pertenecen a cada región.
- Se realizaron evaluaciones con circuitos individuales que en promedio coinciden con el resultado por región.
- Se estimó para cada región un rendimiento de inspección en km/h con los datos obtenidos de las inspecciones del 2018, teniendo en cuenta que se laboran 8 horas diarias. Los rendimientos se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla 9. Rendimientos de inspección de circuitos.

Región	Rendimiento (km/h)
Oriente	1
Nordeste	0,75
Urabá	0,625
Norte Regional	0,9625
Bajo Cauca	0,375
Occidente	0,65
Suroeste	0,4
Norte Metro	0,632
Sur Metro	0,851
Centro Metro	0,527

Fuente: Propia.

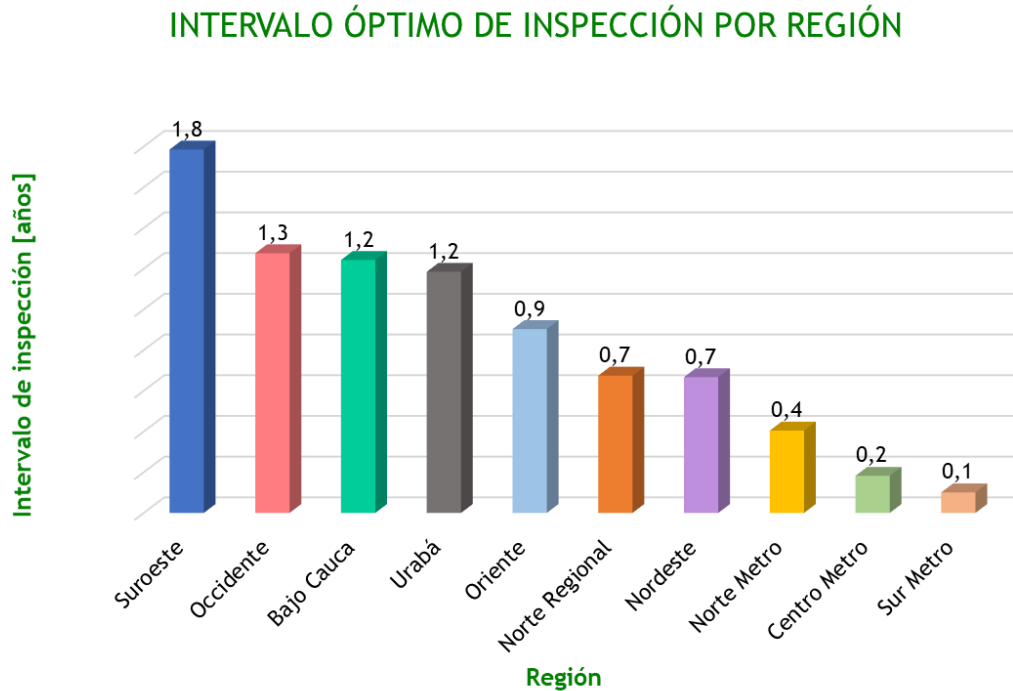
- Se excluyen las aperturas de los circuitos de red subterránea y circuitos de 44 kV.
- El costo de inspección por hora es \$ 25,602 incluyendo factores prestacionales.

De acuerdo con las consideraciones anteriores, se realizan los análisis respectivos con el modelo matemático relacionado en el numeral 6.1.3 para definir el intervalo óptimo de inspección.

6.6. Tiempo óptimo de inspección.

En la *Figura 13* se relacionan los intervalos óptimos de inspección en cada una de las regiones, teniendo en cuenta los modos de falla generados en el sistema de distribución.

Figura 13. Intervalos óptimos de inspección



De acuerdo con los resultados obtenidos, los planes de mantenimiento preventivo en cada una de las regiones se deben realizar al menos cada año para garantizar una optimización de los recursos y de los modos de falla que se previenen por medio de la inspección.

En la siguiente tabla se ilustra un resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 10. Resultados optimización inspección de circuitos.

Región	Rendimiento (km/h)	Recursos PMO (Personas)	Total km red [miles]	Consumo KWh/año	Total clientes (miles)	Intervalo óptimo [años]
Oriente	1	8	8,32	604.827.100	243,98	0,9
Nordeste	0,75	10	7,81	263.173.030	109,74	0,7

Urabá	0,625	10	6,34	372.667.745	154,78	1,2
Norte Regional	0,9625	4	5,17	256.231.313	74,05	0,7
Bajo Cauca	0,375	12	5,05	384.411.300	78,00	1,2
Occidente	0,65	6	4,99	138.352.300	84,60	1,3
Suroeste	0,4	10	4,60	228.949.178	126,65	1,8
Norte Metro	0,632	2,0	1,87	1.207.503.451	543,97	0,4
Sur Metro	0,851	2	1,40	1.822.876.475	382,74	0,1
Centro Metro	0,527	2	1,20	1.397.583.436	435,23	0,2
Promedio regiones	0,68					0,8

Fuente: Propia.

7. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos permiten estructurar el plan de mantenimiento, evaluando el costo, riesgo y desempeño, priorizando los circuitos de acuerdo con el nivel de criticidad y al índice de riesgo.

Se determina por medio del análisis Weibull el intervalo óptimo de inspección para las regiones de Antioquia, reduciendo el tiempo propuesto por la Unidad Planeación de Recursos T&D.

Se aplica el modelo Weibull para una tasa de falla variable aplicado al plan de mantenimiento inspección de circuitos de distribución.

Se realizan estimaciones estadísticas de los modos de falla que se presentan en el sistema de distribución, logrando cuantificar el MTTR y MTTF para establecer indicadores de confiabilidad.

8. BIBLIOGRAFÍA

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2005). *CREG No. 024 Modificación normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica*. 10.

Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. (2018). *Resolución No. 15 de enero de 2018* (p. 239). p. 239.

Dirección Gestión de Activos, E. (n.d.). *Guía Metodológica para el Desarrollo de Planes de Mantenimiento*.

Mantener, E. A. De, & J, R. P. (2005). *El Arte de Mantener*.

Ordoñez, J. P., & Nieto, L. G. (2010). *Mantenimiento De Sistemas Electricos De Distribucion*. 102.

Power-mi. (2018). *Estrategías de mantenimiento*.

