

METODOLOGIA DE IMPLEMENTACION DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION DE ENERGIA
ELECTRICA DE PROPIEDAD DE CODENSA S.A. ESP.

MAURICIO PATIÑO RODRIGUEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2011

METODOLOGIA DE IMPLEMENTACION DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION DE ENERGIA
ELECTRICA DE PROPIEDAD DE CODENSA S.A. ESP.

MAURICIO PATIÑO RODRIGUEZ

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

Director:
CARLOS ALBERTO JOYA CRUZ
Ingeniero Electricista
Magister en Administración de Negocios

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2011

AGRADECIMIENTOS

A mi querida esposa **ANDREA**, a mis preciosas hijas **VALENTINA y TATIANA**, a quienes les debo tiempo y dedicación por el compromiso adquirido con la UIS en el cumplimiento del programa de la especialización y en la elaboración del presente documento. Afortunadamente ahora es tiempo de disfrutar en compañía de ellas de este nuevo éxito en mi vida profesional.

Al grupo de trabajo de RCM por su tiempo y compromiso con la compañía en la realización de un buen ejercicio que es el primer paso para el cumplimiento de los objetivos estratégicos establecidos por CODENSA S.A. ESP.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION.....	14
1. CODENSA S.A ESP.....	15
1.1 RESEÑA HISTORICA DE LA COMPAÑIA	15
1.2 MISION Y VISION.....	16
1.2.1 Misión.....	16
1.2.2 Visión	16
1.3 VALORES CORPORATIVOS.....	17
1.4 ESTRUCTURA JERARQUICA.....	18
1.5 CODENSA EN CIFRAS.....	20
1.6 SISTEMAS DE GESTIÓN.....	21
1.7 PROCESO DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA.	21
1.7.1 Generación de Energía.....	21
1.7.2 Transmisión de Energía	22
1.7.3 Distribución y Comercialización de Energía.....	22
1.8 SISTEMA DE TRANSMISION DE ALTA TENSION.....	23
2. LINEAS DE TRANSMISION DE ENERGIA.....	26
2.1 CABLES CONDUCTORES DE ENERGIA.....	27
2.2 CABLES DE GUARDA.....	29
2.2.1 Características Específicas de los Cables de Guarda	29
2.3 AISLADORES.....	30
2.4 HERRAJES.....	33
2.4.1 Características Específicas de los Herrajes de la Cadena.....	33
2.4.2 Características Específicas de las Grapas de Suspensión	34
2.4.3 Características Específicas de las Grapas de Retención	34
2.4.4 Características Específicas de los Empalmes de Compresión	35
2.4.5 Varillas de Armar Preformados (Blindajes).....	36
2.5 ESTRUCTURAS DE APOYO	37
2.5.1 Clasificación según forma constructiva.....	37
2.5.2 Clasificación Según su Función.....	38
2.6 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPT).....	39
2.7 SISTEMA DE ESTABILIDAD O TEMPLETES	39
2.8 BASES Y CIMENTACIONES.....	40
2.9 ZONA DE SERVIDUMBRE.....	41
3. GESTION DEL MANTENIMIENTO	43
3.1 ORGANIZACION DEL DEPARTAMENTO LINEAS DE TRANSMISION.....	44
3.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO (Revisar).....	46
3.2.1 Termografía	47

