

**PROPUESTA PARA LA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE  
ALTA TENSIÓN CON INFRAESTRUCTURA EN TORRES AUTO SOPORTADAS  
DE CELOSÍA**

**JORGE ARMANDO CASTAÑO YEPES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALISTA EN GERENCIA DEL MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2021**

**PROPUESTA PARA LA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE  
ALTA TENSIÓN CON INFRAESTRUCTURA EN TORRES AUTO SOPORTADAS  
DE CELOSÍA**

**JORGE ARMANDO CASTAÑO YEPES**

**Trabajo de grado para optar el título de  
ESPECIALISTA EN GERENCIA DEL MANTENIMIENTO**

**Director**

**José Andrés Chamorro Cuaran  
Magister en Ingeniería Eléctrica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2021**

## CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN .....	15
1. OBJETIVOS.....	17
1.1 OBJETIVO GENERAL .....	17
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
2. JUSTIFICACIÓN.....	18
3. MARCO DE REFERENCIA.....	20
3.1 GENERALIDADES DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO .....	20
3.2 GENERALIDADES PARA MANTENIMIENTO EN LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN EN COLOMBIA PARA LÍNEAS DE 115 KV .....	25
3.2.1 Procedimiento para la coordinación semanal de consignaciones.....	27
3.3 NIVELES DE TENSION .....	28
3.4 RESOLUCION CREG 015 2018 .....	30
3.4.1 Unidades constructivas (UC): .....	31
3.4.2 Ajustes a las MHA1 .....	33
3.4.3 Mantenimientos Mayores.....	33
4 MARCO TEORICO .....	34
4.1 LINEAS DE TRANSMISIÓN .....	34
4.2 ESTRUCTURAS METÁLICAS .....	36
4.2.1 Torres de Retención .....	37
4.2.2 Torres de Suspensión.....	38
4.2.3 Torres de Emergencia .....	39
4.3 CONDUCTORES DE FASE.....	40
4.4 CONDUCTOR DE GUARDA .....	41
4.5 AISLAMIENTO.....	42
4.5.1 Tipos de sobretensiones.....	42
4.5.2 Descargas Parciales (Back flashover) .....	43

4.6	HERRAJES Y ACCESORIOS.....	45
4.7	CIMENTACIONES .....	46
4.8	SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA .....	47
4.9	PROTECCIÓN DE DISTANCIA ANSI 21 .....	49
5	RCM APLICADO EN LA PLANEACIÓN Y PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	50
6	DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.....	54
6.1	REVISIÓN AL MANUAL DE GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO.....	54
6.2	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL .....	55
6.2.1	CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV .....	55
6.3	DESCRIPCIÓN DE LOS ACTIVOS Y SUS FUNCIONES.....	58
6.4	ANÁLISIS AMFE .....	60
6.5	REVISIÓN DE LOS PLANES DE MANTENIMIENTO.....	90
6.5.1	Inspecciones Periódicas .....	90
6.5.2	Termografías .....	91
6.5.3	Mantenimientos Forestales.....	92
6.5.4	Medición de resistividad de mallas de puesta a tierra .....	93
6.5.5	Otros planes de mantenimiento aplicables a líneas de transmisión .....	93
6.6	REVISIÓN A INSPECCIONES Y ESTUDIOS EXISTENTES.....	95
6.7	IDENTIFICACIÓN DE REPUESTOS Y NECESIDADES .....	97
6.7.1	Cambios de aislamiento.....	97
6.7.2	Mallas del Sistema de Puesta a Tierra (SPT).....	100
6.7.3	Reposición de estructuras metálicas .....	102
6.7.4	Cambio de herrajes y accesorios.....	104
6.8	IDENTIFICACIÓN DE CIRCUITOS CRITICOS.....	105
6.9	DETERMINACIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS REQUERIDOS.....	106
6.10	PROGRAMACIÓN Y EJECUCIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS REQUERIDOS.....	107
6.11	NORMALIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS CRÍTICOS .....	107
6.12	DETERMINACIÓN DE LAS ACCIONES PREVENTIVAS .....	109

6.13	PLAN DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	109
7	CONCLUSIONES .....	111
8	RECOMENDACIONES.....	115
	BIBLIOGRAFÍA.....	117

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
FIGURA 1. MARCO LEGAL	21
FIGURA 2. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO	24
FIGURA 3 PROCEDIMIENTOS PARA CONSIGNACIONES	27
FIGURA 4. NIVELES DE TENSIÓN	29
FIGURA 5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	30
FIGURA 6. ELEMENTOS DE UNA TORRE DE TRANSMISIÓN EN CELOSÍA	36
FIGURA 9. AISLADOR DE SUSPENSIÓN TIPO ANSI 52-3	44
FIGURA 10 TABLA DE CARACTERÍSTICAS AISLADOR SUSPENSIÓN ANSI 52-3	45
FIGURA 11 CICLO PHVA	52
FIGURA 12. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	54
FIGURA 13. PLANTA-PERFIL SAN JERÓNIMO-BUITRERA 115 KV	85
FIGURA 14 PERFIL	86
FIGURA 15. AISLADOR DE SUSPENSIÓN TIPO ANSI 52-3	98
FIGURA 16. COOPER CLAD STEEL	101

## LISTA DE FOTOGRAFÍAS

	Pág.
FOTOGRAFÍA 1. TORRE DE RETENCIÓN DOBLE CIRCUITO	37
FOTOGRAFÍA 2. DETALLE DEL BRAZO DE UNA TORRE DE RETENCIÓN	37
FOTOGRAFÍA 3 TORRE DE SUSPENSIÓN DOBLE CIRCUITO	38
FOTOGRAFÍA 4. DETALLE DEL BRAZO DE UNA TORRE DE RETENCIÓN	38
FOTOGRAFÍA 5 MONTAJE DE TORRES DE EMERGENCIA	39
FOTOGRAFÍA 6 REPOSICIÓN DE TORRE DE TRANSMISIÓN CON TORRES DE EMERGENCIA	40
FOTOGRAFÍA 7 CONSTRUCCIÓN DE LA CIMENTACIÓN (A) Y ENSAYOS (B)	47
FOTOGRAFÍA 8 CONEXIÓN EQUIPOTENCIAL DE UN SPT A LA PATA DE UNA TORRE	48
FOTOGRAFÍA 9 CONEXIÓN EQUIPOTENCIAL DE UN SPT A LA PATA DE UNA TORRE	48
FOTOGRAFÍA 10. TERMOGRAFÍA	92
FOTOGRAFÍA 11 CADENA AISLADORES RETENCIÓN FLAMEADO	98
FOTOGRAFÍA 12 CADENA DE SUSPENSIÓN FLAMEADA	99
FOTOGRAFÍA 13 AISLAMIENTO CONTAMINADO	99
FOTOGRAFÍA 14 CONEXIONES INEFICACES DE SPT (A) Y CABLE DE ACERO PARA SPT OXIDADO (B)	101
FOTOGRAFÍA 15 DETALLE HERRAJES Y ACCESORIOS PARA CADENAS DE AISLADORES DE RETENCIÓN (A) Y SUSPENSIÓN (B)	104

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág</b>
TABLA 1. RESOLUCIONES CREG APLICABLES AL STN Y STR	22
TABLA 2. MHAI DE ACTIVOS DEL STR	26
TABLA 3. MHAI DEL STN	26
TABLA 4 CARACTERÍSTICAS CABLE DESNUDO ACSR 30/7 ORIOLE	336.4
KCMIL	41
TABLA 5 CABLE DE ACERO 3/8" GALVANIZADO	41
TABLA 6. CORREDOR SAN JERÓNIMO-BUITRERA 115 KV	56
TABLA 7. CONTEXTO OPERACIONAL	56
TABLA 8 DESCRIPCIÓN DE FUNCIONES	59
TABLA 9 NIVELES DE OCURRENCIA DE CAUSA (O) Y GRAVEDAD DEL EFECTO (G)	60
TABLA 10 NIVELES DE DETECCIÓN DEL FALLO (D)	60
TABLA 11 ANALISIS AMFE Y CALIFICACIÓN DE RIESGO	61
TABLA 12. MATRIZ DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTOS	87
TABLA 13 INSPECCIÓN DE LÍNEAS	90
TABLA 14 PROGRAMACIÓN DE PLANES 1 SEMESTRE	95
TABLA 15 PROGRAMACIÓN DE PLANES 2 SEMESTRE	95
TABLA 16. ANGULERÍA	102
TABLA 17. TORNILLERÍA	103
TABLA 18. TRATAMIENTOS DE OXIDACIÓN	103
TABLA 19 EVENTOS ANUALES POR CIRCUITO	105
TABLA 20. RESULTADOS	107

## GLOSARIO

**ACTIVOS DE CONEXIÓN AL STN:** Son los bienes que se requieren para que un generador, operador de red, usuario final, o varios de los anteriores, se conecten físicamente al sistema de transmisión nacional. Los activos de conexión al STN se remunerarán a través de contratos entre el propietario y los usuarios respectivos del activo de conexión.

**ACTIVOS DE USO DEL STN:** Son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, son remunerados mediante cargos por uso del STN y pueden estar constituidos por una o varias Unidades Constructivas.

**AOM:** Gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional.

**ESTRUCTURA EN CELOSÍA:** estructura metálica ensamblada con elementos simples de acero como perfiles angulares o de sección tubular, conectados mediante conexiones pernadas o soldadas. Sus elementos principales son los montantes, cierres horizontales y verticales, diagonales (HNV Ingenieros , 2003). En el caso de torres de transmisión también se incluyen los brazos de conductor de fase y conductor de guarda.

**CENTRO NACIONAL DE DESPACHO-CND:** Entidad encargada de la planeación, supervisión, y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los acuerdos del CNO.

**COMPENSACIÓN:** Es el valor en que se reduce el ingreso regulado de cada TN por variaciones que excedan o superen los límites establecidos para las características de calidad a las que está asociado dicho ingreso.

**CONSIGNACIÓN DE EMERGENCIA:** Es el procedimiento mediante el cual se autoriza, previa declaración del agente responsable, la realización de un mantenimiento y/o desconexión de un equipo o activo del STN, de una instalación o de parte de ella, cuando su estado ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones de tal forma que no es posible cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo.

**CONSIGNACIÓN:** Es procedimiento mediante el cual un transmisor solicita, y el CND estudia y autoriza la intervención de un equipo, de una instalación o de parte de ella.

**CORRIENTE ALTERNA :** Es una forma de corriente eléctrica caracterizada por tener una magnitud y sentido que varía cíclicamente

**CORRIENTE ELECTRICA:** Es el flujo de carga eléctrica que recorre un material conductor o en un espacio.

**DISPONIBILIDAD:** Se define como el tiempo total sobre un periodo dado, durante el cual un activo de uso del STN estuvo en servicio , o disponible para el servicio. La disponibilidad siempre estará asociada a la capacidad nominal del activo, en condiciones normales de operación.

**EVENTO:** Situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso del STN.

**INDISPONIBILIDAD:** Se define como el tiempo sobre un periodo dado, durante el cual un activo de uso del STN no estuvo en servicio o disponible para el servicio,

**MANTENIMIENTO MAYOR:** Mantenimiento de activos de uso del STN que se realiza una vez cada seis años y que requiere un tiempo mayor a las máximas horas anuales de indisponibilidad fijadas para dichos activos.

**OPERADOR DE RED DE STR Y SDL (OR):** Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas las que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos de uso corresponde a un municipio.

**SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN):** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores al 220 kV, los transformadores con tensiones iguales o superiores a 220 kV en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

**SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL(SIN):** Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

**UNIDAD CONSTRUCTIVA (UC):** Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de los activos del STN.

**ZONA DE SERVIDUMBRE:** Es una franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transporte o distribución de energía eléctrica, como margen

de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener interrelación segura con el entorno.

## RESUMEN

TITULO: PROPUESTA PARA LA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN CON INFRAESTRUCTURA EN TORRES AUTO SOPORTADAS DE CELOSÍA

AUTOR: JORGE ARMANDO CASTAÑO YEPES

PALABRAS CLAVE: CREG015, RCM, LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, PLANES DE MANTENIMIENTO, CREG, EVENTOS

El siguiente documento presenta una propuesta para la metodología de mantenimiento en líneas de transmisión de 115 kV construidas en torres de celosía, muestra la información regulatoria, como por ejemplo el acuerdo CNO 963, la resolución CREG 015, y otros que un ingeniero de planeación debe conocer para poder hacer gestión de sus activos haciendo cumplimiento de la normatividad vigente para mantenimientos en activos del STR.

Asimismo, se muestran las principales fases de la metodología RCM aplicada a un caso de estudio en líneas de transmisión a nivel de tensión 115 kV, contextos operacionales, descripción de equipos, funciones, análisis AMFE y los principales resultados obtenidos.

Se encontró que varios planes de mantenimiento que se aplican actualmente son innecesarios ya que pueden ser incluidos como alcance de planes ya existentes y de otros que por sus costos resulta más viable hacer la reposición del activo que se quiere mantener.

---

Trabajo de grado  
Facultad de físico-mecánica, escuela de Ingeniería Mecánica, director José Andrés Chamorro Cuaran  
Magister en Ingeniería Eléctrica

## **ABSTRACT**

**TITLE:** PROPOSAL FOR THE MAINTENANCE METHODOLOGY OF HIGH VOLTAGE LINES WITH INFRASTRUCTURE IN SELF-SUPPORTED LATTICE TOWERS

**AUTHOR:** JORGE ARMANDO CASTAÑO YEPES

**KEY WORDS:** CREG015, RCM, Líneas de Transmisión, Planes de Mantenimiento, CREG, EVENTOS

The following document presents a proposal for the maintenance methodology in 115 kV transmission lines built in lattice towers, shows the regulatory information, such as the CNO 963 agreement, CREG resolution 015, and others that a planning engineer must know to be able to manage their assets in compliance with current regulations for maintenance of STR assets.

Likewise, the main phases of the RCM methodology applied to a case study in transmission lines at 115 kV voltage level, operational contexts, description of equipment, functions, FMEA analysis and the main results obtained are shown.

It was found that several maintenance plans that are currently applied are unnecessary since they can be included as a scope of existing plans and others that, due to their costs, make it more feasible to replace the asset to be maintained.

---

Degree work

Facultad de físico-mecánica, escuela de Ingeniería Mecánica, director José Andrés Chamorro Cuaran

Magister en Ingeniería Eléctrica

## INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión de alta tensión son un pilar fundamental de un sistema de potencia. Es la vía por la cual la energía transformada en los grandes centros de generación es transportada hacia los grandes centros de consumo de nuestro país y año tras año va en expansión llevando energía a nuevos lugares, reforzando el sistema interconectado colombiano y también conectando áreas a las cuales el sistema interconectado aún no ha llegado, pero permitiendo que pequeños proyectos de generación del tipo hidráulico, térmico, Buitrera, eólico o de cogeneración permitan disfrutar de energía eléctrica para el desarrollo socioeconómico de una región. Particularmente para el valle del Cauca muchas de estas líneas de transmisión llevan más de 50 años en servicio y su mantenimiento se ha vuelto de la mayor importancia ya que una interrupción en el fluido eléctrico afectaría seriamente a grandes centros poblados e industrias en el departamento

Los mantenimientos aplicables a las líneas de transmisión de alta tensión han venido evolucionando con los años no solo introduciendo nuevas herramientas como por ejemplo termografías, ultrasonidos, mediciones de puesta a tierra, etc. Sino también implementado metodologías de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo que han ayudado a tener una visión más estratégica de la importancia de estos activos. Es importante tener presente que los mantenimientos de líneas de transmisión de 115 kV en alta tensión no pueden ser asimilados de la misma manera que un sistema de distribución en media tensión, ya que se manejan tasas de falla diferentes, competencias específicas de los profesionales encargados de su mantenimiento, riesgos diferentes, OPEX y CAPEX diferentes y también muy importante decirlo una regulación diferente.

Empresas del sector ha implementado metodologías y herramientas que han permitido enfocar de la mejor manera los recursos asignados a mantenimiento de

líneas de transmisión como, por ejemplo: implementando la metodología PHVA, asignando roles específicos orientados a líneas de transmisión, herramientas como SAP para la gestión del mantenimiento, etc. Todo esto también enfocado a cumplir con la nueva regulación establecida por la CREG 015 de 2018 para la remuneración de estos activos.

El alcance de este proyecto es presentar unas mejoras a las actuales metodologías y planes de mantenimiento para líneas de transmisión de 115 kV y que también puedan servir como guía para la gestión de la planeación y programación del mantenimiento de líneas de transmisión

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Proponer un ajuste a la metodología de mantenimiento basado en RCM para mejorar las condiciones de servicio en líneas de transmisión de 115 kV

### **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Mejorar la metodología empleada en la planeación del mantenimiento en líneas transmisión de 115 kV.
- Identificar circuitos críticos mediante análisis de eventos, tipos de fallos y condiciones estructurales.
- Proponer actividades y estrategias de mantenimiento que permitan mejorar la infraestructura eléctrica y condiciones operativas en líneas de transmisión

## 2. JUSTIFICACIÓN

Las líneas de transmisión en alta tensión han presentado en los últimos años diferentes inconvenientes de operación debidos en parte a la antigüedad de la infraestructura existente, presentando fallas recurrentes localizadas en algunos tramos y estructuras parcial o totalmente desgastadas por las condiciones ambientales, por antigüedad o por afectación de maquinaria agrícola. Esto ha ocasionado que se deban hacer constantes aperturas sobre estos activos que llevan a incumplimientos de carácter regulatorios ya que las máximas horas anuales de indisponibilidad para mantenimiento, que según la resolución CREG 015 del 2018 es de 38 horas para activos del STR, son superadas y por ello se dejan de remunerar

Las intervenciones sobre estos activos ocasionan frecuentes aperturas para corregir hallazgos o defectos, los tiempos de indisponibilidad generados por fallas en el suministro de energía eléctrica generan un alto impacto económico tanto para la productividad de estas industrias como para el operador de red por multas impuestas por entes regulatorios como la Superintendencia de Servicios Públicos y la Comisión de Regulación de Energía y GAS (CREG).

Este documento tiene la finalidad de proponer un esquema de mantenimiento basado en confiabilidad haciendo énfasis en la planeación como elemento de la herramienta PHVA, que apunte a reducir los tiempos de indisponibilidad, mejorar la

infraestructura existente, y establecer métodos que permitan actuar preventivamente ante las potenciales fallas que puedan presentarse sobre la infraestructura y posiblemente a futuro replicar este modelo a diferentes compañías del sector, y sobre todo satisfacer la necesidad de sus clientes, al mejorar tanto su calidad de vida como la productividad por menores tiempos de indisponibilidad de sus equipos e instalaciones

### **3. MARCO DE REFERENCIA**

#### **3.1 GENERALIDADES DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO**

La estructura para el suministro de la energía eléctrica fue el resultado de un prolongado proceso de intervención estatal, que se inició en 1928 con la expedición de la Ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica. Desde entonces funcionó de manera centralizada hasta las reformas efectuadas en 1994. Durante el viejo esquema, las compañías estatales mantenían un poder monopólico sobre un área determinada e integradas verticalmente, prestaban los servicios de generación, transmisión y distribución. Este tipo de monopolio sobre un área específica se debió al desarrollo regional que presentaba el país.<sup>1</sup>

Durante los años ochenta, el sector eléctrico colombiano entró en crisis, al igual que en la mayoría de países de América Latina. Esta situación se debió especialmente al subsidio de tarifas y a la politización de las empresas estatales, lo cual generó un deterioro en el desempeño del sector. Al mismo tiempo, se desarrollaron grandes proyectos de generación, con sobrecostos y atrasos considerables, lo que llevó a que finalmente el sector se convirtiera en una gran carga para el Estado.