Ramírez, S. (2009). *Redes de distribución de energía*. In *Redes de distribución de energía*. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6938875>

Reliabilityweb. (n.d.). *PMO – Optimización de Mantenimiento Parte 1*. Retrieved from <https://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/pmo-optimizacion-de-mantenimiento>

Sanchez, Yahir Mauricio, E. (2016). *Guía metodológica para el analisis de criticidad de activos epm*.

ANEXOS A.

Matriz de criticidad de circuitos de distribución de EPM.

En la siguiente tabla se relaciona la criticidad de los circuitos de distribución de energía eléctrica de EPM. Esta matriz es utilizada para establecer el orden de inspección en cada una de las regiones y para priorizar las intervenciones de mantenimiento preventivo.

Ítem	Circuito	Región	Total criticidad
1	104-12	8-R.NORDESTE	Muy Alta
2	106-13	8-R.NORDESTE	Muy Alta
3	107-11	8-R.NORDESTE	Muy Alta
4	112-12	8-R.NORDESTE	Muy Alta
5	115-11	8-R.NORDESTE	Muy Alta
6	116-14	8-R.NORDESTE	Muy Alta
7	117-12	8-R.NORDESTE	Muy Alta
8	165-11	8-R.NORDESTE	Muy Alta
9	216-11	10-R.ORIENTE	Muy Alta
10	217-11	10-R.ORIENTE	Muy Alta
11	219-12	10-R.ORIENTE	Muy Alta
12	219-13	10-R.ORIENTE	Muy Alta
13	221-14	10-R.ORIENTE	Muy Alta
14	305-13	11-R.NORTE	Muy Alta
15	305-14	11-R.NORTE	Muy Alta
16	306-12	6-R.BAJO_CAUCA	Muy Alta
17	306-13	11-R.NORTE	Muy Alta
18	307-12	6-R.BAJO_CAUCA	Muy Alta
19	311-12	6-R.BAJO_CAUCA	Muy Alta
20	316-12	6-R.BAJO_CAUCA	Muy Alta
21	348-12	6-R.BAJO_CAUCA	Muy Alta
22	401-11	5-R.URABA	Muy Alta
23	401-13	5-R.URABA	Muy Alta
24	401-15	5-R.URABA	Muy Alta
25	401-16	5-R.URABA	Muy Alta
26	401-18	5-R.URABA	Muy Alta
27	403-12	5-R.URABA	Muy Alta
28	404-12	5-R.URABA	Muy Alta
29	406-11	5-R.URABA	Muy Alta

30	407-12	5-R.URABA	Muy Alta
31	409-12	5-R.URABA	Muy Alta
32	411-11	5-R.URABA	Muy Alta
33	412-13	5-R.URABA	Muy Alta
34	414-11	5-R.URABA	Muy Alta
35	414-12	5-R.URABA	Muy Alta
36	415-12	5-R.URABA	Muy Alta
37	501-42	9-R.SUROESTE	Muy Alta
38	502-13	9-R.SUROESTE	Muy Alta
39	507-12	9-R.SUROESTE	Muy Alta
40	508-14	7-R.OCCIDENTE	Muy Alta
41	509-11	9-R.SUROESTE	Muy Alta
42	509-14	9-R.SUROESTE	Muy Alta
43	602-13	7-R.OCCIDENTE	Muy Alta
44	603-13	7-R.OCCIDENTE	Muy Alta
45	605-12	7-R.OCCIDENTE	Muy Alta
46	607-12	7-R.OCCIDENTE	Muy Alta
47	R02-07	2-CENTRO	Muy Alta
48	R02-23	2-CENTRO	Muy Alta
49	R02-31	2-CENTRO	Muy Alta
50	R03-12	1-NORTE	Muy Alta
51	R03-40	1-NORTE	Muy Alta
52	R04-06	2-CENTRO	Muy Alta
53	R05-10	3-SUR	Muy Alta
54	R05-19	3-SUR	Muy Alta
55	R09-05	3-SUR	Muy Alta
56	R09-11	3-SUR	Muy Alta
57	R09-22	3-SUR	Muy Alta
58	R09-23	3-SUR	Muy Alta
59	R10-03	2-CENTRO	Muy Alta
60	R14-02	3-SUR	Muy Alta
61	R14-03	3-SUR	Muy Alta
62	R14-04	3-SUR	Muy Alta
63	R15-28	2-CENTRO	Muy Alta
64	R16-01	10-R.ORIENTE	Muy Alta
65	R16-08	10-R.ORIENTE	Muy Alta
66	R20-04	11-R.NORTE	Muy Alta
67	R20-06	8-R.NORDESTE	Muy Alta
68	R20-07	11-R.NORTE	Muy Alta
69	R22-40	10-R.ORIENTE	Muy Alta

70	R23-15	8-R.NORDESTE	Muy Alta
71	R25-02	6-R.BAJO_CAUCA	Muy Alta
72	R29-01	3-SUR	Muy Alta
73	R29-04	3-SUR	Muy Alta
74	R29-09	3-SUR	Muy Alta
75	R31-07	1-NORTE	Muy Alta
76	R35-04	3-SUR	Muy Alta
77	R36-01	1-NORTE	Muy Alta
78	109-11	8-R.NORDESTE	Alta
79	109-12	8-R.NORDESTE	Alta
80	111-12	8-R.NORDESTE	Alta
81	112-11	8-R.NORDESTE	Alta
82	112-13	8-R.NORDESTE	Alta
83	112-15	8-R.NORDESTE	Alta
84	112-16	8-R.NORDESTE	Alta
85	112-17	8-R.NORDESTE	Alta
86	113-12	8-R.NORDESTE	Alta
87	115-12	8-R.NORDESTE	Alta
88	119-11	8-R.NORDESTE	Alta
89	165-12	8-R.NORDESTE	Alta
90	165-13	8-R.NORDESTE	Alta
91	201-15	10-R.ORIENTE	Alta
92	205-14	10-R.ORIENTE	Alta
93	206-11	10-R.ORIENTE	Alta
94	209-12	10-R.ORIENTE	Alta
95	215-13	10-R.ORIENTE	Alta
96	217-12	10-R.ORIENTE	Alta
97	219-11	10-R.ORIENTE	Alta
98	301-11	6-R.BAJO_CAUCA	Alta
99	301-12	6-R.BAJO_CAUCA	Alta
100	301-13	6-R.BAJO_CAUCA	Alta
101	301-14	6-R.BAJO_CAUCA	Alta
102	304-12	11-R.NORTE	Alta
103	305-12	7-R.OCCIDENTE	Alta
104	307-13	6-R.BAJO_CAUCA	Alta
105	309-12	11-R.NORTE	Alta
106	313-11	6-R.BAJO_CAUCA	Alta
107	401-12	5-R.URABA	Alta
108	401-14	5-R.URABA	Alta
109	401-17	5-R.URABA	Alta