3.2.2	Ultrasonido	47
3.2.3	Medición de Resistencia de Puesta a Tierra.....	47
3.2.4	Inspección Visual	47
3.2.5	Resultado de las Actividades de Mantenimiento Predictivo.....	48
3.3	MANTENIMIENTO PREVENTIVO (Adecuar)	49
3.3.1	Mantenimiento de Servidumbre.....	49
3.3.2	Mantenimiento y Pintura de Estructuras.....	49
3.3.3	Limpieza y Cambio de Aisladores.....	50
3.3.4	Corrección de Defectos Eléctricos.....	50
3.4	MANTENIMIENTO CORRECTIVO (Reparar)	50
4.	MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD.....	52
4.1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	52
4.2	PROCESO DE RCM	53
4.2.1	Funciones	54
4.2.2	Fallas Funcionales.....	55
4.2.3	Modos de Falla	55
4.2.4	Efectos de Falla	56
4.2.6	Tareas Proactivas	58
4.2.7	Acciones por Defecto	59
4.3	APLICACION DE RCM.....	60
4.3.1	Factores de Consideración en la aplicación de RCM.....	61
4.3.2	Demanda de Energía	61
4.3.3	Condiciones Ambientales	63
4.3.4	Características Generales del Sistema Eléctrico.....	63
4.3.5	Costos de Fallas.....	64
4.4.1	Grupo de Trabajo.....	64
4.4.2	Funciones del Grupo de Trabajo	65
4.4.3	Los Facilitadores.....	67
4.5	FORMATOS DE TRABAJO	69
4.5.1	Hoja de Información	69
4.5.2	Hoja de Decisión	69
4.6	EL PROCESO DE SELECCIÓN DE TAREAS	69
4.7	CONTEXTO OPERACIONAL	71
4.8	TIPOS DE MANTENIMIENTO CON ENFOQUE EN RCM.....	79
4.8.1	Mantenimiento Predictivo o a Condición.....	79
4.8.2	Mantenimiento Preventivo (Sustitución o reacondicionamiento cíclico) ..	80
4.8.3	Mantenimiento Correctivo o Trabajo a la Rotura	80
4.5	TAREAS – RESULTADO DEL RCM.....	81
4.5.1	Tareas a Condición.....	81
4.5.2	Tareas de Reacondicionamiento Cíclico.....	84
4.5.3	Tareas de Sustitución Cíclica.....	86
4.5.4	Combinación de Tareas.....	88
4.5.5	Ningún Mantenimiento Programado o Rediseño Justificado.....	90

4.5.6 Rediseño Obligatorio.....	96
5. CONCLUSIONES.....	107
BIBLIOGRAFIA.....	109

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Eslogan de la compañía	3
Figura 2. Edificio corporativo Codensa	4
Figura 3. Organigrama Endesa – Colombia	6
Figura 4. Organigrama Gerencia Técnica – Codensa	6
Figura 5. Organigrama Subgerencia Mantenimiento y Obras AT.	7
Figura 6. Logos de sistemas de gestión	8
Figura 7. Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica	10
Figura 8. Diagrama unifilar sistema de AT – Codensa	12
Figura 9. Línea de transmisión (apoyo en torre)	13
Figura 10. Conductor (vano)	14
Figura 11. Conductor (corte transversal)	14
Figura 12. Conductor ACSR – (corte transversal)	15
Figura 13. Conductor AAAC – (corte transversal)	15
Figura 14. Cable de guarda OPGW (corte transversal)	16
Figura 15. Cadena de aisladores en porcelana para 115 kV (retención)	17
Figura 16. Cadena de aisladores en porcelana 115 kV (suspensión - retención)	18
Figura 17. Aislador polimérico (retención para 115kV)	18
Figura 18. Aislador tipo suspensión (en poste de 115kV)	19
Figura 19. Aislador tipo retención (en poste de 115kV)	19
Figura 20. Grapa de suspensión para 115 kV	21
Figura 21. Grapa de retención para 115 kV (afectada por contaminación)	22
Figura 22. Empalme de compresión para 115 kV	23
Figura 23. Varillas de blindaje para 115kV	23
Figura 24. Torre (celosía) para línea de 115 kV de un circuito	24
Figura 25. Poste metálico para línea de 115 kV de 3 circuitos	25
Figura 26. Templete directo a tierra	27
Figura 27. Excavación para cimentación y base	27
Figura 28. Diagrama de cimentación para poste	28
Figura 29. Zona de servidumbre invadida por viviendas	29
Figura 30. La curva P-F	45
Figura 31. Grupo típico de revisión RCM	52
Figura 32. Sistema AT (elementos)	60
Figura 33. Componentes de una LLTT	60
Figura 34. Falla geológica al lado de una torre	61
Figura 35. Árbol sobre conductores	62
Figura 36. Afectación por corrosión ambiental	64
Figura 37. Otras afectaciones en LLTT	65