A principios de los años noventa se vio la necesidad en Colombia de modernizar el sector eléctrico, abriéndolo a la participación privada, y siguiendo un esquema similar a los países pioneros en este desarrollo, en especial el Reino Unido. Esta reestructuración se realizó con las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica) de 1994, las cuales definieron el marco regulatorio para establecer las condiciones que permitieran que su desarrollo estuviese determinado bajo la sana

---

<sup>1</sup> Tomado de: <https://www.isaintercolombia.com/Paginas/48/sistema-electrico-colombiano>

competencia. Estas leyes crearon el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. La reglamentación de este mercado fue desarrollada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG. Para este propósito, la Comisión se asesoró de consultores nacionales e internacionales y con apoyo de las empresas del mismo sector, promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema a partir del 20 de julio de 1995.

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidió la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. (ISA INTERCOLOMBIA, 2021)

**Figura 1. Marco Legal**



Fuente: <https://www.isaintercolombia.com/Paginas/48/sistema-electrico-colombiano>

**Tabla 1. Resoluciones CREG aplicables al STN y STR**

RESOLUCION	DISPOSICIÓN
CREG 001 de 1994	Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por el sistema de Transmisión Nacional y se regula la liquidación y administración de las cuentas originadas por los cargos de uso de dicho sistema
CREG 002 de 1994	Por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de transmisión, se define el procedimiento para su pago, se precisa el alcance de la resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación de Energética y se dictan otras disposiciones.
GREG 025 de 1995	Por la cual se establece el código de redes, como parte del Reglamento de operación de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
CREG 051 de 1998	Por la cual se aprueban los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión del Sistema de Transmisión Nacional y se establece la metodología para determinar el ingreso regulado por concepto del uso de este sistema.
CREG 004 de 1999	Por la cual se aclaran y/o modifican las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 051 de 1998, en la cual se aprobaron los principios y los procedimientos generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional y se estableció la metodología para determinar el ingreso Regulado por concepto del uso de este sistema
CREG 039 de 1999	Por la cual se establecen las normas relacionadas con las pérdidas de referencia en el Sistema de Transmisión Nacional.
CREG 080 de 1999	Por la cual se reglamentan las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN.
CREG 022 de 2001	Por la cual se modifican e incorporan las disposiciones establecidas en al Resolución CREG 051 de 1998, modificada por las resoluciones CREG 004 y CREG 045 de 1999, mediante las cuales aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y se estableció la metodología para determinar el ingreso regulado por concepto de uso de este sistema.
CREG 106 de 2006	Por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores de los Sistemas de Transmisión Nacional adoptado por la Resolución CREG 011 de 2009
CREG 011 de 2009	Por la cual se establecen la metodología y formulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.
CREG 128 de 2010	Por la cual se establecen reglas para hacer la transición al nuevo esquema de calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional adoptado por la Resolución CREG 011 de 2009
CREG 093 de 2012	Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional.
CREG 224 de 2016	Por la cual se establecen los criterios de confiabilidad de la operación aplicables para contingencias, como parte del Código de Operación.

RESOLUCION	DISPOSICIÓN
CREG 039 de 2019	Por la cual se establecen las normas relacionadas con las pérdidas de referencia en el Sistema de Transmisión Nacional.
CREG 073 de 2019	Por la cual se modifica el art. 2 de la Resolución CREG 224 de 2016
CREG 015 de 2018	Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Fuente: CREG

En el caso del sector energético, existen retos enormes sobre todo en países en vías de desarrollo y alto crecimiento económico como Colombia, en donde cerca del 97% de la población tiene acceso a la energía eléctrica según datos del Sistema de Información Minero Energético Colombiano. Adicionalmente, está comprobado que la energía eléctrica constituye un servicio vital tanto para la calidad de vida de las personas, así como para el crecimiento y desarrollo de la economía y la industria.

El Gobierno Nacional y la Unidad de Planeación Minero Energética estiman que aproximadamente 460.000 hogares carecen de electricidad en Colombia<sup>2</sup> (Decreto 1623 de 2015), cifras que son críticas teniendo en cuenta que el acceso al servicio de energía eléctrica es hoy día un indicador que va directamente relacionado a la calidad de vida, desarrollo de las personas y disminuye la inequidad social. Adicionalmente tiene efectos positivos en la salud, la educación y la seguridad (alumbrado público) de las personas. Entidades como la Organización de Naciones Unidas o el Banco Mundial enfatizan el acceso a los servicios energéticos modernos como un instrumento más, para la reducción de la pobreza y la evolución de las condiciones de vida de la población mundial. Diversos estudios confirman lo anterior, apuntando los impactos positivos del acceso y uso de la electricidad en la calidad de vida de los hogares.

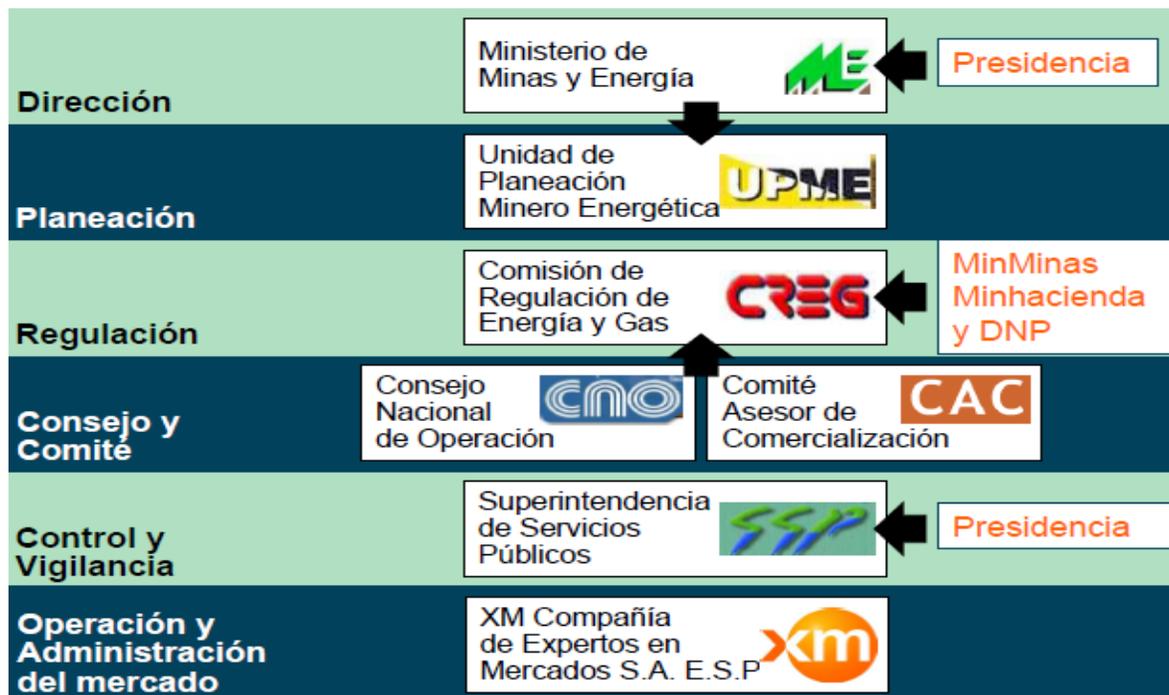
---

<sup>2</sup> UPME, Ministerio de minas y energía, Republica de Colombia, Decreto 1626, 2015

Por otro lado, un componente esencial para el crecimiento económico en países ha sido el uso intensivo de la energía. En estudios realizados por Kraft y Kraft en 1978, se comprueba que existe una relación directa entre la acumulación de capital y la disponibilidad de fuentes suficientes y confiables de energía, lo cual tiene repercusiones fuertes sobre la productividad, empleo, y en general el progreso del país.

Debido a lo anterior, urge la creación de estrategias que aseguren no solo el acceso al servicio de energía para todos los ciudadanos, sino que también se cuenten con estándares mínimos de calidad como se desarrollará más adelante, que para el caso de estudio está regido por indicadores de calidad determinados por la CREG y el ministerio de minas y energía.

**Figura 2. Estructura organizacional del sector energético**



Fuente: XM Expertos en Mercado S.A. E.S.P.

### **3.2 GENERALIDADES PARA MANTENIMIENTO EN LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN EN COLOMBIA PARA LÍNEAS DE 115 KV**

Todo mantenimiento en líneas de transmisión debe seguir los lineamientos establecido por el acuerdo CNO 963<sup>3</sup> para poder ser aprobado y llevado a cabo bien sea mediante consignaciones nacionales programadas o de emergencia.

Este acuerdo básicamente permite definir de manera anticipada como cada operador de red (OR) y operador de transmisión (OT) realizan sus mantenimientos sin desestabilizar al sistema interconectado colombiano y manteniendo siempre las condiciones de calidad del servicio establecidas por el regulador.

Es necesario que cada operador tenga claridad sobre las necesidades de mantenimiento que va a llevar a cabo en los activos que va a programar mediante consignaciones nacionales incluidas en los planes semestrales de mantenimiento declarados, de si estos mantenimientos van a tener pérdida de mercado o de demanda o si solamente son mantenimientos en los que se tendrá un riesgo de disparo del elemento de protección del activo.

Es aquí donde es imprescindible haber realizado mantenimientos de carácter preventivo como por ejemplo inspecciones, termografías o planes de reposición de infraestructura, en los cuales no se hace una apertura o desenergización del activo. También las aperturas y desconexiones son aprovechadas para hacer mantenimientos preventivos como es el caso de análisis de aceites en transformadores de potencia o limpieza de aislamiento como es el caso de las líneas de transmisión.

---

<sup>3</sup> Acuerdo CNO 963 "En el cual se establecen los criterios y parámetros técnicos para la coordinación de los mantenimientos de equipos de SIN y los indicadores relacionados con la gestión de mantenimientos de los activos del STN, de conexión al STN, de los STR y de los equipos de generación."

Para el caso de líneas de transmisión los mantenimientos preventivos típicos cuando se hace apertura de un circuito son: Cambio de aislamiento, cambio de herrajes y accesorios, limpieza de aislamiento, recuperación de conductores deteriorados, tratamientos de oxidación con galvanizado en frío en brazos de las torres, cambio de apoyos o de estructura metálica, retiro de elementos extraños en las líneas.

Según la resolución CREG 015 de 2018 se fijaron las máximas horas anuales de indisponibilidad de la siguiente manera:

**Tabla 2. MHAI de Activos del STR**

<b>GRUPO DE ACTIVOS</b>	<b>MHAI(Máximas horas anuales de indisponibilidad)</b>
Conexión del OR al STN	65
Equipo de compensación	18
Líneas del STR	38
Barraje sin bahías de maniobra	15
Barraje con conexión de maniobras	30

Fuente: Resolución CREG 015 2018

De manera complementaria la resolución CREG 011 de 2009<sup>4</sup> establece en su artículo 4.3, las máximas horas anuales de indisponibilidad permitidas por activo del STN de la siguiente manera:

**Tabla 3. MHAI del STN**

<b>ACTIVOS</b>	<b>MHAI(Máximas horas anuales de indisponibilidad)</b>
Bahía de Línea	15
Bahía de transformación	15
Bahía de compensación	16
Módulo de barraje	15
Módulo de compensación	15

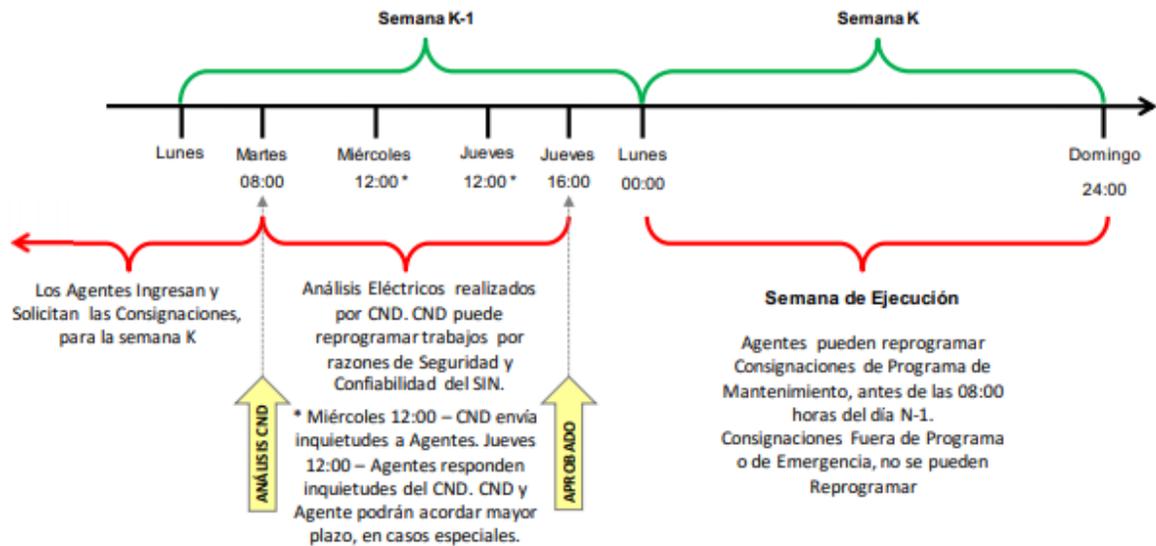
<sup>4</sup> Resolución CREG 011 2009 “Por la cual se establecen la metodología y formulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional ”

ACTIVOS	MHAI(Máximas horas anuales de indisponibilidad)
Autotransformador	28
Línea de 220 o 230 kV	20
Línea de 500 kV	37
VQC	5
Otros Activos	5

Fuente: Resolución CREG 011 de 2009

### 3.2.1 Procedimiento para la coordinación semanal de consignaciones

Figura 3 Procedimientos para consignaciones



Fuente: 1 [https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/anexos\\_acuerdo963\\_0.pdf](https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/anexos_acuerdo963_0.pdf)

### 3.3 NIVELES DE TENSION

El reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE en su artículo 12 clasifica los niveles de tensión de la siguiente manera<sup>5</sup>:

- a. **EXTRA ALTA TENSION (EAT):** Corresponde a tensiones superiores a 230 kV.
- b. **ALTA TENSION (AT):** Tensiones mayores o iguales a 57.5 kV y menores o iguales a 230 kV.
- c. **MEDIA TENSION (MT):** Los de tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57.5 kV.
- d. **BAJA TENSION (BT):** Los de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V.
- e. **MUY BAJA TENSION (MBT):** Tensiones inferiores a 25 V.

Adicionalmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas establece que en Colombia según la resolución CREG 097 2008 la transmisión y distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, se realiza a través del Sistema de Transmisión Nacional, STN, de los Sistemas de Transmisión Regionales, STR, y de los Sistemas de Distribución Local, SDL, de la siguiente manera:

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

---

<sup>5</sup> El RETIE indica que estos niveles de tensión fueron adoptados conforme a lo indicado en la NTC1340 ELECTROTECNIA: Tensiones y frecuencia nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicios públicos.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.”

Según lo anterior se debe hacer la siguiente aclaración conforme a la resolución CREG 097 de 2008 donde los sistemas de transmisión regional y/o de distribución local se clasifican por niveles, en función de su tensión nominal de operación según la siguiente definición:

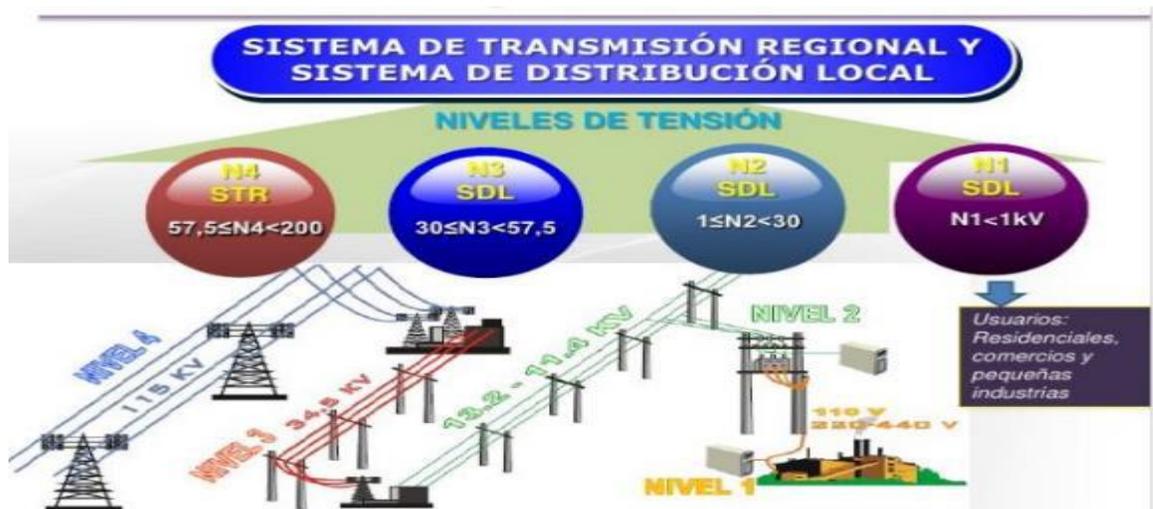
Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

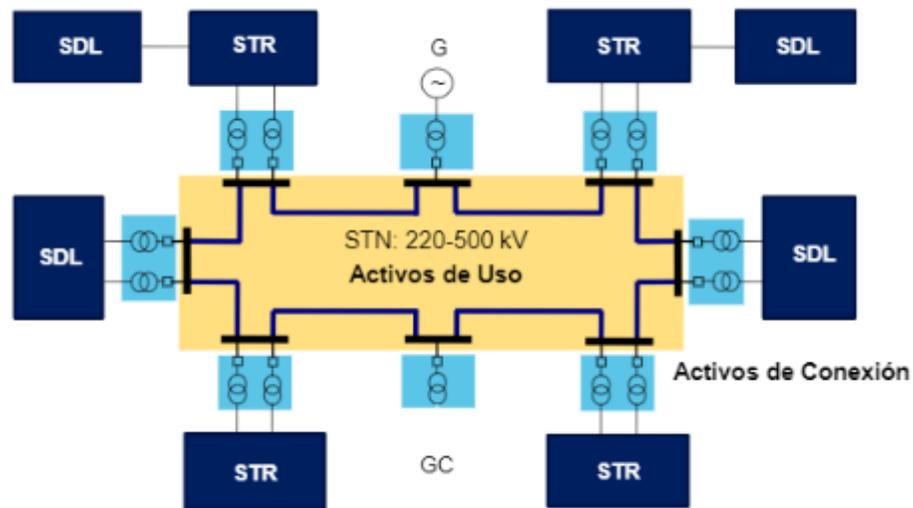
Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

**Figura 4. Niveles de tensión**



Fuente: <https://es.slideshare.net/andesco/9-calidadenergiasdl>

**Figura 5. Sistema de Transmisión Nacional**



Fuente: <https://docplayer.es/14544420-Transporte-de-energia-en-colombia.html>

### 3.4 RESOLUCION CREG 015 2018

Esta resolución trata de la nueva remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. La implementación de esta nueva resolución obligo a los operadores de red (OR) a implementar la gestión de activos, en la mayoría de los casos, como herramienta para la atención a las nuevas regulaciones establecidas por la CREG, esto trajo consigo grandes cambios a la manera en que se gestionan los mantenimientos a activos ya existentes, para nuestro caso de estudio se trataría de líneas de transmisión y de los equipos que la componen.