110	403-16	5-R.URABA	Alta
111	406-13	5-R.URABA	Alta
112	407-11	5-R.URABA	Alta
113	410-11	5-R.URABA	Alta
114	411-13	5-R.URABA	Alta
115	412-11	5-R.URABA	Alta
116	412-14	5-R.URABA	Alta
117	415-11	5-R.URABA	Alta
118	415-13	5-R.URABA	Alta
119	501-11	9-R.SUROESTE	Alta
120	501-12	9-R.SUROESTE	Alta
121	501-13	9-R.SUROESTE	Alta
122	501-14	9-R.SUROESTE	Alta
123	502-11	9-R.SUROESTE	Alta
124	502-12	9-R.SUROESTE	Alta
125	502-14	9-R.SUROESTE	Alta
126	504-12	9-R.SUROESTE	Alta
127	505-11	9-R.SUROESTE	Alta
128	508-11	7-R.OCCIDENTE	Alta
129	508-12	7-R.OCCIDENTE	Alta
130	509-12	9-R.SUROESTE	Alta
131	510-13	9-R.SUROESTE	Alta
132	511-11	9-R.SUROESTE	Alta
133	511-14	9-R.SUROESTE	Alta
134	511-16	9-R.SUROESTE	Alta
135	511-17	9-R.SUROESTE	Alta
136	512-12	9-R.SUROESTE	Alta
137	517-11	9-R.SUROESTE	Alta
138	517-12	9-R.SUROESTE	Alta
139	518-12	9-R.SUROESTE	Alta
140	518-13	9-R.SUROESTE	Alta
141	601-11	7-R.OCCIDENTE	Alta
142	601-12	7-R.OCCIDENTE	Alta
143	601-13	7-R.OCCIDENTE	Alta
144	601-14	7-R.OCCIDENTE	Alta
145	601-15	7-R.OCCIDENTE	Alta
146	603-15	7-R.OCCIDENTE	Alta
147	603-16	7-R.OCCIDENTE	Alta
148	603-17	7-R.OCCIDENTE	Alta
149	606-11	7-R.OCCIDENTE	Alta

150	608-13	7-R.OCCIDENTE	Alta
151	R02-14	2-CENTRO	Alta
152	R02-17	2-CENTRO	Alta
153	R02-20	2-CENTRO	Alta
154	R02-28	2-CENTRO	Alta
155	R03-05	1-NORTE	Alta
156	R03-06	1-NORTE	Alta
157	R03-16	1-NORTE	Alta
158	R03-17	1-NORTE	Alta
159	R03-18	1-NORTE	Alta
160	R04-03	2-CENTRO	Alta
161	R04-05	2-CENTRO	Alta
162	R05-01	3-SUR	Alta
163	R05-02	3-SUR	Alta
164	R05-07	3-SUR	Alta
165	R05-09	3-SUR	Alta
166	R05-23	3-SUR	Alta
167	R05-41	3-SUR	Alta
168	R06-04	1-NORTE	Alta
169	R06-09	1-NORTE	Alta
170	R07-09	2-CENTRO	Alta
171	R07-14	2-CENTRO	Alta
172	R08-11	1-NORTE	Alta
173	R08-12	1-NORTE	Alta
174	R09-03	3-SUR	Alta
175	R09-07	3-SUR	Alta
176	R09-08	3-SUR	Alta
177	R09-12	3-SUR	Alta
178	R09-19	3-SUR	Alta
179	R09-20	3-SUR	Alta
180	R09-40	3-SUR	Alta
181	R09-41	3-SUR	Alta
182	R10-05	2-CENTRO	Alta
183	R10-11	2-CENTRO	Alta
184	R10-14	2-CENTRO	Alta
185	R10-18	2-CENTRO	Alta
186	R11-02	1-NORTE	Alta
187	R11-03	1-NORTE	Alta
188	R11-17	1-NORTE	Alta
189	R11-21	1-NORTE	Alta

190	R11-24	1-NORTE	Alta
191	R12-11	3-SUR	Alta
192	R12-44	3-SUR	Alta
193	R13-04	1-NORTE	Alta
194	R14-01	3-SUR	Alta
195	R15-27	2-CENTRO	Alta
196	R16-04	10-R.ORIENTE	Alta
197	R16-05	10-R.ORIENTE	Alta
198	R16-07	10-R.ORIENTE	Alta
199	R17-04	1-NORTE	Alta
200	R18-04	10-R.ORIENTE	Alta
201	R18-06	10-R.ORIENTE	Alta
202	R18-07	10-R.ORIENTE	Alta
203	R20-02	11-R.NORTE	Alta
204	R20-05	11-R.NORTE	Alta
205	R21-01	11-R.NORTE	Alta
206	R21-04	11-R.NORTE	Alta
207	R23-43	8-R.NORDESTE	Alta
208	R24-01	2-CENTRO	Alta
209	R25-01	6-R.BAJO_CAUCA	Alta
210	R25-03	6-R.BAJO_CAUCA	Alta
211	R26-01	3-SUR	Alta
212	R26-12	3-SUR	Alta
213	R27-09	2-CENTRO	Alta
214	R29-06	3-SUR	Alta
215	R29-08	3-SUR	Alta
216	R30-01	10-R.ORIENTE	Alta
217	R31-08	1-NORTE	Alta
218	R31-11	1-NORTE	Alta
219	R34-03	3-SUR	Alta
220	R34-05	3-SUR	Alta
221	R35-01	3-SUR	Alta
222	R35-02	3-SUR	Alta
223	R35-05	3-SUR	Alta
224	R38-01	3-SUR	Alta
225	R39-04	11-R.NORTE	Alta
226	R50-01	10-R.ORIENTE	Alta
227	R50-02	10-R.ORIENTE	Alta
228	R51-04	8-R.NORDESTE	Alta
229	R52-01	11-R.NORTE	Alta