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resultado CODENSA año 2010.	7
Tabla 2. Activos del Sistema de Transmisión	11
Tabla 3. Valores mínimos de carga de rotura para grapas y empalmes.	20
Tabla 4. Gestión del mantenimiento de líneas de transmisión	31
Tabla 5. Características generales del sistema eléctrico	50

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Grafica 1. Organigrama gestión mantenimiento de líneas de transmisión	32
Grafica 2. Proceso aplicación RCM	47
Grafica 3. Curvas de carga típica en el día	49
Grafica 4. Demanda máxima mensual	49
Grafica 5. Curva de demanda s-AT	58
Grafica 6. Curva de típica demanda de una LLTT	58
Grafica 7. Curva cargabilidad típica de LLTT	59

RESUMEN

TITULO: METODOLOGIA DE IMPLEMENTACION DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA DE PROPIEDAD DE CONDENSE S.A. ESP.

AUTOR: MAURICIO PATIÑO RODRIGUEZ

PALABRAS CLAVES: Mantenimiento, Centrado, Confiabilidad, Gestión, Líneas, Transmisión, Alta Tensión.

CONTENIDO: La metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad para las Líneas de Transmisión del Sistema de Transmisión de AT de CODENSA S.A. ESP., tiene como finalidad establecer una estrategia de mantenimiento que permita cumplir con los índices establecidos por la compañía de disponibilidad, calidad y confiabilidad del servicio prestado a los clientes internos y externos, dentro de los márgenes regulatorios y legales, conseguir los objetivos de la compañía respecto de la mayor rentabilidad posible para los accionistas, las mejores condiciones laborales para sus empleados y cumplir con las exigencias y expectativas de los usuarios.

El presente documento inicialmente reseña el origen de CODENSA S.A. ESP. y su estructura organizacional, incluyendo su misión, visión y valores corporativos. Luego describe la estructura de la gestión del mantenimiento del sistema de transmisión de AT. La organización del departamento de Mantenimiento de Líneas de Transmisión, se reseña brevemente el negocio de la Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la compañía.

Posteriormente se describe el sistema de transmisión de AT, como objeto de la aplicación de RCM, sus elementos, su función y clasificación según el diseño, construcción y utilización.

Seguidamente se define la situación que se requiere mejorar con la aplicación de RCM en el sistema de transmisión de AT, se describe la estructura del RCM, es decir el proceso de análisis que incluye las etapas o fases, factores a considerar, selección de tareas, grupos de trabajo, diligenciamiento de las hojas de información y hojas de decisión, y las clases de mantenimiento con enfoque en RCM.

Por último se define el contexto operacional y las tareas resultado del la aplicación de la metodología de RCM incluyendo el responsable de su ejecución, recursos y la frecuencia.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: Carlos Arturo Joya Cruz, Ingeniero Electricista

SUMMARY

TITLE: METHODOLOGY OF IMPLEMENTATION OF RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE CENTERED FOR THE LINES OF TRANSMISSION OF ELECTRICAL ENERGY OF PROPERTY OF CODENSA S.A. ESP.

AUTHOR: MAURICIO PATIÑO RODRIGUEZ

KEY WORDS: Maintenance, Centered, Reliability, Management, Lines, Transmission, High Tension.

CONTENT: The methodology of the reliability centered maintenance for the Lines of Transmission of the System of Transmission of AT of CODENSA S.A. ESP., has as purpose establish a strategy of maintenance that allows to expire with the indexes established by the company of availability, quality and reliability of the service given to the internal and external clients, inside the regulative and legal margins, to obtain the aims of the company respect of the major possible profitability for the shareholders, the best working conditions for his employees and to expire with the requirements and expectations of the users.

The present document initially reviews the origin of CODENSA S.A. ESP. And his organization structure, including his mission, vision and corporate values. Then it described the structure of the management of the maintenance of the system of transmission of AT. The organization of the department of Maintenance of Lines of Transmission, there is outlined brief the business of the Generation, Transmission, Distribution and Commercialization of the company.

Subsequently there is described the system of transmission of AT, like object of the application of RCM, his elements, his function and classification according to the design, building and utilization.

Immediately afterwards there is defined the situation that is needed to improve with the application of RCM in the system of transmission of AT, the structure of the RCM describes, is to say the process of analysis that includes the stages or phases, factors to consider, selection of tasks, workgroups, elaboration of the leaves of information and leaves of decision, and the classes of maintenance with approach in RCM.