Básicamente los cambios que trajo la nueva regulación son:

- Gran parte de las actividades que corresponden a gasto deberán ser tratadas como inversión
- La capitalización de los activos se debe hacer en unidades constructivas.

- Las unidades constructivas remuneradas corresponden a todos los niveles de tensión.
- Cuando se hace MTTO o se reemplaza alguna parte o componente de un activo se debe calcular el porcentaje remanente.
- El ingreso por capital finaliza al final de la vida útil esperada que es de + 5 años.
- Se deben reportar mensualmente las inversiones y los activos que se den de baja.
- La remuneración es a cero cuando el activo llega al final de su vida útil estimada.

Con base en lo anterior debe aclararse entonces la relevancia que toman las unidades constructivas a la hora de remunerar el servicio de energía prestado por un operador de red (OR) y en como toma también gran importancia la manera en que se gestiona el mantenimiento de un activo. Visto desde el punto de vista regulatorio de la resolución CREG 015 de 2018 las unidades constructivas (UC) forman parte de la formula con la que finalmente se calcula la remuneración que recibe un operador de red (OR).

Para nuestro caso de estudio nos concentraremos en la UC para el nivel 4 y del STR

#### **3.4.1 Unidades constructivas (UC):**

El artículo 14.2 de la resolución CREG 015 de 2018 establece las unidades constructivas asociadas a líneas de transmisión, para el caso de líneas de transmisión de 115 kV en torres auto soportadas el literal b) establece:

Para las UC de líneas aéreas de nivel de tensión 2, 3 y 4 se deben reportar las estructuras de suspensión o de retención, las cuales ya incluyen el montaje, obra civil e ingeniería, así como todos los accesorios, puesta a tierra y los

elementos requeridos para su normal funcionamiento. Adicional a lo anterior, se deberá declarar el conductor correspondiente, dependiendo de si se trata de líneas aéreas, compactas o subterráneas. Los conductores de redes subterráneas aislados a 44 kV deben reportarse como UC de conductor de 35 kV y se les reconocerá un ajuste del 17 %. Para esto se debe reportar el nivel de aislamiento real.<sup>6</sup>

Las tablas 12 la resolución CREG 015 de 2018 define los códigos y valores instalados para cada unidad constructiva aplicados a unidades constructivas de líneas de nivel de tensión 4.

Es aquí donde los planes de mantenimiento empiezan a engranarse dentro del marco regulatorio existente ya que con ellos se pueden determinar que activos o UC van a ser intervenidos dentro de un Plan Semanal de Mantenimiento, Plan Semestral de Mantenimiento o planes Inversion regulatorios.

Esta resolución trajo como novedad que ahora cada operador de red deberá implementar un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 50001 como se indica en el artículo 6.3.3.4 “*Sistema de Gestión de Activos*”. Para implementar sus planes de inversión, para los cual contara con un tiempo de 5 años. Durante el primer año el OR debe hacer un diagnóstico de las brechas de acuerdo con el cumplimiento de la norma y un plan de acción para los siguientes 4 años para obtener la certificación ISO 50001.

Los planes de mantenimiento basados en RCM establecidos por cada operador y con la ayuda de la metodología PHVA, cada operador de red puede identificar que activos podrán ser declarados dentro de los planes de inversión que se declaran

---

<sup>6</sup> Resolución CREG 015 de 2018. Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. p.191

quinquenalmente a la CREG, y de la misma manera identificar que activos o cual de sus unidades constructivas requieren ser reemplazadas y que serían reportadas para ser remuneradas bajo la nueva metodología.

### **3.4.2 Ajustes a las MHAI**

Esta resolución fija una compensación que consisten en reducir 0,5 horas cada vez que se presenta uno de los siguientes casos que modifiquen la programación del

- Consignaciones de emergencia.
- Modificación de los programas de mantenimiento.
- Retraso en el reporte de eventos

### **3.4.3 Mantenimientos Mayores**

Son mantenimientos que requieren tiempos superiores a las MHAI regulatorias para activos del STR y STN, se programan cada 6 años y tienen un tiempo establecido de 96 horas, estos mantenimientos como se menciona en el artículo 5.1.9 numeral f) se consideran como eventos excluibles. Se reportan en los programas de mantenimientos regulatorios, si durante la ejecución de un mantenimiento mayor se exceden las horas limites establecidas, estas horas no serán reconocidas como indisponibilidades excluibles. Las 96 horas pueden ser distribuidas en varios días, pero no se podrá exceder de más de 30 días y diariamente el tiempo de indisponibilidad siempre debe ser mayor de 8 horas. El tiempo mínimo solicitado para un mantenimiento mayor es de 32 horas.

## 4 MARCO TEORICO

### 4.1 LINEAS DE TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión están comprendidas por el conjunto de torres reticuladas metálicas, apoyos metálicos o de concreto, aislamiento, conductores, herrajería y accesorios, sistemas de puesta a tierra y sistemas de control, supervisión y maniobra que permiten su normal operación. Las líneas de transmisión y sus componentes en si mismos suelen estar ligados a lineamientos adicionales cuando son construidas como por ejemplo lineamientos ambientales, sociales y económicos comprendidos dentro de licencias ambientales o un PMA. De los cuales se desprenden factores que deben ser considerados dentro del mantenimiento y construcción de estos activos, un buen ejemplo de ello es el despeje y mantenimiento de la servidumbre a lo largo de su vida útil, ya que periódicamente se deben realizar podas y rocería para evitar que la vegetación nativa afecte la normal operación de un circuito, se deben inspeccionar periódicamente para evitar que esta franja sea invadida para hacer construcciones, para cultivar o para actividades que puedan poner en riesgo la seguridad de las personas, animales o la misma infraestructura de la línea.

Sin ser una lista exhaustiva, ni limitante a continuación se describen algunos de los principales factores a tener en cuenta en la construcción y diseño de una línea de transmisión;

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE en su capítulo 5 “*REQUISITOS PARA EL PROCESO DE TRANSMISIÓN*” artículo 22.1 Estable los documentos y estudios necesarios para la certificación de este tipo de instalaciones:

- Comportamiento de la línea tanto en régimen permanente como en régimen transitorio.

- Confiabilidad de la línea (Numero de salidas por 100 km/año).
- Coordinación de aislamiento
- Coordinación de protecciones.
- Distancias de seguridad.
- Establecer los parámetros de la línea.
- Estudio de apantallamiento.
- Estudio de flujo de cargas.
- Estudio de pérdidas de energía.
- Evaluar el efecto corona y gradientes superficiales.
- Evaluar sobretensiones por ondas tipo rayo y maniobra.
- Evaluar los niveles de campos electromagnéticos en la zona de servidumbre.
- Evaluar los niveles de radio interferencia.
- Puesta a Tierra.
- Nivel de ruido audible.
- Conductor económico
- Cálculo de perdidas por efecto corona.

Los diseños también deben contener los siguientes documentos técnicos los cuales también son de gran importancia durante la vida útil de cada línea:

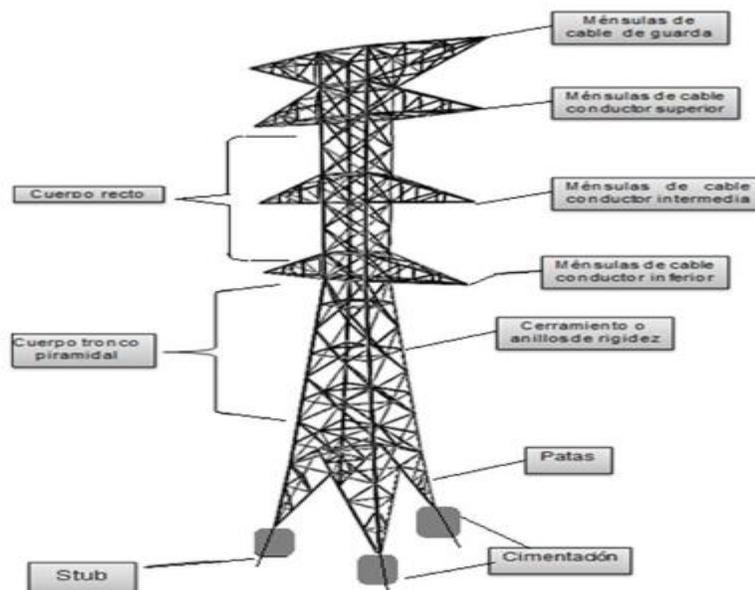
- Documentos técnicos
- Levantamientos topográficos
- Estudios de suelos
- Planos generales y de localización
- Planos de detalle
- Planos Planta-Perfil
- Tablas de torres
- Planos constructivos, despieces, de taller.
- Planos y memorias de cálculo para cimentaciones.

- Elaboración y cálculo de árboles de carga.
- Especificaciones y memorias de cálculo para fabricación de estructura metálica
- Especificaciones para obras civiles y cimentaciones.
- Plantillado

## 4.2 ESTRUCTURAS METÁLICAS

Suelen ser torres metálicas reticuladas en celosía, auto soportadas. Son diseñadas para soportar de forma segura cargas horizontales, verticales y transversales debidas a las condiciones normales de operación y las posibles combinaciones que se presentan durante su vida útil, incluyendo cargas mecánicas que se podrían volver críticas, como es el caso del colapso de una torre vecina por falla geológica o terrorismo.

**Figura 6. Elementos de una torre de transmisión en celosía**



Fuente: <https://docplayer.es/88575342-Soluciones-para-el-diseno-y-construccion-de-cimentaciones-de-torres-de-transmision-electrica-de-alta-tension-ingeniera-civil.html>

#### 4.2.1 Torres de Retención

Son torres que se instalan en tramos donde se tienen cambios de dirección y en los cambios de topografía del terreno

**Fotografía 1. Torre de retención doble circuito**



Fuente: Propia

**Fotografía 2. Detalle del brazo de una torre de retención**



Fuente: Propia

### 4.2.2 Torres de Suspensión

Las torres de suspensión son las encargadas de soportar el peso de los conductores más los esfuerzos por carga de viento en una línea de transmisión. Estas torres se instalan a lo largo de la línea de transmisión y pueden soportar cambios de dirección de hasta 5°

**Fotografía 3 Torre de suspensión doble circuito**



Fuente: Propia

**Fotografía 4. Detalle del brazo de una torre de retención**



Fuente: Propia

### **4.2.3 Torres de Emergencia**

Son torres de fabricación modular, son diseñadas para ser instaladas en caso de colapso o de reposición de torres de transmisión, son de rápido montaje, no requieren de obras civiles como cimentaciones ya que son soportadas con templetes. Permiten mantener un circuito en funcionamiento mientras una o varias torres son reconstruidas, pueden configurarse para circuitos sencillos o dobles también como torres de retención o suspensión dependiendo de las necesidades operativas.

#### **Fotografía 5 Montaje de Torres de Emergencia**



Fuente: Propia

## Fotografía 6 Reposición de torre de transmisión con torres de emergencia



Fuente: Propia

### 4.3 CONDUCTORES DE FASE

Los conductores de fase en un sistema de potencia son cables por los que se transmite energía eléctrica a una corriente y tensión específica entre 2 o varios nodos, en este caso se trata de subestaciones de alta tensión. Están diseñados y dimensionados dependiendo de las cargas eléctricas que conectan, estudios de cortocircuito, flechado, esfuerzos mecánicos, plantillados.

Un conductor debe tener buena conductividad eléctrica, resistencia a cortocircuito, débil intensidad de campo eléctrico, liso y resistente a la corrosión.

**Tabla 4 Características Cable desnudo ACSR 30/7 Oriole 336.4 kcmil**

<b>TABLA DE CARACTERÍSTICAS CABLE DESNUDO ACSR 30/7 ORIOLE 336.4 KCMIL</b>				
<b>DIÁMETRO [mm]</b>				
Individuales		Núcleo	Total	RMG <sup>7</sup> [mm]
Acero	Al			
2,69	2,69	8,07	18,83	7,78
<b>PESO kg/km</b>				
Acero		AL	Total	
263,2		474,9	738	
<b>CARGA DE ROTURA kgf</b>				
7596				
<b>RESISTENCIA ELÉCTRICA Ω/km</b>				
DC a 20°C		AC a 75°C		
0,158		0,192		
<b>CAPACIDAD DE CORRIENTE</b>				
In [A] <sup>8</sup>		CC [kA] <sup>9</sup>		
547		25,6		

Fuente: Centelsa

#### **4.4 CONDUCTOR DE GUARDA**

Su función es proteger y/o apantallar los conductores de fase contra descargas atmosféricas. Es instalado en la parte superior de la torre, se soporta o se ancla a los brazos del cable de guarda también llamado ménsula o cúpula.

**Tabla 5 Cable de Acero 3/8" Galvanizado**

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>DATOS TÉCNICOS</b>
Normas	ASTMT A475

<sup>7</sup> RMG: Radio Medio Geométrico

<sup>8</sup> Capacidad de corriente a temperatura ambiente 25°C, temperatura del conductor 75°C, velocidad del viento 610 mm/seg a nivel del mar y a 60 Hz.

<sup>9</sup> Corriente de cortocircuito para un (1.0) segundo, a una temperatura inicial 75°C y temperatura final 465 °C

DESCRIPCIÓN	DATOS TÉCNICOS
Material	Acero Galvanizado
Diámetro del alambre AC	3.05 mm
Diámetro	7/8
# de Hilos	7
Sección del Cable	51.15 mm <sup>2</sup>
Tipo Galvanizado	Clase A
Resistencia	3.75 Ω/km
Peso	0.407 kg/km

Fuente: [https://distrielectricosje.com/wp-content/uploads/2020/09/1\\_cable-de-acero-galvanizado-3\\_8.pdf](https://distrielectricosje.com/wp-content/uploads/2020/09/1_cable-de-acero-galvanizado-3_8.pdf)

#### 4.5 AISLAMIENTO

Las cadenas de aisladores tienen la función de soportar mecánicamente los conductores de fase energizados y de mantenerlos aislados de tierra y de la estructura metálica de la torre.

Su diseño está determinado por el estudio de coordinación de aislamiento donde se elige la rigidez dieléctrica de un equipo en relación con las tensiones que puedan aparecer en el sistema en el cual el equipo operara tomando en cuenta las condiciones de servicio.

##### 4.5.1 Tipos de sobretensiones

La norma IEC 60071-1 clasifica los esfuerzos a los cuales serán sometidos los equipos, en nuestro caso conductores de fase y guarda.

- Tensiones continuas (frecuencia industrial): originadas por la normal operación de la línea, considerando el nivel de tensión de diseño y de servicio.
- Sobretensiones temporales: Originadas por fallas sobre los conductores, maniobras en las subestaciones o por descargas atmosféricas directas sobre los conductores de línea y de fase.

- Sobretensiones de frente lento: Originadas por fallas sobre los conductores, maniobras en las subestaciones o por descargas atmosféricas directas sobre los conductores de línea y de fase también por interrupciones de corriente capacitivas o inductivas. Las cuales van desde decenas de microsegundos hasta miles de microsegundos.
- Sobretensiones de frente rápido. Son ocasionadas por descargas atmosféricas directas en los conductores de fase, también por flameos inversos.
- Sobretensiones combinadas: Suelen ocurrir entre fases, tienen los mismos orígenes que las anteriores.

Estas son las consideraciones que se deben tener a la hora de seleccionar el aislamiento mediante un estudio de coordinación de aislamiento:

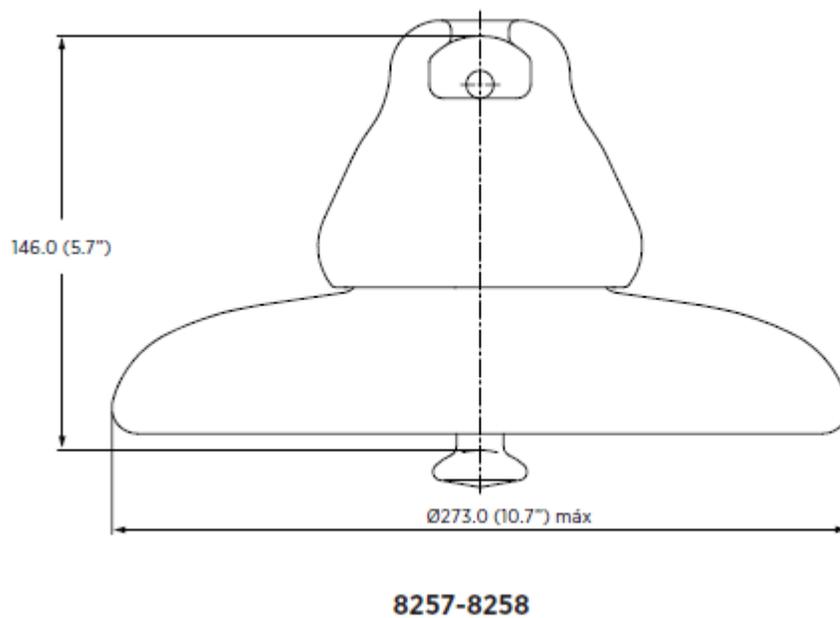
- Aislamiento mínimo para soportar sobretensiones a frecuencia industrial.
- Aislamiento mínimo para soportar sobretensiones de tipo maniobra.
- Distancia de fuga mínima necesaria para la contaminación atmosférica.
- Aislamiento mínimo para soportar sobretensiones

#### **4.5.2 Descargas Parciales (Back flashover)**

Cuando la descarga cae sobre el cable de guarda, viaja hasta la torre más cercana, (a cada lado del punto de impacto), donde busca un camino a tierra. Parte de la onda de choque se refleja por el cable de guarda hacia atrás, parte se refracta por el cable hacia adelante y la mayor parte, baja por la torre hacia tierra. Debido a la impedancia de la torre y a la resistencia de puesta a tierra, se forman a lo largo de aquella, voltajes de un valor bastante alto.

Cuando el voltaje en la cruceta es muy alto con respecto al conductor, se presenta un flameo cuyo punto de mayor tensión es en la cruceta, a esto se le llama flameo inverso, ya que la descarga ocurre desde la angulería de la torre has el conductor de fase.<sup>10</sup>

**Figura 7. Aislador de suspensión Tipo ANSI 52-3**



Fuente: <https://www.gamma.com.co/aisladores/>

---

<sup>10</sup> Tomado de: <https://gamma.com.co/caracteristicas-las-descargas-atmosfericas-efecto-las-lineas-transmision/>

**Figura 8 Tabla de Características Aislador Suspensión ANSI 52-3**

<b>NÚMERO DE CATÁLOGO</b>	<b>8257</b>	<b>8258</b>
Clase ANSI C29.2	52-3	52-5
<b>DISTANCIAS CRÍTICAS, mm</b>		
Distancia de arco	197	197
Distancia de fuga	300	300
<b>VALORES MECÁNICOS, kN</b>		
Resistencia electromecánica, kN	89	111
Resistencia al impacto N.m	10	10
Prueba de carga de rutina, kN	44.5	55.5
Prueba de carga sostenida, kN	60	67
Carga máxima de trabajo, kN	44.5	55.5
<b>VALORES ELÉCTRICOS, KV</b>		
Flameo de baja frecuencia en seco	80	80
Flameo de baja frecuencia en húmedo	50	50
Flameo crítico al impulso positivo	125	125
Flameo crítico al impulso negativo	130	130
Voltaje de perforación a baja frecuencia	110	110
<b>RADIO INFLUENCIA</b>		
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	10	10
RIV máximo a 1,000 kHz	50	50
<b>DATOS DE EMPAQUE</b>		
Peso neto por unidad, kg	5.10	5.10

**Nota 1:** Dimensiones en mm (pulgadas).

**Nota 2:** Esmalte café o esmalte gris ANSI 70.

**Nota 3:** Los aisladores pueden solicitarse con doble capa de galvanizado en campana y perno para zonas contaminadas y perno para zonas contaminadas.