230	R52-51	11-R.NORTE	Alta
231	R54-02	10-R.ORIENTE	Alta
232	101-11	8-R.NORDESTE	Media
233	101-12	8-R.NORDESTE	Media
234	103-11	8-R.NORDESTE	Media
235	103-12	8-R.NORDESTE	Media
236	104-11	8-R.NORDESTE	Media
237	106-11	8-R.NORDESTE	Media
238	106-12	8-R.NORDESTE	Media
239	107-12	8-R.NORDESTE	Media
240	107-13	8-R.NORDESTE	Media
241	108-11	8-R.NORDESTE	Media
242	109-13	8-R.NORDESTE	Media
243	110-12	8-R.NORDESTE	Media
244	112-14	8-R.NORDESTE	Media
245	113-11	8-R.NORDESTE	Media
246	116-11	8-R.NORDESTE	Media
247	116-12	8-R.NORDESTE	Media
248	116-13	8-R.NORDESTE	Media
249	116-15	8-R.NORDESTE	Media
250	116-16	8-R.NORDESTE	Media
251	117-11	8-R.NORDESTE	Media
252	118-01	8-R.NORDESTE	Media
253	201-11	10-R.ORIENTE	Media
254	201-12	10-R.ORIENTE	Media
255	201-14	10-R.ORIENTE	Media
256	201-17	10-R.ORIENTE	Media
257	201-18	10-R.ORIENTE	Media
258	202-12	10-R.ORIENTE	Media
259	202-13	10-R.ORIENTE	Media
260	203-11	10-R.ORIENTE	Media
261	203-13	10-R.ORIENTE	Media
262	203-14	10-R.ORIENTE	Media
263	203-15	10-R.ORIENTE	Media
264	204-14	10-R.ORIENTE	Media
265	204-15	10-R.ORIENTE	Media
266	204-16	10-R.ORIENTE	Media
267	205-11	10-R.ORIENTE	Media
268	205-12	10-R.ORIENTE	Media
269	205-13	10-R.ORIENTE	Media

270	205-15	10-R.ORIENTE	Media
271	205-16	10-R.ORIENTE	Media
272	206-12	10-R.ORIENTE	Media
273	206-13	10-R.ORIENTE	Media
274	207-11	10-R.ORIENTE	Media
275	207-12	10-R.ORIENTE	Media
276	207-13	10-R.ORIENTE	Media
277	207-14	10-R.ORIENTE	Media
278	209-11	10-R.ORIENTE	Media
279	209-13	10-R.ORIENTE	Media
280	210-11	10-R.ORIENTE	Media
281	210-12	10-R.ORIENTE	Media
282	210-13	10-R.ORIENTE	Media
283	211-11	10-R.ORIENTE	Media
284	211-12	10-R.ORIENTE	Media
285	211-13	10-R.ORIENTE	Media
286	212-11	10-R.ORIENTE	Media
287	212-12	10-R.ORIENTE	Media
288	212-13	10-R.ORIENTE	Media
289	215-11	10-R.ORIENTE	Media
290	215-12	10-R.ORIENTE	Media
291	216-12	10-R.ORIENTE	Media
292	216-13	10-R.ORIENTE	Media
293	216-14	10-R.ORIENTE	Media
294	217-13	10-R.ORIENTE	Media
295	217-14	10-R.ORIENTE	Media
296	218-11	10-R.ORIENTE	Media
297	218-12	10-R.ORIENTE	Media
298	218-13	10-R.ORIENTE	Media
299	221-11	10-R.ORIENTE	Media
300	221-12	10-R.ORIENTE	Media
301	221-13	10-R.ORIENTE	Media
302	302-12	6-R.BAJO_CAUCA	Media
303	302-13	6-R.BAJO_CAUCA	Media
304	302-14	6-R.BAJO_CAUCA	Media
305	303-11	6-R.BAJO_CAUCA	Media
306	303-12	6-R.BAJO_CAUCA	Media
307	303-13	6-R.BAJO_CAUCA	Media
308	303-14	6-R.BAJO_CAUCA	Media
309	304-11	11-R.NORTE	Media

310	305-11	11-R.NORTE	Media
311	306-11	11-R.NORTE	Media
312	307-11	6-R.BAJO_CAUCA	Media
313	310-11	6-R.BAJO_CAUCA	Media
314	311-11	6-R.BAJO_CAUCA	Media
315	313-12	6-R.BAJO_CAUCA	Media
316	313-13	6-R.BAJO_CAUCA	Media
317	313-14	6-R.BAJO_CAUCA	Media
318	314-11	6-R.BAJO_CAUCA	Media
319	316-11	6-R.BAJO_CAUCA	Media
320	401-42	5-R.URABA	Media
321	401-45	5-R.URABA	Media
322	402-12	5-R.URABA	Media
323	402-13	5-R.URABA	Media
324	402-14	5-R.URABA	Media
325	402-15	5-R.URABA	Media
326	402-16	5-R.URABA	Media
327	403-11	5-R.URABA	Media
328	403-13	5-R.URABA	Media
329	403-14	5-R.URABA	Media
330	403-15	5-R.URABA	Media
331	404-11	5-R.URABA	Media
332	405-11	5-R.URABA	Media
333	405-13	5-R.URABA	Media
334	406-12	5-R.URABA	Media
335	407-13	5-R.URABA	Media
336	409-11	5-R.URABA	Media
337	409-13	5-R.URABA	Media
338	412-12	5-R.URABA	Media
339	413-11	5-R.URABA	Media
340	501-16	9-R.SUROESTE	Media
341	503-11	9-R.SUROESTE	Media
342	503-13	9-R.SUROESTE	Media
343	503-14	9-R.SUROESTE	Media
344	503-15	9-R.SUROESTE	Media
345	503-16	9-R.SUROESTE	Media
346	504-11	9-R.SUROESTE	Media
347	504-13	9-R.SUROESTE	Media
348	504-14	9-R.SUROESTE	Media
349	504-15	9-R.SUROESTE	Media

350	504-16	9-R.SUROESTE	Media
351	505-12	9-R.SUROESTE	Media
352	505-13	9-R.SUROESTE	Media
353	505-14	9-R.SUROESTE	Media
354	506-12	9-R.SUROESTE	Media
355	507-11	9-R.SUROESTE	Media
356	508-13	7-R.OCCIDENTE	Media
357	509-13	9-R.SUROESTE	Media
358	510-12	9-R.SUROESTE	Media
359	511-13	9-R.SUROESTE	Media
360	511-15	9-R.SUROESTE	Media
361	512-13	9-R.SUROESTE	Media
362	513-12	9-R.SUROESTE	Media
363	514-11	9-R.SUROESTE	Media
364	514-12	9-R.SUROESTE	Media
365	514-15	9-R.SUROESTE	Media
366	515-11	9-R.SUROESTE	Media
367	515-12	9-R.SUROESTE	Media
368	515-13	9-R.SUROESTE	Media
369	515-14	9-R.SUROESTE	Media
370	516-12	9-R.SUROESTE	Media
371	517-14	9-R.SUROESTE	Media
372	518-11	9-R.SUROESTE	Media
373	519-11	9-R.SUROESTE	Media
374	519-12	9-R.SUROESTE	Media
375	519-13	9-R.SUROESTE	Media
376	519-14	9-R.SUROESTE	Media
377	602-12	7-R.OCCIDENTE	Media
378	602-14	7-R.OCCIDENTE	Media
379	603-11	7-R.OCCIDENTE	Media
380	603-12	7-R.OCCIDENTE	Media
381	603-14	7-R.OCCIDENTE	Media
382	604-11	7-R.OCCIDENTE	Media
383	604-12	7-R.OCCIDENTE	Media
384	604-13	7-R.OCCIDENTE	Media
385	604-14	7-R.OCCIDENTE	Media
386	605-11	7-R.OCCIDENTE	Media
387	605-13	7-R.OCCIDENTE	Media
388	607-11	7-R.OCCIDENTE	Media
389	607-13	7-R.OCCIDENTE	Media

390	608-11	7-R.OCCIDENTE	Media
391	608-12	7-R.OCCIDENTE	Media
392	R02-08	2-CENTRO	Media
393	R02-13	2-CENTRO	Media
394	R02-15	2-CENTRO	Media
395	R02-19	2-CENTRO	Media
396	R02-24	2-CENTRO	Media
397	R02-26	2-CENTRO	Media
398	R02-30	2-CENTRO	Media
399	R02-41	2-CENTRO	Media
400	R03-02	1-NORTE	Media
401	R03-03	1-NORTE	Media
402	R03-04	1-NORTE	Media
403	R03-07	1-NORTE	Media
404	R03-14	1-NORTE	Media
405	R03-19	1-NORTE	Media
406	R04-01	2-CENTRO	Media
407	R04-08	2-CENTRO	Media
408	R05-03	3-SUR	Media
409	R05-06	3-SUR	Media
410	R05-08	3-SUR	Media
411	R05-13	3-SUR	Media
412	R05-14	3-SUR	Media
413	R05-17	3-SUR	Media
414	R05-25	3-SUR	Media
415	R05-27	3-SUR	Media
416	R06-15	1-NORTE	Media
417	R06-17	1-NORTE	Media
418	R06-20	1-NORTE	Media
419	R07-01	2-CENTRO	Media
420	R07-02	2-CENTRO	Media
421	R07-08	2-CENTRO	Media
422	R07-11	2-CENTRO	Media
423	R07-16	2-CENTRO	Media
424	R07-17	2-CENTRO	Media
425	R07-18	2-CENTRO	Media
426	R07-19	2-CENTRO	Media
427	R07-21	2-CENTRO	Media
428	R07-22	2-CENTRO	Media
429	R07-23	2-CENTRO	Media

430	R07-25	2-CENTRO	Media
431	R07-40	2-CENTRO	Media
432	R08-01	1-NORTE	Media
433	R08-02	1-NORTE	Media
434	R08-03	1-NORTE	Media
435	R08-06	1-NORTE	Media
436	R08-07	1-NORTE	Media
437	R08-08	1-NORTE	Media
438	R08-14	1-NORTE	Media
439	R08-40	1-NORTE	Media
440	R09-02	3-SUR	Media
441	R09-04	3-SUR	Media
442	R09-17	3-SUR	Media
443	R09-24	3-SUR	Media
444	R09-25	3-SUR	Media
445	R09-42	3-SUR	Media
446	R09-44	3-SUR	Media
447	R10-01	2-CENTRO	Media
448	R10-02	2-CENTRO	Media
449	R10-12	2-CENTRO	Media
450	R11-04	1-NORTE	Media
451	R11-06	1-NORTE	Media
452	R11-07	1-NORTE	Media
453	R11-09	1-NORTE	Media
454	R11-10	1-NORTE	Media
455	R11-12	1-NORTE	Media
456	R11-13	1-NORTE	Media
457	R11-19	1-NORTE	Media
458	R11-20	1-NORTE	Media
459	R11-22	1-NORTE	Media
460	R11-40	1-NORTE	Media
461	R12-02	3-SUR	Media
462	R12-03	3-SUR	Media
463	R12-04	3-SUR	Media
464	R12-05	3-SUR	Media
465	R12-06	3-SUR	Media
466	R12-14	3-SUR	Media
467	R12-15	3-SUR	Media
468	R13-01	1-NORTE	Media
469	R13-02	10-R.ORIENTE	Media