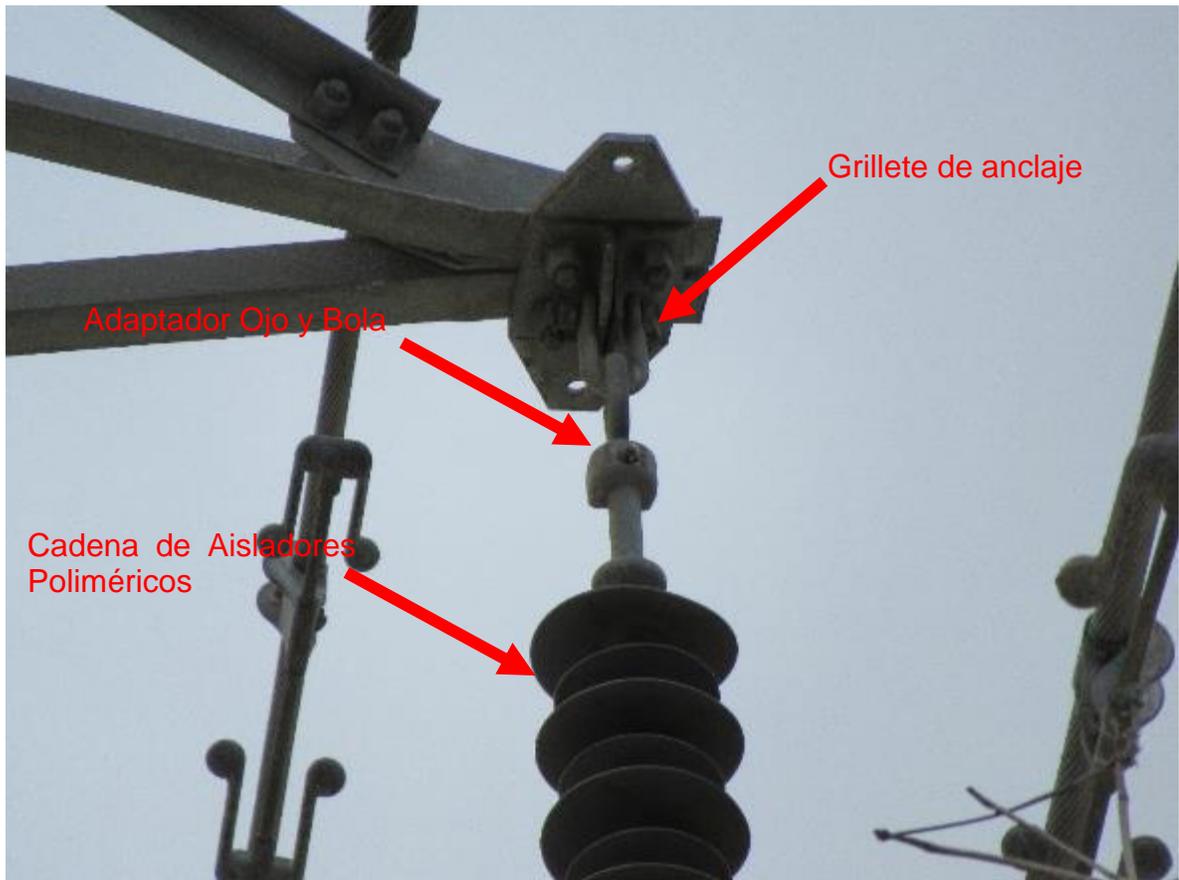
**Nota 4:** Los aisladores pueden solicitarse con manguito de zinc para zonas contaminadas.

Fuente: <https://www.gamma.com.co/aisladores/>

#### **4.6 HERRAJES Y ACCESORIOS**

Son los elementos que permiten el anclaje a la torre de los conjuntos de cadenas de aisladores, también permiten la conexión de las cadenas de aisladores a los conductores de fase y de guarda. Permiten una distribución gradual y uniforme de los esfuerzos mecánicos, en coincidencia con las cargas mecánicas de servicio deberán garantizar la resistencia mecánica adecuada para soportar las cadenas de aisladores de los conductores y para los conjuntos de retención y suspensión del

conductor de guarda. Son fabricados en acero forjado, de superficie uniforme para evitar el efector corona, resistentes a la corrosión



#### **4.7 CIMENTACIONES**

Es el conjunto elementos estructurales cuya función es transmitir sus carga o elementos apoyado en ella al suelo, distribuyéndolas de tal manera que no se supere la presión que pueda admitir ocasionando hundimientos en el suelo. En una línea de transmisión las cimentaciones son la parte que soportan la torre y su etapa de construcción y mantenimiento también hacen parte del alcance del área de mantenimiento de líneas de transmisión. En Colombia su diseño y construcción

están basado principalmente en la norma técnica NSR-98 “Norma Colombiana de diseño y construcción Sismo Resistente”, durante el periodo de construcción se realizan ensayos a los concretos basado en la NTC 550 “Concretos: Elaboración y curado de especímenes de concreto en el sitio de trabajo” y NTC 396 “hormigon; ensayo de asentamiento; ensayo de compresión; ensayo mecánico; ensayo”. Los STUBS son el anclaje de una torre de transmisión y están embebidos en concretos de alta resistencia entre los 2500 y 4000 psi y acero de refuerzo. Para su construcción se requieren de estudios topográficos, estudios de suelos, diseños de mezcla de concretos, estudios de impacto ambiental y social. Etc.

#### **Fotografía 7 Construcción de un Cimentación tipo Zapata (A) y Ensayos (B)**



Fuente: Propia

#### **4.7.1 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA**

Para el diseño y posterior mantenimiento de las mallas de puesta a tierra se tomará como referencia los especificado en el capítulo 15 del RETIE “Sistema de puesta a Tierra”, en especial lo concerniente a líneas de transmisión de 115 kV. Esta misma

norma toma como referencia lo especificado en el IEEE Std 80 "Guide for Safety in AC Substation Grounding".

**Fotografía 8 Conexión equipotencial de un SPT a la pata de una torre**



Fuente: Propia

**Fotografía 9 Conexión equipotencial de un SPT a la pata de una torre**



Fuente: Propia

#### **4.8 PROTECCIÓN DE DISTANCIA ANSI 21**

Son protecciones que funcionan bajo el principio de la ley de divisores de corriente de Kirchhoff y el principio de sobrecorrientes. Funcionan basadas en las características de resistencia e impedancia de una línea. Los relés de distancia tienen la ventaja de dar la localización de un fallo, calculando los cambios en la impedancia de la línea. Esta información es el primer indicio de una condición de falla en un circuito, puede indicar donde se pueden estar presentando fallas ocultas como problemas de coordinación de aislamiento o sistemas de puesta a tierra ineficaces. La impedancia del objeto que ocasione el fallo puede alterar la localización calculada de la falla, en muchas ocasiones puede ser falsa, cuando se presentan fallos en aislamientos poliméricos suele ser difícil localizarlos ya que se convierten en fallas de alta impedancia, lo que ocasiona que la protección de distancia no sea eficaz calculando la distancia, aunque esto no impide que cumpla su función abriendo los interruptores y aislando la falla del sistema de potencia.

Otras protecciones empleadas en líneas de transmisión son las protecciones de recierre ANSI 79, por comparación de fase ANSI 78, diferencial longitudinal ANSI 87, sobre corriente direccional ANSI 67.

## **5 RCM APLICADO EN LA PLANEACIÓN Y PROGRAMACIÓN DEL MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

EL RCM (*Reliably Centred Maintenance*) es una metodología que también es aplicable a sistemas de transmisión de energía eléctrica, que sirve para mantener activos operando y cumpliendo su función específica como elemento de conexión y transporte de energía entre subestaciones, centros de generación y centro de consumo. El RCM permite determinar que se debe hacer para que los activos como se mencionó anteriormente se mantengan en funcionamiento, lo cual permite cumplir los requisitos fundamentales de todo sistema de potencia el cual debe garantizar continuidad, calidad y confiabilidad.

Dentro del ciclo PHVA, la planeación es el área encargada de generar las actividades de mantenimiento que permiten mantener operativo un activo, en este caso una línea de transmisión de 115 kV. El ciclo de vida de una línea de transmisión puede estar por encima de los 50 años, por lo que muchos de sus componentes han perdido sus propiedades físicas y químicas, al igual que sus condiciones iniciales de diseño y construcción. Lo cual le plantea el reto al planeador de indagar y mantener bajo la filosofía de mejora continua, investigando nuevos materiales, estudios que permitan la implementación de estrategias que le permitan mantener sus activos operando satisfactoriamente, optimizando los presupuestos de gasto e inversión asignados al área de mantenimiento.

El área de planeación debe estar alineada con la regulación existente, es el planeador quien define que activos van a ser propuestos en los planes de inversión regulatorios, que activos serán intervenidos en los programas de mantenimiento semanales y semestrales, es el encargado de elaborar las especificaciones técnicas para contratos de suministro de materiales y servicios. Generar los planes de mantenimiento preventivos de cada activo. Gestión de permisos ante entidades locales y gubernamentales para la ejecución de mantenimientos. Es responsable de proyectar y ejecutar los presupuestos de inversión.

El programador del mantenimiento de líneas de transmisión se encarga de hacer la gestión de consignaciones, reservas de materiales, programar los servicios necesarios para la ejecución de los mantenimientos preventivos en plan y mantenimientos fuera del plan. Adicionalmente debe encargarse de la actualización en los sistemas de georreferenciación y gestión de activos de la empresa, lo cual es fundamental para la remuneración de estos activos bajo la nueva regulación.

En favor del ciclo PHVA de mejora continua se considera una buena practica realizar reuniones semanales para socializar la programación de la semana N+1 y conocer el avance de lo programado la semana N-1. Confiabilidad, Ejecución y Planeación deben reunirse periódicamente para analizar si las acciones de mantenimiento implementadas en los mantenimientos programados fueron eficaces. Se analizarán los reportes de los eventos (disparos y recierres) ocurridos en el sistema y los hallazgos de las inspecciones preventivas y fuera de plan realizadas después de un disparo o recierre ayudados por la distancia registrada en los relés de los interruptores. También se hace seguimiento a las solicitudes de mantenimiento de confiabilidad, cumplimiento de los planes y cierre de novedades. Y que se debe hacer para evitar tener nuevos fallos en las líneas.

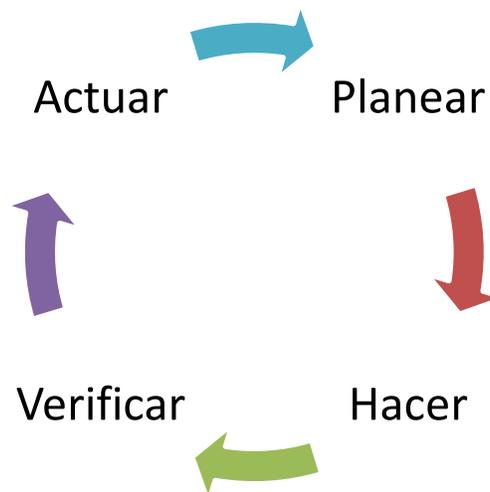
Anualmente se deben realizar la planeación de materiales revisando los stocks en almacén, materiales para proyectos de reposición y materiales para mantenimientos correctivos.

Todos los responsables dentro del ciclo PHVA deberán tener y compartir la información técnica de todos los activos para el caso de líneas es importante siempre tener:

- Tablas de torres
- Planos de planta perfil
- Planos de taller de cada torre

- Especificaciones de construcción y suministro
- Conocer las especificaciones de los contratos de mantenimiento.
- Localización georreferenciada de cada torre.
- Registros Fotográficos

**Figura 9 Ciclo PHVA**



FUENTE: CICLO DE DEMING

La metodología se formula 7 preguntas básicas que resumen la esencia misma de la práctica RCM en activos de un sistema de potencia como <sup>11</sup>:

- ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
- ¿De que manera falla en satisfacer dichas funciones?
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
- ¿En que sentido es importante cada falla?
- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?
- ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada

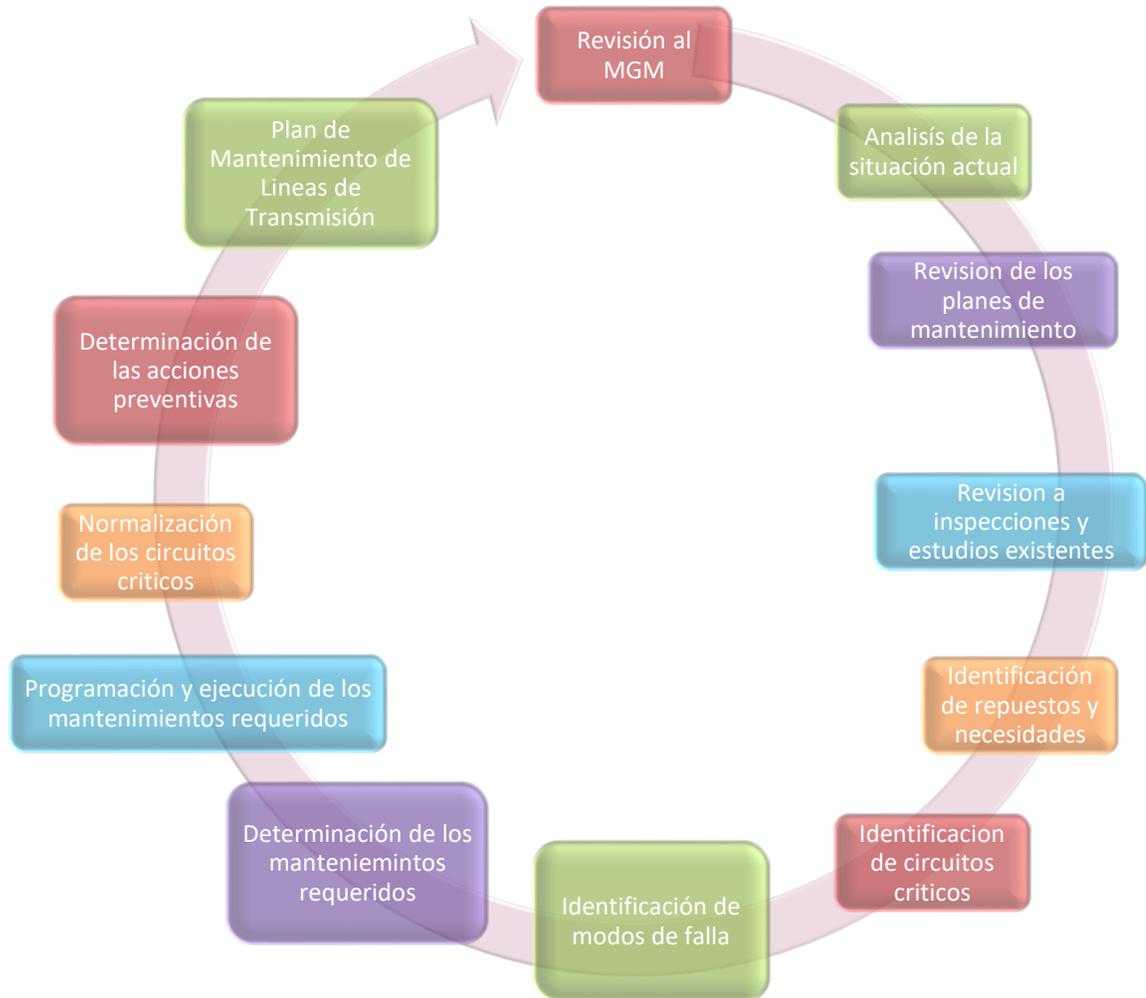
Estas preguntas serán respondidas y analizadas en el capítulo 6  
DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

---

<sup>11</sup> Moubray, Jhon. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. 2da Ed. Gran Bretaña: Aladon, 2004 7p.

## 6 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

Figura 10. Desarrollo de la Metodología



Fuente: Propia

### 6.1 REVISIÓN AL MANUAL DE GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO

El Manual de Gestión de Mantenimiento en una empresa donde se preste el servicio de transmisión de energía eléctrica, es básicamente el documento o la guía en la que se presenta la metodología, el modelo de gestión de mantenimiento, la definición de los objetivos y estrategias de mantenimiento, jerarquías y como una

donde esta contempladas la acciones para una mejora continua, haciendo un correcto uso de los recursos otorgados para actividades de mantenimiento y sostenimiento del sistema. Es en este documento donde se presenta la matriz de criticidades.

## **6.2 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL**

### **6.2.1 Corredor San Jerónimo-Vergel 115 Kv**

Los circuitos que componen estas redes de transmisión regional STR en 115kV se ven afectados típicamente por problemas propios y ajenos a la operación de la compañía. En el primer caso se tiene como ejemplo eventos transitorios, atentados terroristas, problemas de regulación, calidad del servicio (armónicos), infraestructuras desactualizadas, intervención ineficaz, etc. Por otro lado, se tienen condiciones que se encuentran por fuera del alcance del operador pero que aun así afectan al usuario final tal es el caso de: condiciones climáticas, arbolados, elementos extraños en la red (cometas, animales, etc.), intervención de terceros, atentados terroristas.

Los planes de mantenimiento preventivo suelen aplicarse a una agrupación, la cual consiste en el conjunto de equipos: torres, sistemas de puesta a tierra, herrajería y accesorios, conductores de fase y guarda de los circuitos que componen un corredor. Por ejemplo, la agrupación San Jerónimo-Vergel 115 kV asocia a los circuitos San Jerónimo Vergel I 115 kV y San Jerónimo Vergel 2 115 kV, torres, conductores y accesorios, ver Tabla 7. Contexto Operacional.

Con esta información y como se explicó previamente en GENERALIDADES PARA MANTENIMIENTO EN LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN EN COLOMBIA PARA LÍNEAS DE 115 KV 3.2 los mantenimientos programados y no programados se ejecutarán considerando indicado en Tabla 12. Matriz de Gestión de mantenimientos

**Tabla 6. Corredor San Jerónimo-Buitrera 115 kV**

Item	Agrupación	Nivel de Tensión[kV]	Longitud [km]	Numero de Apoyos	Tipo de Apoyos	Circuitos
1	San Jerónimo-Vergel	115	50	100	Torre Metálica	2
2	Vergel-Crucero	115	40	95	Torre Metálica	2
3	Crucero-Ciudad Señora	115	30	79	Torre Metálica	2
4	Ciudad Señora-Cementera	115	45	85	Torre Metálica	2
5	Cementera-Buitrera	115	9	20	Torre Metálica	2

Fuente: Propia

**Tabla 7. Contexto Operacional**

<b>AGRUPACIÓN DE EQUIPOS CORREDOR SAN JERONIMO-BUITRERA 115 kV</b>	
<b>1</b>	<b>AGRUPACIÓN SAN JERONIMO-VERGEL 115 KV</b>
1.1	CTO SAN JERONIMO-VERGEL I 115 KV
1.1.1	Conductor de fase ACSR 336 kcmil
1.1.1.1	Aislamiento incluye herrajes y accesorios ANSI 52-3 Suspensión tipo Bola y Socket
1.1.2	Conductor de guarda incluye herrajes y accesorios Cable de acero 7/8 7 hilos
1.2	CTO SAN JERONIMO-VERGEL II 115 KV
1.2.1	Conductor de fase ACSR 336 kcmil
1.2.1.1	Aislamiento incluye herrajes y accesorios ANSI 52-3 Suspensión tipo Bola y Socket
1.2.2	Conductor de guarda incluye herrajes y accesorios Cable de acero 7/8 7 hilos
1.3	TORRES
1.4	SPT
<b>2</b>	<b>AGRUPACION VERGEL-CRUCERO 115 kV</b>
2.1	CTO VERGEL-LUCITANIA I 115 KV
2.1.1	Conductor de fase ACSR 336 kcmil
2.1.1.1	Aislamiento incluye herrajes y accesorios ANSI 52-3 Suspensión tipo Bola y Socket
2.1.2	Conductor de guarda incluye herrajes y accesorios Cable de acero 7/8 7 hilos
2.2	CTO VERGEL-LUCITANIA II 115 KV
2.2.1	Conductor de fase ACSR 336 kcmil
2.2.1.1	Aislamiento incluye herrajes y accesorios ANSI 52-3 Suspensión tipo Bola y Socket
2.2.2	Conductor de guarda incluye herrajes y accesorios Cable de acero 7/8 7 hilos
2.3	TORRES

<b>AGRUPACIÓN DE EQUIPOS CORREDOR SAN JERONIMO-BUITRERA 115 kV</b>		
2.4	SPT	
<b>3 AGRUPACION CRUCERO-CIUDAD SEÑORA 115 kV</b>		
3.1	CTO LUCITANIA-CIUDAD SEÑORA I 115 KV	
3.1.1	Conductor de fase	ACSR 336 kcmil
3.1.1.1	Aislamiento incluye herrajes y accesorios	ANSI 52-3 Suspensión tipo Bola y Socket
3.1.2	Conductor de guarda incluye herrajes y accesorios	Cable de acero 7/8 7 hilos
3.2	CTO LUCITANIA-CIUDAD SEÑORA II 115 KV	
3.2.1	Conductor de fase	ACSR 336 kcmil
3.2.1.1	Aislamiento incluye herrajes y accesorios	ANSI 52-3 Suspensión tipo Bola y Socket
3.2.2	Conductor de guarda incluye herrajes y accesorios	Cable de acero 7/8 7 hilos
3.3	TORRES	
3.4	SPT	
<b>3 AGRUPACION CRUCERO-CIUDAD SEÑORA 115 kV</b>		
3.1	CTO LUCITANIA-CIUDAD SEÑORA I 115 KV	
3.1.1	Conductor de fase	ACSR 336 kcmil
3.1.1.1	Aislamiento incluye herrajes y accesorios	ANSI 52-3 Suspensión tipo Bola y Socket
3.1.2	Conductor de guarda incluye herrajes y accesorios	Cable de acero 7/8 7 hilos
3.2	CTO LUCITANIA-CIUDAD SEÑORA II 115 KV	
3.2.1	Conductor de fase	ACSR 336 kcmil
3.2.1.1	Aislamiento incluye herrajes y accesorios	ANSI 52-3 Suspensión tipo Bola y Socket
3.2.2	Conductor de guarda incluye herrajes y accesorios	Cable de acero 7/8 7 hilos
3.3	TORRES	
3.4	SPT	
<b>4 AGRUPACION CIUDAD SEÑORA-CEMENTERA 115 kV</b>		
4.1	CTO CIUDAD SEÑORA-CEMENTERA I 115 KV	
4.1.1	Conductor de fase	ACSR 336 kcmil
4.1.1.1	Aislamiento incluye herrajes y accesorios	ANSI 52-3 Suspensión tipo Bola y Socket
4.1.2	Conductor de guarda incluye herrajes y accesorios	Cable de acero 7/8 7 hilos
4.2	CTO CIUDAD SEÑORA-CEMENTERA II 115 KV	
4.2.1	Conductor de fase	ACSR 336 kcmil
4.2.1.1	Aislamiento incluye herrajes y accesorios	ANSI 52-3 Suspensión tipo Bola y Socket
4.2.2	Conductor de guarda incluye herrajes y accesorios	Cable de acero 7/8 7 hilos
4.3	TORRES	
4.4	SPT	
<b>5 AGRUPACION CEMENTERA-BUITRERA 115 kV</b>		
5.1	CTO CEMENTERA-BUITRERA I 115 KV	
5.1.1	Conductor de fase	ACSR 336 kcmil
5.1.1.1	Aislamiento incluye herrajes y accesorios	ANSI 52-3 Suspensión tipo Bola y Socket

<b>AGRUPACIÓN DE EQUIPOS CORREDOR SAN JERONIMO-BUITRERA 115 kV</b>		
5.1.2	Conductor de guarda incluye herrajes y accesorios	Cable de acero 7/8 7 hilos
5.2	CTO CEMENTERA-BUITRERA II 115 KV	
5.2.1	Conductor de fase	ACSR 336 kcmil
5.2.1.1	Aislamiento incluye herrajes y accesorios	ANSI 52-3 Suspensión tipo Bola y Socket
5.2.2	Conductor de guarda incluye herrajes y accesorios	Cable de acero 7/8 7 hilos
5.3	TORRES	
5.4	SPT	

### **6.3 DESCRIPCIÓN DE LOS ACTIVOS Y SUS FUNCIONES**

Para este caso de estudio se tomarán los circuitos en AT 115 kV del corredor SAN JERÓNIMO-VERGEL-CRUCERO-CIUDAD SEÑORA-CEMENTERA-BUITRERA 115 kV, los cuales tienen características operativas típicas de un sistema de potencia del Valle del Cauca. Para transportar energía eléctrica a un nivel de tensión de 115 kV a una frecuencia industrial de 60 Hz en estructuras doble circuito entre subestaciones de Alta Tensión.

En general una línea de transmisión tiene básicamente 8 componentes:

- Estructuras Metálicas
- Conductores de Fase
- Conductores de Guarda
- Aislamiento
- Herrajes y accesorios
- Puestas a Tierra
- Cimentaciones
- Servidumbres y accesos

**Tabla 8 Descripción de Funciones**

<b>Equipo</b>		<b>Función</b>
1	Estructura Metálica	1. Soporte estructural a la línea de transmisión 1
		1. Apariencia Física 2
		1. Acceso a los puntos de anclaje de las cadenas de aisladores para mantenimiento y montaje 3
		1. Sirve como camino para la disipación de las descargas atmosféricas a tierra 4
2	Conductor de fase	2. Soportar los niveles de corriente nominal y de cortocircuito de diseño 1
		2. Soportar esfuerzos mecánicos y ambientales 2
		2. Homogeneidad campos electromagnéticos 3
3	Conductor de Guarda	3. Protección contra descargas atmosféricas 1
4	Aisladores	4. Aislamiento eléctrico entre conductores de fase y estructura metálica 1
		4. Soporte mecánico a conductores de fase 2
5	Herrajes y accesorios	4. Dar soporte mecánico a las cadenas de aisladores 1
		4. Servir como punto de anclaje y conexión eléctrica de los conductores de fase a la cadena de aisladores 2
		4. Servir como punto de anclaje y conexión mecánica y equipotencial de los conductores de Guarda 3
		4. Amortiguar los efectos del viento en conductores de fase y guarda 4
6	Sistema de Puesta a Tierra (SPD)	6. Protección a las personas o animales limitando tensiones de paso y contacto durante condiciones corto circuito 1
		6. Disipar descargas atmosféricas que se descarguen sobre conductores de guardas 2
7	Cimentaciones	7. Soporte y estabilidad a la estructura metálica 1
		7. Aislar la estructura metálica del suelo, ayudando a evitar la corrosión en las patas. 1
8	Servidumbres	8. Permitir el acceso para mantenimiento a la línea 1

<b>Equipo</b>	<b>Función</b>
	8. Garantiza una franja de seguridad 2
	8. Evitar construcciones cerca o debajo de la línea 3

Fuente: Propia

#### **6.4 ANÁLISIS AMFE**

Teniendo en cuenta que la vida útil de una línea de transmisión podría estar contemplada entre los 50 a 70 años, las escalas indicadas en las tablas donde se indican las escalas de ocurrencia, Gravedad y detección de los fallos, indican el número de ocurrencias de cada falla funcional en un periodo de 20 años. Así mismo se calculará el escenario de riesgo que se tenga de cada función de los activos presentados en Tabla 8 Descripción de Funciones, en cuanto al nivel del riesgo calculado mayor es la prioridad que se debe dar para normalizar las condiciones operativas de cada activo.

**Tabla 9 Niveles de Ocurrencia de Causa (O) y Gravedad del Efecto (G)**

Nunca	Raramente	Muy Baja	Baja	Moderada	Alta	Muy Alta	Siempre
0	1	2	3	4	5	6	7

Fuente Analisis AMFE

**Tabla 10 Niveles de detección del fallo (D)**

Nunca	Raramente	Muy Baja	Baja	Moderada	Alta	Muy Alta	Siempre
8	7	6	5	4	3	2	1

Fuente Analisis AMFE

Tabla 11 Analisis AMFE y Calificación de Riesgo

Analisis AMFE y Calificación del Riesgo				CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV							
FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
1.1	1.1.1	Colapso de la Estructura	Perdida de las de condiciones de cargabilidad mecánica diseño	Caída de Torres vecinas	4	Fallar en el suministro de energía	7	Ninguno	8	Instalar torres de emergencia	224
				Fuertes Vientos	2		7	Ninguno	8	hacer Refuerzos estructurales	112
				Atentados	1		7	Ninguno	8	Instalar torres de emergencia	56
				Fallas Geológicas	2		6	Inspecciones	2	Ejecutar Obras civiles de contención	24
	1.1.2	Deterioro estructural	Perdida de Tornillería y Pernos	Hurtos	4	lleva a Perder elementos estructurales de la torre	4	Inspecciones	1	Punzonar pernos	16
				Oxidación Critica	5		5	Inspecciones	1	Realizar Tratamiento de oxidación o reemplazar el elemento	25
				Perdida de Torque	3		5	Inspecciones	1	Realizar Apriete	15
				Perdida de elementos de conexión	3		5	Inspecciones	1	Hacer Reposición de elementos retirados	15

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN		NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
					Oxidación critica	4	Perdida del espesor del acero estructural que lleva a la perdida de elementos estructurales y colapsos	5	Inspecciones	2	Realizar Tratamiento de oxidación o reemplazar el elemento	40
				Oxidación general de la torre	Deterioro del galvanizado	5	Perdida del espesor del acero estructural que lleva a la perdida de elementos estructurales y colapsos	5	Inspecciones	4	Realizar Tratamiento de oxidación o hacer reposición total de la torre	100
				Deformación de montantes	Fallas Geológicas	3	Desplazamiento de las cimentaciones de la torre	6	Inspecciones	6	Ejecutar Obras civiles de contención	108
					Golpes por maquinaria agrícola	3	Puede ocasionar que una torre quede desaplomada	4	Inspecciones	3	Ejecutar refuerzos a las cimentaciones y patas de las torres	36

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN		NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
							dependiendo del daño puede ocasionar el colapso de la torre					
					Desbalances estructurales	3	Afecta las condiciones de verticalidad y torsión de la torre.	5	Inspecciones	5	Refuerzos estructurales	75
1.2	Apariencia Física	1.2.1	Corrosión y suciedad	Oxidación general de la torre	Deterioro del galvanizado	5	Perdida del espesor del acero estructural que lleva a la perdida de elementos estructurales y colapsos	6	Inspecciones	4	Realizar Tratamiento de oxidación o reemplazar el elemento	120
				Deterioro por condiciones ambientales	Excrementos de aves, Telarañas, nidos	3	Deterioro del galvanizado	3	Inspecciones	3	Hacer lavado a la torre e instalar protecciones de avifauna.	27

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD	
1.3	Acceso a los puntos de anclaje de las cadenas de aisladores para mantenimiento y montaje	1.3.1	Dificultades para el acceso a mantenimientos	Perdida de Anguleria y pernos escalatorios	Deterioro estructural de la torre	3	Esta situación conlleva a impedir de manera segura la ejecución de inspecciones y mantenimientos preventivos y correctivos	6	Inspecciones	2	Instalar elementos estructurales faltantes y realizar refuerzos estructurales	36
1.4	Sirve como camino para la disipación de las descargas atmosféricas a tierra	1.4.1	Perdida de conexiones a la malla del sistema de puesta a tierra	Disparos automáticos de las protecciones del circuito debidos a sobretensiones por descargas atmosféricas o flameos inversos.	Conexiones flojas y perdida de tornillería	2	Fallar en el continuo suministro de energía	4	Inspecciones	3	Reponer y apretar conectores para puestas a tierra en los herrajes de las grapas en los cables de guarda y conectores de la malla de puesta a tierra.	24
		1.4.2	Desconexión del cable de guarda a la torre			2	Puede ocasionar accidentes potenciales a las personas	7	Inspecciones	3	Instalar colillas de guarda aplicando el torque correcto en las conexiones	42

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN		NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
2.1	Soportar los niveles de tensión y corriente nominal y de cortocircuito de diseño	2.1.1	Sobrecorrientes y Cortocircuitos	Recalentamiento del conductor al aumentar las perdidas por efecto joule	El flujo de corriente que circula por el conductor excede su capacidad nominal.	3	Puede ocasionar salidas del circuito por un espacio de tiempo de minutos. Ocasiona grandes pérdidas económicas y reducción en el indicador de MHAI	6	Relés en la cabecera de los circuitos (Actuación de los esquemas de protecciones)	2	Estudios de coordinación de protecciones adecuados y realizar continua revisión a los ajustes de protecciones los relés.	36
		2.1.2	Dilatación del conductor			3	Puede ocasionar recalentamiento lo que generaría pérdidas económicas por energía activa y reactiva no remunerada.	1		Inspecciones visuales		
		2.1.3	Conductores Quemados		Puntos Calientes	4		5	4		Hacer seguimiento y Reemplazar el herrajes o empalmes	80

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA		EFECTO		MEDIO DE DETECCIÓN		ACCIÓN CORRECTIVA		GxOxD
				O	G	D	D					
										defectuosos en mantenimientos programados		
			Superficie del conductor quemada debido a condiciones ambientales y sociales externas	Incendios	1	Puede ocasionar accidentes potenciales a las personas	6	Inspecciones	6	Programar mantenimientos preventivos forestales y hacer seguimiento a cultivos privados donde se tena la práctica de quemar los residuos de las cosechas	36	
	2.1.4	Rotura súbita del conductor	Perdida de la capacidad de conducir corriente a través del conductor	Colapsos de torres o elementos extraños sobre el conductor	2	Ocasiona aperturas de los circuitos por un espacio de tiempo de horas a días.	6	Inspecciones	3	Instalar torres de emergencia que permitan poner en funcionamiento el circuito el menor tiempo posible	36	

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA		EFECTO		MEDIO DE DETECCIÓN		ACCIÓN CORRECTIVA		GxOxD
				O		G		D				
				Procedimientos de instalación y montaje inadecuados, exceso de flechado	2	Ocasionando grandes pérdidas económicas y penalización en la reducción de las MHAI	6	Supervisión activa en procedimientos de construcción y montaje	1	Instalación de camisas de reparación empalmes y/o	12	
			Corte en la continuidad integral del conductor interrumpiendo e flujo de corriente	La resistencia mecánica del conductor es superada por condiciones externas como caída de arboles	3	Puede ocasionar afectaciones al ambiente, puede generar focos de incendio y afectaciones a la capa vegetal	6	Inspecciones	3	Programar mantenimientos preventivos forestales, retiro de elementos extraños como cometas y hacer seguimiento a cultivos privados por donde cruce el trazado de la línea	54	
				Atentados	1					7	Ninguno	8

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN		NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
2.1	Soportar esfuerzos mecánicos y condiciones ambientales	2.2.1	Hilos rotos	Desprendimiento de uno o más de los hilos de aluminio de conductor ACSR	Desgaste por vida útil	3	Ruido electromagnético por efecto corona puede, En el largo plazo puede afectar la capacidad nominal de corriente de un conductor afectando la continuidad y calidad del servicio también puede ocasionar en el largo plazo rotura del conductor ACSR, puede ocasionar recalentamiento lo que generaría pérdidas económicas por	5	Inspecciones visuales	3	Instalar camisas de reparación o blindajes en mantenimientos programados	45

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
						energía activa y reactiva no remunerada.					
	2.2.2	Conductor Doblado o deformado	Alteración de la distribución interna de los hilos de aluminio y de acero del conductor ACSR .	Fatiga del conductor ocasionado por efectos del viento, desgaste por vida útil	3	Deterioro de propiedades mecánicas y eléctricas del conductor	4	Inspecciones visuales	3	Instalación de amortiguadores y pesas	36
				Desgaste o Procedimientos de instalación y montaje inadecuados	2		4		3	Mejorar prácticas de regado y tendido	24
2.3	2.3.1	Contaminación sobre la superficie del	Polvo o material particulado sobre la superficie del conductor	Condiciones ambientales hostiles o extremas	4	En el largo plazo puede afectar la capacidad nominal de	3		3	Seguimiento y planificación de repotenciación o	36

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN		NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
			conductor de fase	Tilandsia en los cables	Vegetación	3	corriente de un conductor afectando la continuidad y calidad del servicio	3			reposición de conductor	27
				Corrosión	Salinidad	3		4				36
3.1	Protección contra descargas atmosféricas	3.1.1	Desconexión equipotencial a la torre	Aflojamiento espontaneo del conector	Cargas dinámicas en el conductor, Vibraciones por efectos del viento	5	Puede ocasionar salidas del circuito por un espacio de tiempo minutos. Ocasiona grandes pérdidas económicas y reducción en el indicador MHAI	4	Inspecciones	3	Instalar conectores adecuados y verificar el apriete del conector, Instalar amortiguadores y blindajes	60
		3.1.2	Apantallamiento inadecuado	Descargas atmosféricas constantes sobre el conductor de fase	Errores de diseño	2		4				Estudios de apantallamiento

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
				Colapsos de torres o elementos extraños sobre el conductor	4	Ocasiona aperturas de los circuitos por un espacio de tiempo de horas a días. Ocasionando grandes pérdidas económicas y penalización en la reducción de las MHAI	5	Inspecciones	3	Instalar torres de emergencia que permitan poner en funcionamiento el circuito el menor tiempo posible	60
	3.1.3	Rotura súbita del conductor	Perdida de la capacidad de conducir corriente a través del conductor	Procedimientos de instalación y montaje inadecuados, exceso o falta de flechado	3		5		3	Programar mantenimientos preventivos en los que se reemplacen vanos que evidencien desgastes o riesgos potenciales de caer en el conducto de fase	45
			Conductor de guarda roto sobre conductor de fase.	Caída directa de Rayos	6		5	Inspecciones	3	Mejorar conexiones del cable de guarda a la torre instalando colillas de guarda	90

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
										y mejorar resistencia del SPT	90
				La resistencia mecánica del conductor es superada por condiciones externas como caída de arboles	4					Programar mantenimientos preventivos forestales, retiro de elementos extraños como cometas y hacer seguimiento a cultivos privados por donde cruce el trazado de la línea	60
				Atentados	1			Ninguno	8		40
	3.1.4	Hilos rotos	Desprendimiento de uno o más de los hilos del conductor de acero	Desgaste por vida útil	4	Deterioro de propiedades mecánicas y eléctricas del conductor	5	Inspecciones visuales	2	Instalar camisas de reparación o blindajes en mantenimientos programados	40
	3.1.5	Conductor Doblado o deformado	Alteración de la distribución interna de los hilos del cable de	Fatiga del conductor ocasionado por efectos del	4					Instalación de amortiguadores y pesas	40