470	R13-03	1-NORTE	Media
471	R13-47	1-NORTE	Media
472	R14-05	3-SUR	Media
473	R14-40	3-SUR	Media
474	R15-15	2-CENTRO	Media
475	R15-18	2-CENTRO	Media
476	R15-19	2-CENTRO	Media
477	R15-20	2-CENTRO	Media
478	R16-02	10-R.ORIENTE	Media
479	R16-03	10-R.ORIENTE	Media
480	R16-06	10-R.ORIENTE	Media
481	R16-09	10-R.ORIENTE	Media
482	R17-01	1-NORTE	Media
483	R17-02	1-NORTE	Media
484	R17-03	1-NORTE	Media
485	R17-40	1-NORTE	Media
486	R18-03	10-R.ORIENTE	Media
487	R19-02	10-R.ORIENTE	Media
488	R19-03	10-R.ORIENTE	Media
489	R19-05	10-R.ORIENTE	Media
490	R20-01	8-R.NORDESTE	Media
491	R20-03	11-R.NORTE	Media
492	R20-08	8-R.NORDESTE	Media
493	R21-02	11-R.NORTE	Media
494	R21-03	11-R.NORTE	Media
495	R21-05	11-R.NORTE	Media
496	R21-40	11-R.NORTE	Media
497	R22-43	10-R.ORIENTE	Media
498	R23-11	8-R.NORDESTE	Media
499	R23-12	8-R.NORDESTE	Media
500	R23-13	8-R.NORDESTE	Media
501	R23-41	8-R.NORDESTE	Media
502	R23-44	8-R.NORDESTE	Media
503	R24-03	2-CENTRO	Media
504	R25-04	6-R.BAJO_CAUCA	Media
505	R26-03	3-SUR	Media
506	R26-05	3-SUR	Media
507	R26-07	3-SUR	Media
508	R26-09	3-SUR	Media
509	R26-10	3-SUR	Media

510	R26-11	3-SUR	Media
511	R26-40	3-SUR	Media
512	R27-02	2-CENTRO	Media
513	R27-03	2-CENTRO	Media
514	R27-08	2-CENTRO	Media
515	R28-01	8-R.NORDESTE	Media
516	R28-02	8-R.NORDESTE	Media
517	R29-02	3-SUR	Media
518	R29-03	3-SUR	Media
519	R29-05	3-SUR	Media
520	R29-07	3-SUR	Media
521	R30-02	10-R.ORIENTE	Media
522	R31-01	1-NORTE	Media
523	R31-02	1-NORTE	Media
524	R31-03	1-NORTE	Media
525	R31-06	1-NORTE	Media
526	R31-09	1-NORTE	Media
527	R32-01	10-R.ORIENTE	Media
528	R34-04	3-SUR	Media
529	R35-03	3-SUR	Media
530	R35-06	3-SUR	Media
531	R35-08	3-SUR	Media
532	R35-40	3-SUR	Media
533	R36-02	1-NORTE	Media
534	R36-03	1-NORTE	Media
535	R38-02	3-SUR	Media
536	R39-02	11-R.NORTE	Media
537	R39-03	11-R.NORTE	Media
538	R51-01	8-R.NORDESTE	Media
539	R52-02	11-R.NORTE	Media
540	R52-03	11-R.NORTE	Media
541	R53-01	8-R.NORDESTE	Media
542	R53-02	8-R.NORDESTE	Media
543	101-41	8-R.NORDESTE	Baja
544	110-11	8-R.NORDESTE	Baja
545	201-13	10-R.ORIENTE	Baja
546	201-16	10-R.ORIENTE	Baja
547	201-19	10-R.ORIENTE	Baja
548	201-44	10-R.ORIENTE	Baja
549	202-11	10-R.ORIENTE	Baja

550	204-11	10-R.ORIENTE	Baja
551	204-12	10-R.ORIENTE	Baja
552	204-13	10-R.ORIENTE	Baja
553	206-14	10-R.ORIENTE	Baja
554	209-14	10-R.ORIENTE	Baja
555	209-15	10-R.ORIENTE	Baja
556	209-16	10-R.ORIENTE	Baja
557	302-11	6-R.BAJO_CAUCA	Baja
558	304-13	11-R.NORTE	Baja
559	304-14	11-R.NORTE	Baja
560	304-43	11-R.NORTE	Baja
561	308-11	6-R.BAJO_CAUCA	Baja
562	309-11	11-R.NORTE	Baja
563	309-13	11-R.NORTE	Baja
564	309-14	11-R.NORTE	Baja
565	309-15	11-R.NORTE	Baja
566	311-43	6-R.BAJO_CAUCA	Baja
567	312-11	6-R.BAJO_CAUCA	Baja
568	315-11	11-R.NORTE	Baja
569	317-11	11-R.NORTE	Baja
570	317-12	11-R.NORTE	Baja
571	317-13	11-R.NORTE	Baja
572	317-14	11-R.NORTE	Baja
573	348-11	6-R.BAJO_CAUCA	Baja
574	402-11	5-R.URABA	Baja
575	405-12	5-R.URABA	Baja
576	411-12	5-R.URABA	Baja
577	411-41	5-R.URABA	Baja
578	411-43	5-R.URABA	Baja
579	411-44	5-R.URABA	Baja
580	501-15	9-R.SUROESTE	Baja
581	503-12	9-R.SUROESTE	Baja
582	506-11	9-R.SUROESTE	Baja
583	510-11	9-R.SUROESTE	Baja
584	511-12	9-R.SUROESTE	Baja
585	512-11	9-R.SUROESTE	Baja
586	512-14	9-R.SUROESTE	Baja
587	513-11	9-R.SUROESTE	Baja
588	514-13	9-R.SUROESTE	Baja
589	516-11	9-R.SUROESTE	Baja

590	602-11	7-R.OCCIDENTE	Baja
591	604-46	7-R.OCCIDENTE	Baja
592	PAR-13	2-CENTRO	Baja
593	R02-01	2-CENTRO	Baja
594	R02-02	2-CENTRO	Baja
595	R02-03	2-CENTRO	Baja
596	R02-04	2-CENTRO	Baja
597	R02-05	2-CENTRO	Baja
598	R02-06	2-CENTRO	Baja
599	R02-09	2-CENTRO	Baja
600	R02-10	2-CENTRO	Baja
601	R02-11	2-CENTRO	Baja
602	R02-12	2-CENTRO	Baja
603	R02-16	2-CENTRO	Baja
604	R02-18	2-CENTRO	Baja
605	R02-21	2-CENTRO	Baja
606	R02-22	2-CENTRO	Baja
607	R02-25	2-CENTRO	Baja
608	R02-27	2-CENTRO	Baja
609	R02-29	2-CENTRO	Baja
610	R02-32	2-CENTRO	Baja
611	R02-33	2-CENTRO	Baja
612	R02-34	2-CENTRO	Baja
613	R02-35	2-CENTRO	Baja
614	R02-40	2-CENTRO	Baja
615	R03-01	1-NORTE	Baja
616	R03-08	1-NORTE	Baja
617	R03-09	1-NORTE	Baja
618	R03-10	1-NORTE	Baja
619	R03-11	1-NORTE	Baja
620	R03-13	1-NORTE	Baja
621	R03-41	1-NORTE	Baja
622	R04-02	2-CENTRO	Baja
623	R04-04	2-CENTRO	Baja
624	R04-07	2-CENTRO	Baja
625	R04-09	2-CENTRO	Baja
626	R04-10	2-CENTRO	Baja
627	R04-11	2-CENTRO	Baja
628	R04-12	2-CENTRO	Baja
629	R04-40	2-CENTRO	Baja