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
			acero de la guarda.	viento, desgaste por vida útil							
	3.1.6	Contaminación sobre la superficie del conductor guarda	Polvo o material particulado sobre la superficie del conductor	Condiciones ambientales hostiles o extremas	5	En el largo plazo puede afectar la capacidad nominal de corriente de un conductor afectando la continuidad y calidad del servicio	3		3	Seguimiento y planificación de repotenciación o reposición de conductor	45
			Cometas		4		3		2		24
			Tilandsia en los cables	Vegetación	3		3		2		18
			Corrosión	Salinidad	4		3		3		36
4.1	4.1.1	Flameos en las cadenas de aisladores	Aisladores Flameados o estallados	Contaminación por: Excrementos de aves, ceniza, polución, humedad, salinidad.	5	Perdida de la rigidez dieléctrica del aislador y afectaciones a la coordinación de aislamiento. Ocasionando salidas del	4	Inspecciones visuales, termografías y ultrasonidos	3	Hacer seguimiento y reemplazar el accesorio en un mantenimiento programado.	60
			Flameos inversos		5						60

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN		NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
					Descargas Atmosféricas	5	circuito por un espacio de tiempo de				Instalar cuernos de arco o salta chispas	60
					Defectos en la superficie del aislador	4	Ocasiona grandes pérdidas económicas y reducción en el indicador de MHAI		Mediciones al sistema de puesta a tierra	3	Reforzar sistemas de puesta a tierra	48
4.2	Soporte mecánico a conductores de fase	4.2.1	Desprendimiento del herraje del aislador	Desprendimientos del conductor de fase de la cadena de aisladores	Desgaste del herraje del aislador	4	Ocasiona aperturas de los circuitos por un espacio de tiempo de horas a días.	6	Inspecciones visuales	3	Programar mantenimientos de emergencia y reemplazar herraje o accesorio dañado.	72
					Procedimientos de instalación y montaje inadecuados	4	Ocasionando grandes pérdidas económicas y penalización en la reducción de las MHAI					72

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFFECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
5.1	5.1.1	Fractura del herraje	Agrietamientos	Defectos de fabricación	2	Puede ocasionar puntos calientes e inducir al efecto corona	4	Control de calidad previo al montaje	3	Programar mantenimientos preventivos en los que se reemplacen los herrajes y accesorios defectuosos	24
						Desprendimiento de la cadena de aisladores	6				36
				Procedimientos de instalación y montaje inadecuados	2	Puede ocasionar puntos calientes e inducir al efecto corona	3	Inspecciones	3		18
						Desprendimiento de la cadena de aisladores	6		3		36
5.2	5.2.1	Aflojamiento espontaneo del conector, grapa de retención o de suspensión	recalentamiento excesivo en grapas de retención y de suspensión del tipo pernada y empalmes	Conexiones flojas	3	Fallar en el continuo suministro de energía	6	Termografías	5	Reemplazar el accesorio si el daño es critico	90
						Puede ocasionar accidentes potenciales a las personas	6			Hacer seguimiento y reemplazar el accesorio en un mantenimiento	90

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN		NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
											programado si la criticidad es baja	
		5.2.2	Efecto Corona	Corrientes de Pulsos eléctricos	Porosidades y Superficies irregulares	5	Perdidas dieléctricas	3	Ultrasonido y Termografías	3	Hacer seguimiento y reemplazar el accesorio en un mantenimiento programado si la criticidad es baja	45
				Ruido	Defectos de fabricación	3	Daño al aislamiento y deterioro de accesorios como grapas de retención o grapas de suspensión del tipo pernada	4	Ultrasonido y Termografías	3	Programar mantenimientos de emergencia y reemplazar herrajes y accesorios con daño critico	36

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN		NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
				Reacciones Químicas	Sulfatación en la superficie de conexión entre los conductores de fase, conectores, empalmes, grapas de suspensión y retención pernadas	4	Genera corrosión que eventualmente debilitara o aislara la superficie de contacto entre conductores y conectores	4	Inspecciones	4	Hacer seguimiento y reemplazar el accesorio en un mantenimiento programado si la criticidad es baja	64
5.3	Servir como punto de anclaje y conexión mecánica y equipotencial de los conductores de Guarda	5.3.1	Desconexión del conductor de guarda	Aflojamiento espontaneo del conector, grapa de retención o de suspensión	Cargas dinámicas en el conductor	5	Desprendimiento súbito del conductor de guarda con acercamientos o contactos directos al conductor de fase, ocasionando	5	Inspecciones	3	Programar mantenimientos de emergencia y reemplazar herrajes y accesorios con daño critico. Dar flechado al conductor de guarda.	75
		5.3.2	Oxidación		Salinidad	3						45

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN		NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
				Perdida del galvanizado	Contaminación	4	disparos del circuito				Programar mantenimientos preventivos en los que se reemplacen los herrajes y accesorios defectuosos	60
5.4	Amortiguar los efectos del viento en conductores de fase y guarda	5.4.1	Ausencia de amortiguadores	Desgaste del conductor de fase o guarda en los puntos de conexión	Vibraciones producidas por el viento	3	Fatiga en el conductor de fase o guarda	6	Inspecciones	2	Instalar en mantenimientos programados instalación de amortiguadores Stockbrige	36
6.1.	Protección a las personas o animales limitando tensiones de paso y contacto durante condiciones corto circuito	6.1.1	Tensiones de paso y contacto altas	Accidentes a las personas o animales que estén cerca o en contacto con una torre	Valores de puesta a tierra altos por encima de lo recomendado en el RETIE 20Ω	5	Puede ocasionar accidentes potenciales a las personas	5	Medición de tensiones de paso y contacto	2	Bajar la resistencia de puesta a tierra en una torre haciendo refuerzos y aplicando tratamientos como cemento	50

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN		NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
											conductor al suelo	
6.2	Disipar descargas atmosféricas que se descarguen sobre conductores de guardas	6.2.1	Desconexión de la malla de puesta a tierra	Valores de resistencia de puesta a tierra altos	Perdida del conector	4	Flameos inversos y daños a las cadenas aisladores	4	Medición de la resistencia de puesta a tierra	3	Programar planes de mantenimientos de mediciones de resistencia de mallas de puesta a tierra	48
					Conector inadecuado	4	Puede ocasionar accidentes potenciales a las personas	6			Programar proyectos de reposición de mallas de puesta a tierra	72
7.1	Soporte y estabilidad a la	7.1.1	Fracturas en las columnas de las zapatas	Acero expuesto	Golpes ocasionados por	2	Deterioro progresivo de la cimentación de	5	Inspecciones	3	Programar planes de reposición de cimentaciones	30

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA		EFFECTO	MEDIO DE DETECCIÓN	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD			
				O	G							
estructura metálica				vehículos o maquinaria		la torre que en el largo plazo conllevaría a la perdida de una o más patas de la torre Ocasiona		Instalar protecciones como vigas de acero en las patas				
				Resistencia del concreto inferior a la resistencia de diseño	Errores en el armado del acero estructural en la preparación y vaciado del concreto en la etapa de construcción	3				aperturas de los circuitos por un espacio de tiempo de horas a días. Ocasionando grandes pérdidas económicas y penalización en la reducción de las MHA	Demoler la cimentación defectuosa y construir nuevamente cuidando cumplir con el diseño	45
				Presencia de Musgo y limo sobre la superficie del concreto	Filtración de humedad y porosidad en la superficie del concreto	3				Perdida de una o más patas de la torre ocasionando su colapso por lo	6	Inspecciones

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
			Desplazamiento de la torre de su eje	Fallas cortantes	3	tanto el suministro de energía se vera interrumpido.				acumulación de aguas	90
			Demolición de la columna de la zapata de la torre	Atentados	1	Ocasiona aperturas de los circuitos por un espacio de tiempo de horas a días. Ocasionando grandes perdidas económicas y penalización en la reducción de las MHAI		Ninguno	6	Coordinar mantenimientos de emergencia y Coordinar acompañamientos de las autoridades	36
7.2	7.2.2	Oxidación en las patas y en los Stubs	Patatas enterradas	Movimientos de tierra	3	Corrosión en las Patas y Stubs de la torre. En el largo plazo Ocasiona aperturas de los	4	Inspecciones	3	Programar obras civiles de contención	36

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFEECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
corrosión en las patas.				Construcciones y Actividades agrícolas en las inmediaciones	4	circuitos por un espacio de tiempo de horas a días. Ocasionando grandes pérdidas económicas y penalización en la reducción de las MHAI				Construir refuerzos estructurales y protecciones de las cimentaciones	48
				Encharcamientos y acumulación de humedad	2					Programar obras que permitan el manejo de aguas de escorrentía y manejo de aguas lluvias	24
8.1 Permitir el acceso para mantenimiento a la línea	8.1.1	Sin acceso al trazado de la línea para mtos preventivos y correctivos	Falta de mantenimiento	Permisos de ingreso a predios privados	5	Retrasos en la ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos	5	Censo de propietarios de los accesos y predios por los que cruza la línea y generar de actas de vecindad	3	Solicitar permisos de ingreso y acordar protocolos de comunicación para el ingreso a predios privados	75
				Orden Publico	4					Consultar con autoridades locales posibles amenazas a la seguridad	5

Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN	NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA		EFECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD	
					O							
				Accesos Remotos	4			Se identifican en la etapa de factibilidad y construcción	2	Programar inspecciones aéreas o con drones	40	
				Logística	3				2	Considerar el uso de helicópteros, lanchas, barcos, semovientes y la ayuda de la comunidad local.	30	
8.2	Garantiza una franja de seguridad	8.2.1	Arboles nativos, vegetación, cultivos altos en la franja de servidumbre	Fallas a tierra por inducción o directas a tierra a través de ramas, vegetación, cultivos altos o arboles nativos.	Perdida de las distancias mínimas de seguridad	3	Puede ocasionar accidentes potenciales a las personas o animales	6	Inspecciones a las servidumbres de la línea	3	Podas periódicas y control de los individuos vegetales y forestales que se encuentre dentro de la franja de servidumbre	54
							Incendios Forestales	6	Inspecciones	3	54	
8.3	Evitar construcciones cerca o debajo de la línea	8.3.1	Perdida de la distancia de seguridad a tierra	Fallas a tierra por inducción o directas a través de construcciones,	Construcciones debajo de la línea	3	Puede ocasionar accidentes potenciales a las personas o animales	6	Mediciones constantes de la distancia mínima de seguridad entre	3	Reubicación de la línea o tomar acciones legales para la demolición	54

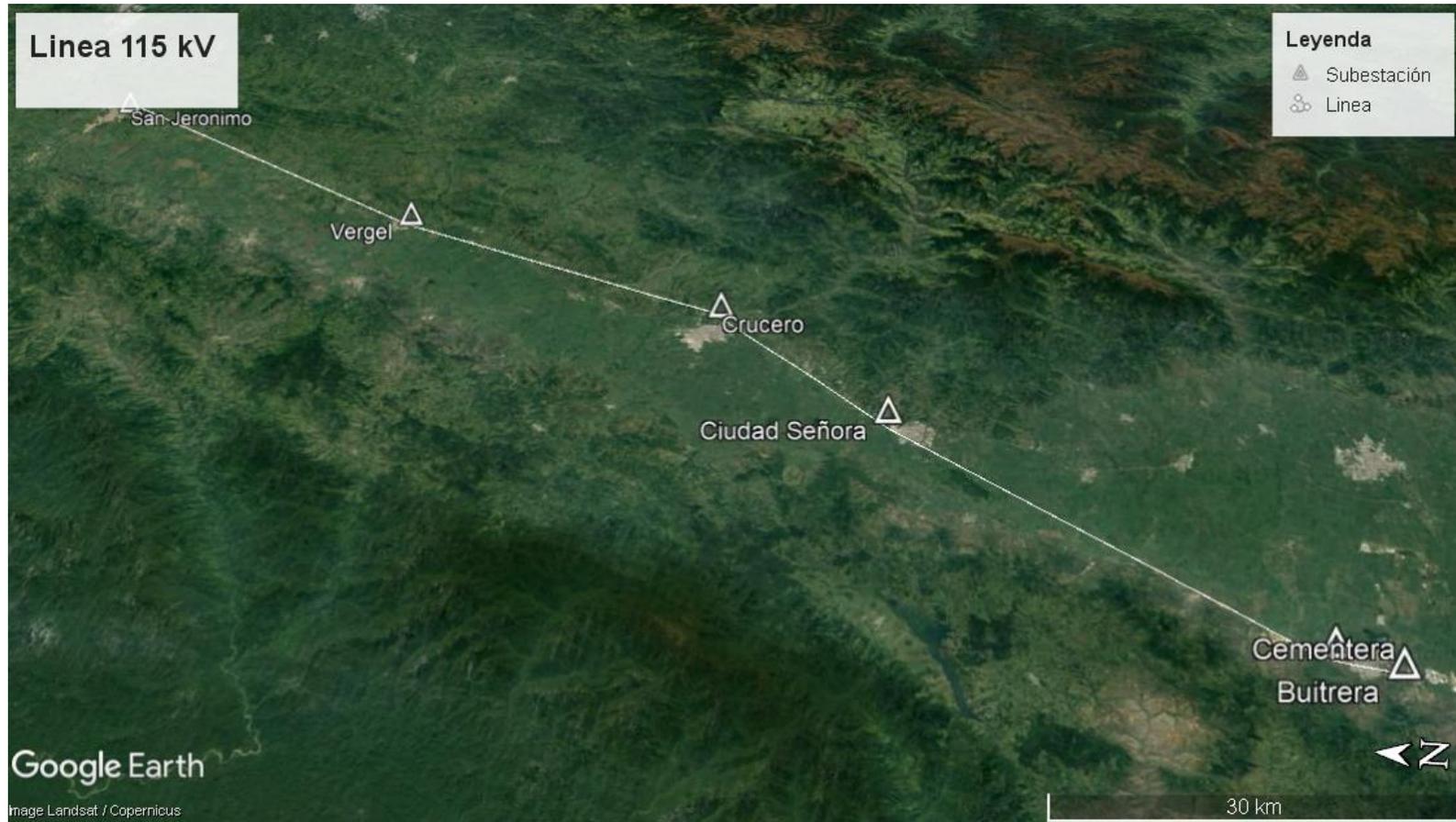
Analisis AMFE y Calificación del Riego

CORREDOR SAN JERÓNIMO-VERGEL 115 KV

FUNCIÓN		NUMERO DE FALLO	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	CAUSA DE LA FALLA	O	EFECTO	G	MEDIO DE DETECCIÓN	D	ACCIÓN CORRECTIVA	GxOxD
				escombros personas		0			el conductor y tierra		de las construcciones	
					Escombreras o basureros	3	Daños a las estructuras y conductores	6	Inspecciones y censos	2	Solicitar a las autoridades locales el desalojo de la servidumbre	36
					Invasiones	2	Incendios Estructurales	6				24

Fuente Propia

Figura 11. Planta-Perfil San Jerónimo-Buitrera 115 kV



Fuente: Google Earth

Figura 12 Perfil



Fuente: Google Earth

**Tabla 12. Matriz de Gestión de mantenimientos**

Programados/No Programados	Mantenimientos	Descripción	Actividades
Mantenimientos Programados	Planes mantenimiento	Se ejecutan principalmente de manera programada, algunos de ellos sirven como insumo para los mantenimientos declarados en los planes semestrales de mantenimiento los cuales requieren de desenergización de los activos y por consiguiente una pérdida de MHIA	Inspecciones Termografías Mediciones SPT Podas Verificación de distancias de seguridad
	Planes semestrales y semanales de mantenimiento	Son mantenimientos que se programan basados en el acuerdo CNO963, las horas reales de ejecución de un mantenimiento son recortadas de las MHAI. Estas horas son recuperadas 1 año después. Lo que se ejecuta en estos mantenimientos fue previamente identificado en inspecciones de los planes de mtto. También se programan actividades que son del alcance de los planes de inversión regulatorios	Cambios de Aislamiento, herrajería y accesorios Cambio o Recuperación de conductores de fase y guarda, con líneas desenergizadas o con línea viva Apriete y ajuste de conexiones del cable de guarda Instalación de balizas, desviadores de vuelo Tratamientos de oxidación Podas de individuos arbóreos con aproximación peligrosa a la línea.
	Mantenimientos programados		Recuperación de SPT

Programados/No Programados	Mantenimientos	Descripción	Actividades
	que no requieren consignaciones	Mantenimientos que no requieren de consignación ni de apertura del circuito, generalmente son a nivel del suelo.	Limpieza de las patas de la torre y manejo de aguas de escorrentía tratamientos de oxidación de elementos que no tengan una aproximación peligrosa a los conductores Recuperación de elementos estructurales como angulería y tornillería hasta el nivel de los brazos.
Mantenimientos No Programados	Mantenimientos No programados	Son mantenimientos que se realizan dependiendo de condiciones que afectan la normal operación de un circuito y que deben atenderse de manera urgente para evitar una indisponibilidad prolongada de la línea o circuito, a diferencia de la emergencia no se necesita de una consignación para hacer apertura de un circuito.	Podas con aproximación Instalación o cambio de elementos estructurales Inspecciones por disparos o recierres de la línea. Sin que la línea se encuentre fuera de servicio
	Emergencias	Son ejecutadas cuando se encuentran novedades que afectan directamente y de manera crítica la seguridad de las personas, animales, equipos o instalaciones de la compañía o de terceros y deben ser atendidas lo más pronto posible. Son actividades que no son contempladas dentro del área de planeación del mantenimiento y son atendidas directamente por	Vegetación sobre los conductores Aislamiento polimérico deteriorado Recuperación de distancias de seguridad de la línea con línea desenergizada o línea viva

Programados/No Programados	Mantenimientos	Descripción	Actividades
		<p>el área de mantenimiento. También se programan conforme a lo establecido en el acuerdo CNO963, mediante consignaciones de emergencia. También sufre de penalizaciones restando el tiempo que se usa en la corrección de la novedad que tenga el circuito.</p>	Recuperación de conductores de fase y de guarda con línea desenergizada o línea viva
			Elementos extraños sobre los conductores de fase y guarda
			Órdenes Judiciales
		<p>Cuando una línea de transmisión se desconecta automáticamente gracias a la acción de las protecciones con que cuentan, como por ejemplo protecciones de distancia ANSI 21, disparo por sobre corriente ANSI 50 y al intentar cerrarla nuevamente se rechaza el intento de cierre, la línea se declara indisponible y se debe contactar inmediatamente a los grupos de mantenimiento de líneas de transmisión. El tiempo que tarde en corregirse la novedad se descuenta de la MHAI, en caso de excederse estas horas se deben compensar lo cual conlleva a pérdidas económicas por penalizaciones.</p>	Daños en conductores de fase y guarda
			Colapso de torres de transmisión
			Fallas estructurales en las torres

Fuente: Propia

Con esta información y como se explicó previamente en GENERALIDADES PARA MANTENIMIENTO EN LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN EN COLOMBIA PARA LÍNEAS DE 115 KV los mantenimientos programados y no programados se ejecutarán considerando lo indicado en la Tabla 12. Matriz de Gestión de mantenimientos.

## 6.5 REVISIÓN DE LOS PLANES DE MANTENIMIENTO

A continuación, se detallarán los principales planes de mantenimiento aplicados a líneas de transmisión, algunos operadores aplican planes separados para el retiro de cometas, revisión de distancias de seguridad a tierra y pruebas de aislamiento.

### 6.5.1 Inspecciones Periódicas

Son inspecciones que se realizan a cada agrupación de línea de manera semestral. A cada agrupación de línea de transmisión se le inspeccionan los siguientes aspectos:

**Tabla 13 Inspección de Líneas**

INSPECCIÓN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	
INSPECCIÓN ESTRUCTURAL A LA TORRE	Registrar torre y tipo de estructura
	Verificación de accesos y localización
	Verificación cruces de vías y cruces con circuitos en MT
	Verificación de condiciones ambientales adelante y atrás
	Verificación de Servidumbre adelante y atrás
	Registrar el estado de las cimentaciones
	Registrar el estado de patas y STUBS
	Registrar estado de conexiones de puesta a tierra
	Registrar el estado de tornillería, angulería y estructura
	Determinar elementos oxidados y grado de oxidación
INSPECCIÓN CIRCUITO DERECHO	Registrar circuito y calibres de los conductores de fase y guarda
	Verificar estado del conductor de fase adelante / atrás
	Registrar estado y tipos de herrajes y accesorios
	Registrar estado de las conexiones del cable de guarda a la estructura
	Registrar estado del aislamiento y su tipo

INSPECCIÓN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	
	Verificar estado del conductor de guarda adelante / atrás
	Registrar posibles acercamientos de vegetación a la línea
INSPECCIÓN CIRCUITO IZQUIERDO	Registrar circuito y calibres de los conductores de fase y guarda
	Verificar estado del conductor de fase adelante / atrás
	Registrar estado y tipos de herrajes y accesorios
	Registrar estado de las conexiones del cable de guarda a la estructura
	Registrar estado del aislamiento y su tipo
	Verificar estado del conductor de guarda adelante / atrás
	Registrar posibles acercamientos de vegetación a la línea

Fuente: Propia

La información recopilada en estas inspecciones quedara contenida en la orden de trabajo. Así mismo una vez recopilada la información de todas las torres que componen el circuito se procederá a programar los recursos, materiales, consignaciones (si aplica) y mantenimientos conforme a los indicado en Tabla 12. Matriz de Gestión de mantenimientos.

### 6.5.2 Termografías

Se programan anual y solamente se hacen en torres de retención, pórticos en subestaciones, puntos de conexión o empalmes. Dependiendo de la criticidad, se determina si se debe corregir como emergencia o si por el contrario se corrige durante un mantenimiento programado en el plan semestral o semanal de mantenimiento.

## Fotografía 10. Termografía



Fuente: Internet

### 6.5.3 Mantenimientos Forestales

Son de carácter preventivo y correctivo. Dependiendo de factores como el inventario forestal y criticidad de la línea se programan trimestral, semestral o anualmente. En caso de tener acercamientos peligrosos a la línea se determinará si se pueden corregir cuando el circuito sea desenergizado en algún mantenimiento preventivo programado o si por el contrario se solicita la apertura por emergencia. Las podas tienen también como propósito mantener despejada la servidumbre, la línea la cual está definida en el artículo 22.2 del RETIE “Zonas de servidumbre” en la tabla 22.1 Ancho de zonas de servidumbre de líneas de transmisión que para el caso de líneas de transmisión doble circuito para el nivel de tensión 115 kV es de 20m.

#### **6.5.4 Medición de resistividad de mallas de puesta a tierra**

Conforme a lo indicado en el artículo 15.6 del RETIE “Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra”, en la tabla 15.5 Máximo periodo entre mantenimientos de un SPT. Queda estipulado que estos planes tendrán una periodicidad de 4 años, en los que se tomaran las medidas de resistividad de la malla de puesta a tierra de cada torre y así mismo se determinara si se requiere de la reposición del sistema de puesta a tierra, bien sea o porque sus elementos constitutivos están deteriorados o fueron hurtados. Este plan da el insumo para planes de reposición de sistemas de puesta a tierra, los cuales son de carácter regulatorio. Cada malla de puesta a tierra se considera como una unidad constructiva y es tratada como un equipo de una agrupación. Aunque, ante la salida repetitiva de un circuito de alta tensión, y si se identifica que la distancia detectada por las protecciones es constante, se puede hacer un diagnostico de las mallas y conexiones de puesta a tierra en tramos adyacentes a la localización de las fallas, y reponerse en caso de no cumplir con las medidas indicadas en la regulación. Las cuales también están especificadas en el artículo 15.4 “Valores de referencia de resistencias de puesta a tierra”, en la tabla 15.4 Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra, el cual para estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda es de  $10\Omega$ .

En resumen, se toman medidas de resistividad del terreno, resistencia de malla de puesta a tierra, mediciones de tensiones de paso/contacto y revisión del estado de conexiones y los elementos que componen la malla.

#### **6.5.5 Otros planes de mantenimiento aplicables a líneas de transmisión**

Algunos operadores aplican planes separados para el retiro de cometas, revisión de distancias de seguridad a tierra y pruebas de aislamiento. Sin embargo estos planes suelen ser redundantes ya que en el caso del retiro de cometas y revisión de distancia de seguridad a tierra son actividades que se pueden incorporar a los planes de inspección semestrales ya que de antemano ya se conoce la localización

de los tramos que puedan tener distancias peligrosas a tierra y sitios a los que la gente suele acudir cuando eleva cometas, en este caso se podrían generar ordenes específicas bajo el plan de inspección para la revisión de estos tramos cuando haya pasado la temporada de agosto. Para el caso de pruebas de aislamiento debe considerarse la criticidad de una línea, ya que esta actividad es costosa por km de línea inspeccionado adicional a esto es una actividad que debe realizarse con la línea energizada lo que conlleva riesgos adicionales, se recomienda implementar este plan en activos del STN los cuales tienen menos horas MHAI como se especifican en la Tabla 3. MHAI del STN

## 6.6 REVISIÓN A INSPECCIONES Y ESTUDIOS EXISTENTES

**Tabla 14 Programación de Planes 1 Semestre**

Ítem	Agrupación	enero				Febrero				Marzo				Abril				Mayo				Junio											
		I	P	T	SPT	I	P	T	SPT	I	P	T	SPT	I	P	T	SPT	I	P	T	SPT	I	P	T	SPT								
1	San Jerónimo-Vergel													X				X								X							
2	Vergel-Crucero									X				X																			
4	Crucero- Ciudad Señora	X				X								X																			
5	Ciudad Señora-Cementerera													X																			
6	Cementerera-Buitrera									X																X				X			

Fuente: Propia

**Tabla 15 Programación de Planes 2 Semestre**

Ítem	Agrupación	Julio				Agosto				Septiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre											
		I	P	T	SPT	I	P	T	SPT	I	P	T	SPT	I	P	T	SPT	I	P	T	SPT	I	P	T	SPT								
1	San Jerónimo-Vergel									X																							
2	Vergel-Crucero	X												X																			
4	Crucero- Ciudad Señora					X												X															
5	Ciudad Señora-Cementerera									X								X								X				X			
6	Cementerera-Buitrera									X																							

Fuente: Propia

I=Inspecciones T= Termografías

P=Podas SPT= Medición de Sistemas de Puesta a Tierra

Después de cada inspección se debe realizar una clasificación de los hallazgos encontrados como se indicó en la Tabla 12. Matriz de Gestión de mantenimientos.

El área de confiabilidad también tiene dentro de sus facultades realizar estudios adicionales a las inspecciones tales como: resistencia de elementos estructurales de las torres, calidad del aislamiento, pruebas eléctricas y mecánicas a los conductores, apantallamiento, coordinación de aislamiento, estudios de suelos entre otros.

Estos estudios son necesarios ya que ayudan a verificar aspectos que no son de fácil detección por parte de los grupos de mantenimiento, lo que previene fallas ocultas, ayuda a evaluar proyectos de reposición de activos, refuerzos estructurales.

En los estudios de coordinación de aislamiento se pudo identificar que las líneas se han visto afectadas por cambios en sus condiciones de diseño originales como, por ejemplo, humedad, temperatura ambiente, contaminación, deterioro de los sistemas de puesta a tierra, cambios en la resistividad del suelo, etc. Estos estudios han servido para determinar que para líneas que excedan los 1500m de altura se debe considerar alargar la cadena de aisladores por fase, lo que conlleva también a un cambio en los herrajes y accesorio que soportan el aislamiento, revisar si estos cambios no afectan las distancias de seguridad a tierra, y hacer nuevos refuerzos a los sistemas de puesta a tierra cuidando de que cada apoyo tenga valores semejantes a las torres vecinas, se deben también corregir conexiones del cable de guarda a las torres.

En los estudios de resistencia de conductores se verifican aspectos como el efecto CREEP sobre el conductor en el cual se completa la deformación no elástica, también se verifica que tan cristalizado podría estar después de muchos años de servicio lo cual afecta su conductividad y resistencia mecánica.

Estos estudios son evaluados técnica y económicamente, posteriormente se convierten en solicitudes de mantenimiento que posteriormente pasan a ser ordenes de trabajo con materiales, recursos, presupuestos, actualizaciones del sistema y consignaciones para su implementación.

## **6.7 IDENTIFICACIÓN DE REPUESTOS Y NECESIDADES**

Durante el periodo de inspecciones a los 10 circuitos de las 5 agrupaciones se identificaron las siguientes necesidades de mantenimiento y materiales:

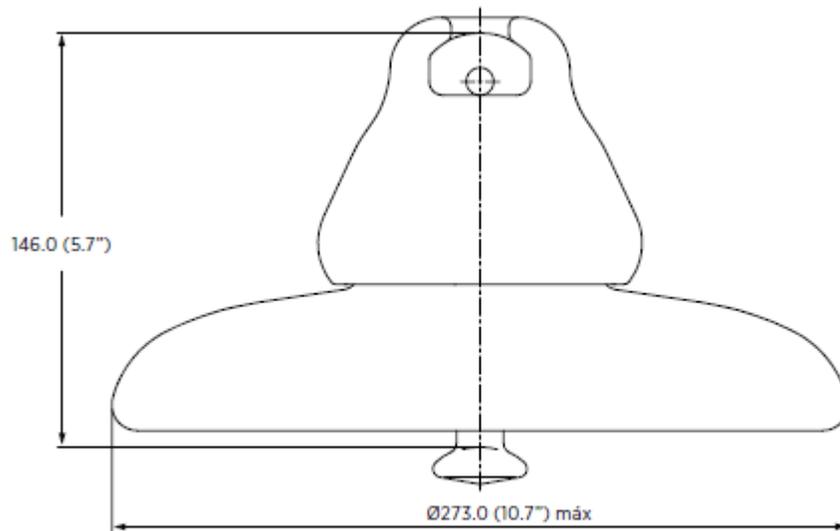
### **6.7.1 Cambios de aislamiento**

Se encontró que aproximadamente el 80% de las 10 líneas tienen un aislamiento con más de 50 años de servicio que ya ha cumplido su vida útil y que se encuentra deteriorado. Se requiere del cambio de más de 1800 aisladores por circuito lo cual requerirá de mantenimiento mayores.

Los aisladores serán reemplazados por aisladores de cerámica ANSI- 52-3 tipo Bola y Socket.

Una cadena de suspensión puede tener 11 aisladores y una cadena de retención puede tener 11.

**Figura 13. Aislador de suspensión Tipo ANSI 52-3**



**8257-8258**

Fuente: <https://www.gamma.com.co/aisladores/>

**Fotografía 11 Cadena Aisladores retención Flameado**



Fuente: Propia

**Fotografía 12 Cadena de Suspensión flameada**



**Fuente: 2 Propia**

**Fotografía 13 Aislamiento Contaminado**



**Fuente: Propia**

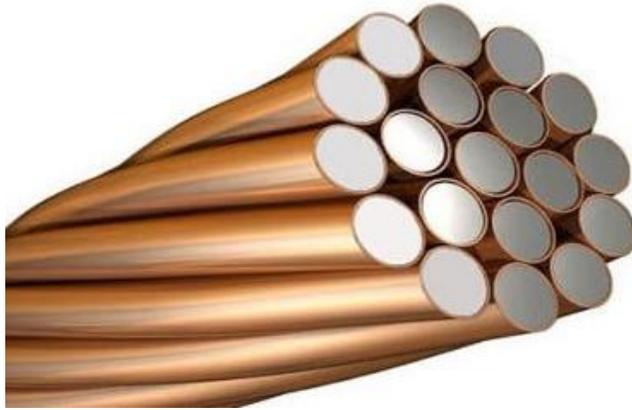
### **6.7.2 Mallas del Sistema de Puesta a Tierra (SPT)**

Para la reposición de sistemas de puesta a tierra, se tuvo que hacer la implementación de nuevos materiales. Los anteriores se encontraban deteriorados, con conexiones que no aseguraban un buen contacto y se hacía necesario la implementación de tratamientos de suelos para reducción de la resistividad.

Se tomó la determinación de que el cable de acero galvanizado de ½" que se usaba para la reposición de las puestas a tierra era ineficaz ya que con pocos meses de instalado se oxidaba y se perdía la resistencia esperada de la malla, de la misma manera al hacer las conexiones con conectores de acero también se perdía la continuidad de la malla.

El conductor de acero galvanizado fue reemplazado por conductor Cooper Clad Steel (Conductor de acero recubierto de cobre) calibre 1/0 AWG y por conectores a compresión de cobre los cuales resisten la acidez del suelo y no deterioran la vida útil de malla, adicionalmente a esto se reforzó con cemento conductor el cual tiene como función principal mejorar la conductividad del suelo. Tienen como gran desventaja su apariencia de cobre lo cual los hace vulnerables al hurto, se planteó el uso de este mismo cable pero estañado, desafortunadamente no se encuentra disponible en el mercado colombiano.

**Figura 14. Cooper Clad Steel**



Fuente: <https://www.assignmentpoint.com/science/physics/copper-clad-steel.html>

**Fotografía 14 Conexiones ineficaces de SPT (A) y cable de acero para SPT oxidado (B)**



Fuente: Propia

### 6.7.3 Reposición de estructuras metálicas

Para los mantenimientos de reposición por oxidación de los elementos estructurales de las torres se considera

- Reposición por hurto de una pieza.
- Reposición por daños de maquinaria agrícola
- Reposición por oxidación por avanzado estado de oxidación
- Recuperación de la superficie galvanizada haciendo uso de galvanizado en frío

Para el primer caso solo basta con tener las medidas del elemento faltante, puede ser fabricado nuevamente por personal de mantenimiento el cual hará los cortes, perforaciones, destajes y recuperación de galvanizado en el patio donde se acopie la anguleria para estos propósitos.

Para el caso de reposición por daños de maquinaria agrícola, normalmente se ven afectados elementos estructuras de las torres como lo son los montante, aquí es importante contar con los planos de taller de la torre para poder enviar a fabricar esta pieza ya que por sus dimensiones y especificaciones es difícil que pueda ser fabricada en patio y garantizar que pueda cumplir con su función.

Cuando el estado de oxidación de un elemento es avanzado, la pieza debe ser reemplazada, en el caso de las patas y STUBS debe demolerse la cimentación de la torre, fabricar la nueva pieza, recuperar el galvanizado y fundir nuevamente el concreto. A continuación, una relación de los principales materiales utilizados en la reposición de estructura metálica.

**Tabla 16. Angulería**

<b>ANGULERÍA CIEGA</b>
Angulo ciego 102 x 7.9 x 4500 mm
Angulo ciego 102 x 7.9 x 7700 mm

<b>ANGULERÍA CIEGA</b>
Angulo ciego 51x 4.8 x3500 mm
Angulo Ciego 64 x 6.4 x 5300 mm
Angulo Ciego 76 x 4.8 x 6000 mm
Angulo Ciego 76 x 4.8 x 6000 mm

Fuente: Propia

**Tabla 17. Tornillería**

<b>TORNILLERÍA GALVANIZADA ASTM A394-0</b>
Tornillo cab hex de acero Galv ASTM A394-0 ¾" x2 ¼" (57 mm)
Tornillo cab hex de acero Galv ASTM A394-0 ½" x 1 ½" (38 mm)
Tornillo cab hex de acero Galv ASTM A394-0 ¾" x1 ½" (38 mm)
Tornillo cab hex de acero Galv ASTM A394-0 ¾" x1 ¾" (44 mm)
Tornillo cab hex de acero Galv ASTM A394-0 5/8" x 1 ½" (38 mm)
Tornillo cab hex de acero Galv ASTM A394-0 5/8" x 1 ¾" (44 mm)
Tornillo cab hex de acero Galv ASTM A394-0 5/8" x2" (50 mm)
Tornillo cab hex de acero Galv ASTM A394-0 5/8" x 2 ½" (63 mm)
Tornillo cab hex de acero Galv ASTM A394-0 5/8" x 2 ¼" (57 mm)

Fuente: Propia

**Tabla 18. Tratamientos de Oxidación**

<b>TRATAMIENTOS DE OXIDACIÓN</b>
Disolvente
Limpiador desengrasante
Primer Epoxi-Poliamida Verde
Catalizador Primer
Primer Orgánico
Catalizador Primer Zinc
Catalizador
Mastic epoxi Blanco
Catalizador Mastic
Poliuretano de AL
Disolvente epóxido
Catalizador Poliuretano
Pintoxido

Fuente: Pintuco

#### 6.7.4 Cambio de herrajes y accesorios

La herrajería al ser elementos metálicos también se ven afectados por el prologado uso a la intemperie, al polvo, a la sal. Para la correcta elección de la herrajería se debe conocer el cable que se va a usar, que aislador y que tipo de estructura se va anclar si es de retención o suspensión.

Es importante mantener catálogos actualizados y planos de taller de los brazos de fase y de guarda de cada torre.