630	R05-04	3-SUR	Baja
631	R05-05	3-SUR	Baja
632	R05-12	3-SUR	Baja
633	R05-15	3-SUR	Baja
634	R05-20	3-SUR	Baja
635	R05-21	3-SUR	Baja
636	R05-22	3-SUR	Baja
637	R05-26	3-SUR	Baja
638	R05-28	3-SUR	Baja
639	R05-29	3-SUR	Baja
640	R05-30	3-SUR	Baja
641	R05-31	3-SUR	Baja
642	R05-40	3-SUR	Baja
643	R06-01	1-NORTE	Baja
644	R06-02	1-NORTE	Baja
645	R06-03	1-NORTE	Baja
646	R06-05	1-NORTE	Baja
647	R06-07	1-NORTE	Baja
648	R06-08	1-NORTE	Baja
649	R06-10	1-NORTE	Baja
650	R06-11	1-NORTE	Baja
651	R06-12	1-NORTE	Baja
652	R06-13	1-NORTE	Baja
653	R06-14	1-NORTE	Baja
654	R06-16	1-NORTE	Baja
655	R06-18	1-NORTE	Baja
656	R06-19	1-NORTE	Baja
657	R06-21	1-NORTE	Baja
658	R06-22	1-NORTE	Baja
659	R06-23	1-NORTE	Baja
660	R06-24	1-NORTE	Baja
661	R06-40	1-NORTE	Baja
662	R07-03	2-CENTRO	Baja
663	R07-04	2-CENTRO	Baja
664	R07-05	2-CENTRO	Baja
665	R07-06	2-CENTRO	Baja
666	R07-07	2-CENTRO	Baja
667	R07-10	2-CENTRO	Baja
668	R07-12	2-CENTRO	Baja
669	R07-13	2-CENTRO	Baja

670	R07-15	2-CENTRO	Baja
671	R07-20	2-CENTRO	Baja
672	R07-24	2-CENTRO	Baja
673	R08-04	1-NORTE	Baja
674	R08-05	1-NORTE	Baja
675	R08-09	1-NORTE	Baja
676	R08-10	1-NORTE	Baja
677	R08-13	1-NORTE	Baja
678	R08-15	1-NORTE	Baja
679	R08-16	1-NORTE	Baja
680	R08-17	1-NORTE	Baja
681	R08-18	1-NORTE	Baja
682	R08-19	1-NORTE	Baja
683	R08-20	1-NORTE	Baja
684	R08-21	1-NORTE	Baja
685	R09-01	3-SUR	Baja
686	R09-06	3-SUR	Baja
687	R09-09	3-SUR	Baja
688	R09-10	3-SUR	Baja
689	R09-13	3-SUR	Baja
690	R09-14	3-SUR	Baja
691	R09-15	3-SUR	Baja
692	R09-16	3-SUR	Baja
693	R09-18	3-SUR	Baja
694	R09-21	3-SUR	Baja
695	R09-43	3-SUR	Baja
696	R09-90	3-SUR	Baja
697	R09-91	3-SUR	Baja
698	R10-04	2-CENTRO	Baja
699	R10-06	2-CENTRO	Baja
700	R10-07	2-CENTRO	Baja
701	R10-08	2-CENTRO	Baja
702	R10-09	2-CENTRO	Baja
703	R10-13	2-CENTRO	Baja
704	R10-15	2-CENTRO	Baja
705	R10-16	2-CENTRO	Baja
706	R10-17	2-CENTRO	Baja
707	R10-27	2-CENTRO	Baja
708	R10-40	2-CENTRO	Baja
709	R11-01	1-NORTE	Baja

710	R11-05	1-NORTE	Baja
711	R11-08	1-NORTE	Baja
712	R11-11	1-NORTE	Baja
713	R11-15	1-NORTE	Baja
714	R11-16	1-NORTE	Baja
715	R11-18	1-NORTE	Baja
716	R11-23	1-NORTE	Baja
717	R11-41	1-NORTE	Baja
718	R11-90	1-NORTE	Baja
719	R12-01	3-SUR	Baja
720	R12-07	3-SUR	Baja
721	R12-08	3-SUR	Baja
722	R12-09	3-SUR	Baja
723	R12-10	3-SUR	Baja
724	R12-12	3-SUR	Baja
725	R12-13	3-SUR	Baja
726	R13-05	1-NORTE	Baja
727	R13-48	1-NORTE	Baja
728	R13-49	1-NORTE	Baja
729	R13-90	1-NORTE	Baja
730	R14-06	3-SUR	Baja
731	R15-01	2-CENTRO	Baja
732	R15-02	2-CENTRO	Baja
733	R15-03	2-CENTRO	Baja
734	R15-04	2-CENTRO	Baja
735	R15-05	2-CENTRO	Baja
736	R15-06	2-CENTRO	Baja
737	R15-07	2-CENTRO	Baja
738	R15-08	2-CENTRO	Baja
739	R15-09	2-CENTRO	Baja
740	R15-10	2-CENTRO	Baja
741	R15-11	2-CENTRO	Baja
742	R15-12	2-CENTRO	Baja
743	R15-13	2-CENTRO	Baja
744	R15-16	2-CENTRO	Baja
745	R15-17	2-CENTRO	Baja
746	R15-22	2-CENTRO	Baja
747	R15-23	2-CENTRO	Baja
748	R15-24	2-CENTRO	Baja
749	R15-25	2-CENTRO	Baja