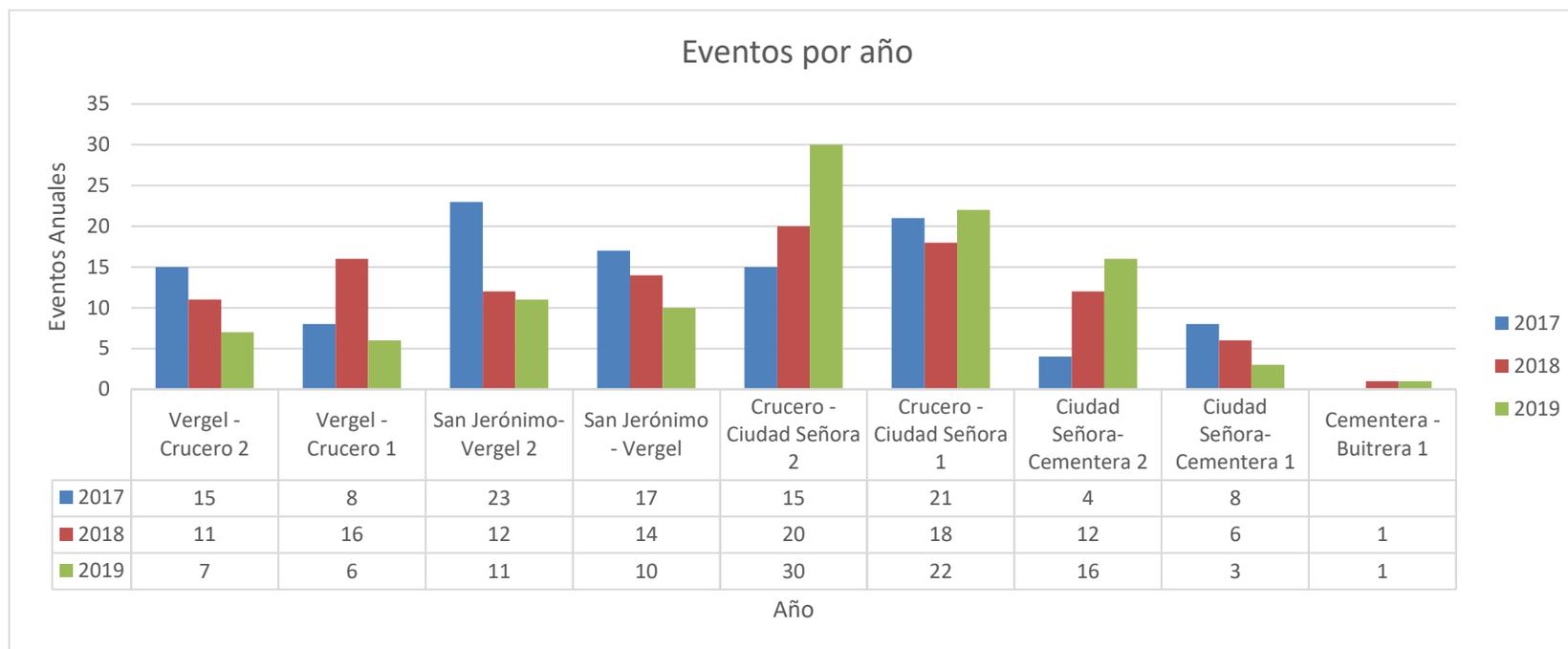
**Fotografía 15 Detalle Herrajes y Accesorios para cadenas de aisladores de retención (A) y suspensión (B)**



**Fuente: FEM**

## 6.8 IDENTIFICACIÓN DE CIRCUITOS CRITICOS

Tabla 19 Eventos Anuales por Circuito



Fuente: Consulta de Incidencias

La información suministrada en la Tabla 19 Eventos Anuales por Circuito determina que el circuito Crucero – Ciudad Señora 2 115 kV tuvo una tasa de fallas del 33% más el año 2019 con respecto al año 2018, también se puede apreciar que el circuito Crucero – Ciudad Señora 1 115 kV tuvo una tasa de fallas del 18% respecto del año 2018 con el año 2019, esta manera de determinaron como críticos los siguientes 4 circuitos:

1. Crucero – Ciudad Señora 2 115 kV
2. Crucero – Ciudad Señora 1 115 kV
3. Ciudad Señora – Cementera 2 115 kV
4. San Jerónimo – Vergel 2 115 kV

## **6.9 DETERMINACIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS REQUERIDOS**

A continuación, un listado de los principales mantenimientos realizados a líneas de transmisión:

- Cambios de Aislamiento
- Limpieza de aislamiento
- Tratamientos de oxidación
- Reparación de conductores reventados con empales certificados
- Recuperación de conductores deteriorados con camisas de reparación
- Flechado de conductores
- Reposición de elementos estructurales (fabricación)
- Reposición de tornillería
- Reposición de torres
- Cambio de herrajes y accesorios
- Reposición de conexiones de cable de guarda (Colillas)
- Reposición de sistemas de puesta a tierra
- Podas y Rocería

- Destape de patas de la torre.
- Remodelación de torres.
- Recuperación de accesos y localización de torres.

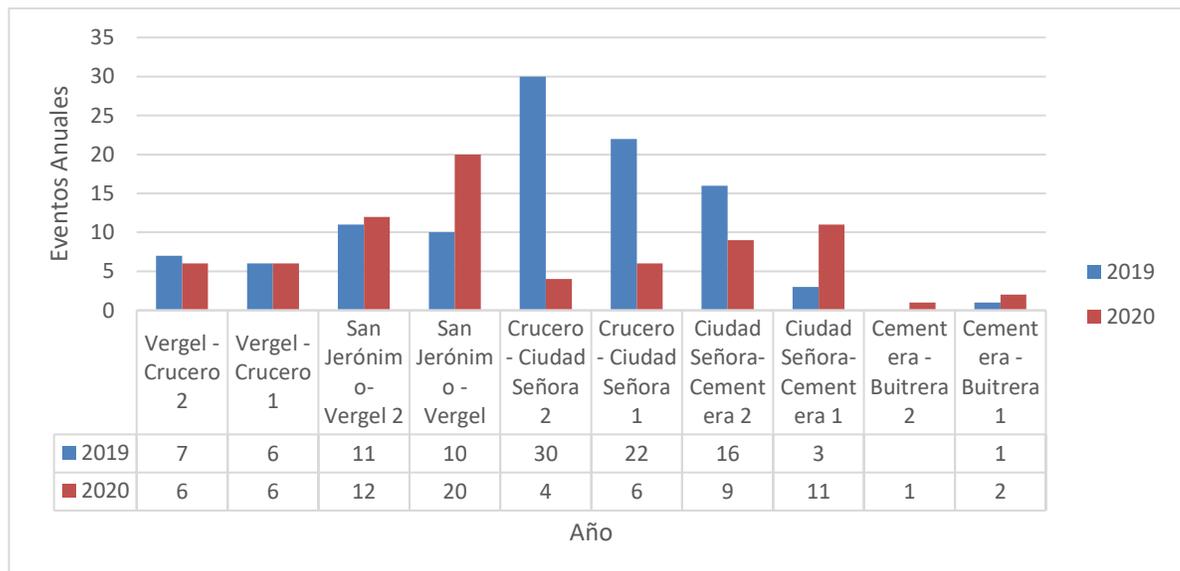
## 6.10 PROGRAMACIÓN Y EJECUCIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS REQUERIDOS

Los mantenimientos requeridos se programarán conforme a lo establecido en Tabla 12. Matriz de Gestión de mantenimientos y las consignaciones se programarán conforme a lo establecido en el acuerdo CNO963 y Resolución CREG 015 de 2018.

Para las 5 agrupaciones se programaron actividades de refuerzo de puesta a tierra

## 6.11 NORMALIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS CRÍTICOS

Tabla 20. Resultados



Fuente: Consulta de Incidencias

**CRUCERO – CIUDAD SEÑORA 2 115 KV:** En la inspección realizada se identificó que la mayoría de las torres tenían la colilla de puesta a tierra desconectada y mallas de puesta a tierra con resistencias superiores a los  $20\Omega$ . También se identificó que frecuentemente se debían hacer cambios de aislamiento en las líneas, por lo cual fue necesario programar consignaciones para mtto mayores para reemplazar la totalidad del aislamiento de la línea previo refuerzo de los sistemas de puesta a tierra.

**CRUCERO – CIUDAD SEÑORA 1 115 KV:** En la inspección realizada se identificó que la mayoría de las torres tenían la colilla de puesta a tierra desconectada y mallas de puesta a tierra con resistencias superiores a los  $20\Omega$ . También se identificó que frecuentemente se debían hacer cambios de aislamiento en las líneas, por lo cual fue necesario programar consignaciones para mtto mayores para reemplazar la totalidad del aislamiento de la línea previo refuerzo de los sistemas de puesta a tierra. Los modos de falla del circuito 1 fueron idénticos a los modos de falla del circuito 2.

**CIUDAD SEÑORA – CEMENTERA 2 115 KV:** En la inspección realizada se identificó que la mayoría de las torres tenían la colilla de puesta a tierra desconectada y mallas de puesta a tierra con resistencias superiores a los  $20\Omega$ . También se identificó que frecuentemente se debían hacer cambios de aislamiento en las líneas, por lo cual fue necesario programar consignaciones para mtto mayores para reemplazar la totalidad del aislamiento de la línea previo refuerzo de los sistemas de puesta a tierra. Este circuito presento disparos ocasionados por maquinaria agrícola, también se pudo verificar que se quemaba caña en las servidumbres de la línea lo que también ocasionaba frecuentes disparos.

**SAN JERÓNIMO – VERGEL 2 115 KV:** En la inspección realizada se identificó que la mayoría de las torres tenían la colilla de puesta a tierra desconectada y mallas de

puesta a tierra con resistencias superiores a los  $20\Omega$ . También se identificó que frecuentemente se debían hacer cambios de aislamiento en las líneas, por lo cual fue necesario programar consignaciones para mtto mayores para reemplazar la totalidad del aislamiento de la línea previo refuerzo de los sistemas de puesta a tierra. Se identificó que el circuito presentaba inconvenientes con propietarios de los predios por los que pasa la línea, reclamaban compensaciones económicas por servidumbres impidiendo que se realizaran intervenciones de mantenimiento como podas e inspecciones.

### **6.12 DETERMINACIÓN DE LAS ACCIONES PREVENTIVAS**

Se recomienda mantener la frecuencia de las inspecciones realizadas, pero en sitios identificados como críticos se recomienda hacer inspecciones adicionales, también hacer estudios para la validación del apantallamiento de las líneas y coordinación de aislamiento.

En los predios donde no se pueden realizar acciones de mantenimiento se deben hacer gestiones con los propietarios para que se permita hacer los correctivos necesarios para la correcta operación de los circuitos.

Mantener un stock de materiales para emergencias

Realizar estudios que permitan evaluar la repotenciación de la línea lo que podría servir como insumo para futuros planes de inversión regulatorios.

### **6.13 PLAN DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Se hace referencia a la sección 6.5 Revisión de los planes de mantenimiento están bien planteados en la cual se explicaron los planes de mantenimiento aplicables a línea de transmisión.

Plan de mantenimiento Medición de distancias a tierra: Este plan tiene una frecuencia de 10 años, se recomienda implementarlo como actividad en las inspecciones periódicas y no tenerlo como un plan individual, ya que al tener una frecuencia de 10 años y tener vanos identificados con distancias a tierra riesgosas, estos podrían ser inspeccionados periódicamente, también se reducirían costos en mantenimientos preventivos que podrían ser redundantes.

Plan de mantenimiento medición de aislamiento: Se recomendó eliminarlo ya que es una actividad que se debe realizar con línea viva y con equipos específicos, lo que lo convierte en una actividad costosa, si se hace un análisis del costo podría ser más económico cambiar la totalidad del aislamiento mediante mantenimientos mayores, este plan es recomendable para activos del STN o para equipos en subestaciones.

## 7 CONCLUSIONES

Se pudo establecer que los planes de mantenimiento, aunque se encontraban bien planteados, requerían de una implantación más estratégica y cuidadosa ya que no se estaban ejecutando cuidadosamente lo que conllevaba a no tener una información confiable levantada por los grupos de mantenimiento en el terreno.

El plan de mantenimiento de inspección de líneas de transmisión estaba basado en una única orden de trabajo que tenía como soporte un único formato en el que se incluía la información del circuito izquierdo, circuito derecho (en caso de torres doble circuito) y vanos. Esto dificultaba hacer una debida planeación ya que toda la información venia combinada.

Las líneas de AT en este corredor pasan principalmente por grandes cultivos de caña de azúcar, que al ser cosechados por maquinaria agrícola de grandes dimensiones ocasionaban disparos en los circuitos , también cruzan por sectores principalmente planos, lo que hace que las líneas no tengan un apantallamiento natural y sean impactadas por rayos frecuentemente.

En los cultivos de caña existe la costumbre de que una vez se ha recogido la caña para ser procesada se procede a quemar los residuos vegetales para hacer limpieza del cultivo, estas quemas también inciden en los disparos de las líneas pues alteran las condiciones ambientales de operación, enrareciendo el aire al subir la temperatura y aumentar la contaminación.

El plan de mantenimiento de inspeccion de líneas sufrió una modificación en la cual se implementó una hoja de ruta, y una orden de mantenimiento por cada torre, que le permitía al inspector identificar lo que debía inspeccionar por cada apoyo, adicionalmente el diseño permitía separar las necesidades de cada circuito y de cada estructura, lo cual le permite al planeador hacer una mejor planeación del mantenimiento.

Se pudo apreciar que, aunque las inspecciones de las líneas se hacen cada 6 meses no eran lo suficientemente asertivas, esto ocasionó que muchos mantenimientos no fueran efectivos y se tuviera fallos recurrentes. Gracias a el área de Confiabilidad y Evaluación del mantenimiento se propuso realizar estudios como coordinación de aislamiento y diagnósticos de puestas a tierra. Estos estudios dieron a conocer nuevas problemáticas ya que se apreció que la línea Crucero – Ciudad Señora 115 kV presentaba problemas de coordinación de aislamiento sobre los 1500 msnm, en el tramo Vergel – Crucero 115 kV se apreció que el Angulo de apantallamiento no protegía totalmente los conductores de fase, en general en todo el corredor en lo concerniente a sistemas de puesta a tierra se pudo apreciar que para la reposición no era suficiente reconstruir con el tope de  $20\Omega$  establecidos por el RETIE, sino que debían manejarse valores por debajo de los  $5\Omega$  en muchos casos.

Al realizar acompañamientos a las inspecciones se pudo apreciar que la información consignada en los formatos no era clara y en muchas ocasiones se evidencio que no era diligenciada con rigor, se pasaban detalles importantes como las condiciones ambientales de la localización de las torres, no se identificaban los repuestos y las cantidades necesarias para los mantenimientos.

Se encontró que el personal contratista, que realiza las inspecciones en terreno, tenía una considerable rotación de su personal, esto ocasionaba que la experiencia y el conocimiento adquirido de la infraestructura se perdieran. Esto también ocasionó que la calidad de la información que se traía de terreno perdiera calidad. Para contrarrestar este inconveniente se recomendó al líder de ejecución del mantenimiento hacer constantes formaciones técnicas en estructuras, inspecciones visuales, identificación de riesgos, silvicultura, galvanizado, oxidación, estado del aislamiento y estado de la servidumbre.

El uso de nuevos materiales fue clave para el éxito de muchos mantenimientos correctivos, sobre todo en sistemas de puesta a tierra. Las líneas originalmente

fueron construidas con puesta a tierra en cobre, pero con el pasar de los años estas perdieron propiedades o fueron robadas por terceros. El uso de acero como conductor de puesta a tierra tampoco fue una buena alternativa para la reposición ya que el acero en contacto directo con el suelo sufre una oxidación rápida por lo que su efectividad era temporal. Se eligió un conductor de acero recubierto en cobre o Cooper Clad Steel y cemento conductor como tratamiento para mejorar la conductividad del suelo, se pudo apreciar que las mallas de puesta a tierra tuvieron una mejora considerable en capacidad de despeje de las fallas y de duración de materiales.

Se encontró que no se tenía un catálogo definido de repuestos, por lo que en almacén se tenían varios repuestos de diferentes marcas y especificaciones. Esta situación ocasionó que no se tuviera claridad sobre los inventarios que se debían tener ya que sobre el supuesto de las emergencias por atentados se tuvieran cantidades considerables de repuestos que nunca se usaron y a los que tampoco se les dio rotación. Esta situación se resolvió inicialmente tomando como referencia los catálogos de un único proveedor para repuestos de herrajería, aislamiento y estructuras.

La planeación del mantenimiento tiene la responsabilidad de la planeación de materiales, esto permitió hacer un mejor control de los materiales que se gastaban y los que se compraban para uso exclusivo en líneas de transmisión. Esto ayudo a dar rotación a materiales que no se estaban utilizando también a reducir los inventarios de materiales, teniendo siempre en cuenta los stocks requeridos para posibles emergencias.

Existen planes de mantenimiento, como las mediciones de distancias de seguridad a tierra y medición de aislamiento, que no son ejecutados de manera adecuada o en su defecto nunca han sido ejecutados debido a que son mantenimientos muy especializados y costosos como el caso de la medición de aislamiento. Se

recomienda eliminarlos de los planes y tomar otras acciones de mantenimiento preventivo.

Es necesaria una actualización de planos planta perfil de cada agrupación, levantamientos topográficos, estudios de suelos donde sea requerido, se requiere actualizar tablas de torres y recopilar planos de taller.

## 8 RECOMENDACIONES

Capacitación permanente al personal responsable de la inspección de las líneas.

Mayor rigurosidad en la gestión de la interventoría.

Para futuros mantenimientos mayores, previamente deberían realizarse estudios orientados a la detección de condiciones ocultas, como por ejemplo cambio en el ambiente que ocasiona pérdidas en las propiedades en el aislamiento o en su coordinación.

Toda inspección física realizada al igual que las distintas labores de mantenimiento debe ser almacenada en un repositorio virtual, como onedrive o una nube, organizadas por plan de mantenimiento y cronología.

Todas las actividades de mantenimiento identificadas en los planes deberían haber sido identificadas con el tiempo suficiente para su normalización antes de las aperturas programadas, ya que estas aperturas son aprovechadas por áreas como subestaciones, protecciones y medidas.

Hacer un debido uso de las horas de disponibilidad otorgadas por la regulación para mantenimientos programados.

Hacer un continuo seguimiento a los materiales para mantenimiento y planes de reposición quinquenales.

Hacer gestión oportuna de presupuestos para la ejecución de cumplimientos regulatorios.

Implementar medidas preventivas en sitios de alto riesgo, en el caso de cosechadoras cercanas a las líneas, deberían evaluarse la conveniencia de dar más altura a los apoyos.

En el caso de la entrada de nuevos circuitos se recomienda acompañar activamente la etapa de construcción, revisar diseños y estudios.

Se recomienda crear un catálogo de repuestos para cada línea y actualizarse cada vez que un material sea discontinuado o modificado.

## BIBLIOGRAFÍA

AMENDOLA, Luis. Organización y Gestión del mantenimiento. 5ta ed. Valencia, España: Ediciones PMM Institute for Learning, 2019. 313 p. ISBN 978-84-943897-8-8

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS, Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de Energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. CREG 015-2018. Bogota. CREG, 2018, 239p

CONCEJO NACIONAL DE OPERACIÓN. <https://www.cno.org.co/>. Acuerdo 963. Bogota: CNO. (Recuperado 25 de Junio de 2021). Disponible en: <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-963-por-el-cual-se-aprueban-los-criterios-y-parametros-tecnicos-para-la-coordinacion>

DHILLON, Baldev Singh, Maintainability, Maintenance, and Reliability for Engineers, CRC Taylor & Francys Group, 2006. 222 p. ISBN 1-58716-142-7

GUTIERREZ, Jaima. Desarrollo de una metodologia de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para lineas de transmisión en alta tensión. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista. Pereira: Universidad Tecnologica de Pereira. Facultad de ingenieria Electrica, Electronica, Fisica y ciencias de la computación. Pereira, 2008. 94 p.

GUTIERREZ, Jaime, MORA, Juan y PÉREZ Sandra. Desarrollo de una estrategia de manteniminto basada en RCM para lineas de trasnmisión 115 kV. Scientia et Technica. 2009. Nro 42. pp 11-16 ISSN 0122-1701

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de trabajos académicos NTC 1486 Bogotá D. C. El instituto, 2018. 48p

ISA INTERCOLOMBIA. [www.isaintercolombia.com](http://www.isaintercolombia.com). Sistema Electrico Colombiano. Medellin: ISA (Recuperado 24 de Junio de 2021).Disponible en <https://www.isaintercolombia.com/Paginas/48/sistema-electrico-colombiano>

MEJIA Y VILLEGAS, HMV. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. 2da ed. Colombia: Mejia y Villegas, 2003. 778 p. ISBN 958-33-5295-0

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA REPUBLICA DE COLOMBIA. <https://www.minenergia.gov.co/>. RETIE. Bogota: MINMINAS (Recuperado el 21 de Julio de 2021). Disponible en <https://www.minenergia.gov.co/>:

<https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/1179442/Anexo+General+del+RETE+vigente+actualizado+a+2015-1.pdf/57874c58-e61e-4104-8b8c-b64dbabedb13>MORA, Alberto. Mantenimiento Planeación, ejecución y control. 10 Ed. México, Alfaomega Grupo Editor S.A, 2013. 528 p. ISBN 978-958-682-769-0

MOUBRAY, Jhon. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, 2da Edición. Gran Bretaña. Aladon Ltd, 2004. 433p. ISBN 09539603-2-3

ORTIZ, Daniel. Memorias de Clase de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. RCM. ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DEL MANTENIMIENTO. Bucaramanga: UIS