750	R15-26	2-CENTRO	Baja
751	R15-40	2-CENTRO	Baja
752	R15-90	2-CENTRO	Baja
753	R16-42	10-R.ORIENTE	Baja
754	R16-43	10-R.ORIENTE	Baja
755	R16-90	10-R.ORIENTE	Baja
756	R17-05	1-NORTE	Baja
757	R17-41	1-NORTE	Baja
758	R17-90	1-NORTE	Baja
759	R18-05	10-R.ORIENTE	Baja
760	R19-01	10-R.ORIENTE	Baja
761	R19-04	10-R.ORIENTE	Baja
762	R19-06	10-R.ORIENTE	Baja
763	R19-07	10-R.ORIENTE	Baja
764	R19-08	10-R.ORIENTE	Baja
765	R19-09	10-R.ORIENTE	Baja
766	R19-40	10-R.ORIENTE	Baja
767	R20-40	11-R.NORTE	Baja
768	R20-42	11-R.NORTE	Baja
769	R22-41	10-R.ORIENTE	Baja
770	R23-14	8-R.NORDESTE	Baja
771	R23-16	8-R.NORDESTE	Baja
772	R23-17	8-R.NORDESTE	Baja
773	R23-42	8-R.NORDESTE	Baja
774	R23-45	8-R.NORDESTE	Baja
775	R24-02	2-CENTRO	Baja
776	R24-04	2-CENTRO	Baja
777	R24-05	2-CENTRO	Baja
778	R25-40	6-R.BAJO_CAUCA	Baja
779	R26-02	3-SUR	Baja
780	R26-04	3-SUR	Baja
781	R26-06	3-SUR	Baja
782	R26-08	3-SUR	Baja
783	R27-01	2-CENTRO	Baja
784	R27-05	2-CENTRO	Baja
785	R27-07	2-CENTRO	Baja
786	R27-10	2-CENTRO	Baja
787	R27-11	2-CENTRO	Baja
788	R27-20	2-CENTRO	Baja
789	R27-21	2-CENTRO	Baja

790	R27-22	2-CENTRO	Baja
791	R27-23	2-CENTRO	Baja
792	R27-24	2-CENTRO	Baja
793	R27-40	2-CENTRO	Baja
794	R28-65	8-R.NORDESTE	Baja
795	R28-90	8-R.NORDESTE	Baja
796	R30-03	10-R.ORIENTE	Baja
797	R31-04	1-NORTE	Baja
798	R31-05	1-NORTE	Baja
799	R31-10	1-NORTE	Baja
800	R31-12	1-NORTE	Baja
801	R31-40	1-NORTE	Baja
802	R32-02	10-R.ORIENTE	Baja
803	R32-42	10-R.ORIENTE	Baja
804	R32-90	10-R.ORIENTE	Baja
805	R32-91	10-R.ORIENTE	Baja
806	R34-01	3-SUR	Baja
807	R34-02	3-SUR	Baja
808	R35-07	3-SUR	Baja
809	R35-09	3-SUR	Baja
810	R39-01	11-R.NORTE	Baja
811	R50-03	10-R.ORIENTE	Baja
812	R50-04	10-R.ORIENTE	Baja
813	R50-05	10-R.ORIENTE	Baja
814	R51-02	8-R.NORDESTE	Baja
815	R51-03	8-R.NORDESTE	Baja
816	R51-05	8-R.NORDESTE	Baja
817	R53-03	8-R.NORDESTE	Baja
818	R53-05	8-R.NORDESTE	Baja
819	R53-42	8-R.NORDESTE	Baja
820	R54-01	10-R.ORIENTE	Baja
821	R55-01	11-R.NORTE	Baja

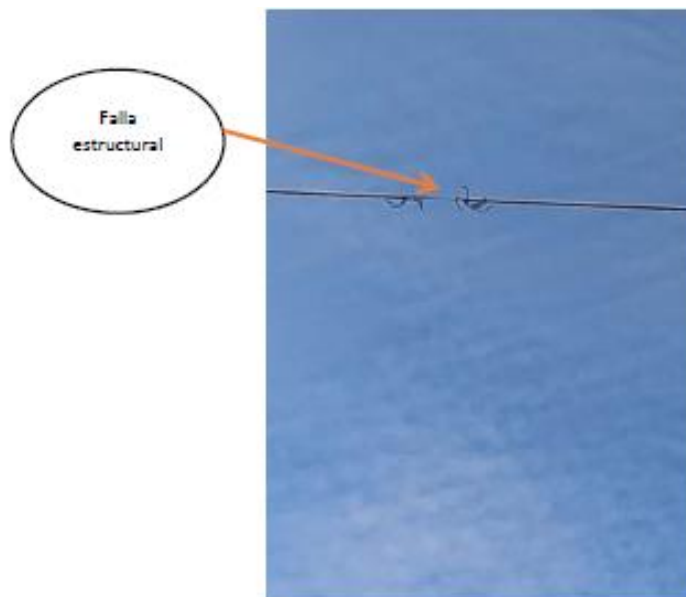
ANEXOS B.

Las siguientes imágenes muestran los modos de falla que se presentan en el sistema de distribución de energía y que se pueden detectar con la inspección visual de circuitos de distribución.

- 1 002 Apertura por defecto en cable cubierto (ecológico).



- 2 003 Apertura por línea primaria rota.



3 004 Apertura por robo de infraestructura.



4 005 Apertura por defecto en conector.



5 006 Apertura por defecto en poste o estructura.



6 008 Apertura por árbol o rama sobre líneas.



7 009 Apertura por otros objetos sobre primarias.



8 011 Apertura por defecto en cortacircuito.



9 012 Apertura por defecto en pararrayos.



10 013 Apertura por defecto en transformador de distribución.



11 014 Apertura por defecto en aisladores.



12 015 Apertura por defecto en cruceta y/o herraje.



13 016 Apertura por defecto en seccionador o suiche interruptor.



14 017 Apertura por defecto en otros equipos (reconectores, condensadores, reguladores, etc.).



15 018 Apertura por defecto en cable primario aislado subterráneo o aéreo.



16 061 Apertura por acercamiento de barra primaria.



17 072 Apertura por línea primaria destemplada.



18 073 Apertura por viento roto.



19. 076 Apertura por línea primaria suelta del aislador.