Finally the operational context and the tasks are defined proved of the application of RCM's methodology including the person in charge of his execution, resources and the frequency

* Monograph

** Faculty of Engineering Físico-Mecánicas. Specialization in Gerencia de Mantenimiento, Director: Carlos Arturo Joya Cruz, Electrician Engineer

INTRODUCCION

El Sector Eléctrico Colombiano, responsable de proporcionar la energía para el desarrollo económico e industrial del país, debe estar a la vanguardia de la implementación de nuevas tecnologías, que permiten la prestación de un servicio de mejor calidad, confiabilidad y disponibilidad e ir más allá de las expectativas de sus usuarios.

CODENSA S.A. ESP consciente de su posición en el sector eléctrico y comprometida con el desarrollo económico y social de su área de cobertura tiene el compromiso de buscar las mejores prácticas al interior de la organización para proponer y diseñar estrategias que ayuden a conseguir las mejores y más eficientes actividades de mantenimiento para el sistema de transmisión de AT, aprovechando la riqueza de experiencias y conocimientos que brindan los expertos al interior de la compañía.

Por lo tanto, se pretende incorporar esfuerzos, que permitirán que el proceso de Gestión del Mantenimiento compuesto por las áreas de planeación, programación, ejecución y control del mantenimiento, estén enfocados hacia los objetivos de la compañía.

También es necesario realzar, que las estrategias actuales que desarrolla este documento, se deben de readaptar a medida que aparezcan nuevas exigencias económicas, tecnológicas y disposiciones legales o regulatorios que apliquen.

1. CODENSA S.A ESP.

1.1 RESEÑA HISTORICA DE LA COMPAÑIA

CODENSA S.A. ESP. Se creó el 23 de octubre de 1997 en respuesta a un proceso de capitalización de la Empresa de Energía de Bogotá, ente estatal, la cual atravesaba por una grave crisis financiera.

Su principal objetivo es llegar a ser la mejor empresa de servicios del país (tanto en el servicio público domiciliario de la energía eléctrica como en la oferta de servicios que le lleven valor agregado a los clientes). Para lograrlo la compañía busca hacerlo mediante el ofrecimiento de calidad de servicio a sus clientes, desarrollo y reconocimiento a sus trabajadores, y máxima rentabilidad a sus accionistas.

En la década de los 90, la antigua Empresa de Energía de Bogotá se encontraba en una crisis financiera generada básicamente por dos factores: El elevado servicio de la deuda, causado esencialmente por la construcción de la central hidroeléctrica El Guavio (la mayor hidroeléctrica en potencia nominal de generación de la época, cuenta con 1.213 MW) y el Régimen Tarifario de 1990-1995, que obligó a la empresa a suministrar el servicio a precios por debajo de sus costos. En ese momento, el 100% de los ingresos sólo cubría el 80% de los intereses de la deuda. La empresa se enfrentaba a la imposibilidad de cumplir con sus obligaciones, tanto técnicas como financieras. La Compañía no disponía de recursos para las inversiones necesarias de tal manera que pudiera prestar un servicio de calidad. No habiendo más posibilidades de ser rescatada financieramente por el Gobierno Nacional, sustituyendo su deuda por aportes de capital y/o créditos de mayores plazos, la única opción viable era realizar una Capitalización, buscando la inyección de capitales privados, nacionales o extranjeros. Aprovechando esta oportunidad de negocio y con la mejor propuesta financiera entró el grupo ENDESA de España líder mundial en el sector eléctrico y en asoció con la empresa ENERSIS de Chile, aportaron cerca de \$ 1,200 millones de dólares por el 48.5% de las acciones de CODENSA. La Empresa de Energía de Bogotá quedaba como el socio mayoritario de CODENSA con el 51.5% de las acciones; El control de la empresa quedaba en manos de los accionistas privados. Una particularidad de la negociación en el proceso de capitalización de la EEB la constituyó el hecho de que el negocio energético se dividió en tres partes:

- **GENERACION.** Con una capacidad instalada de 1.928 MW repartidos en 9 centrales hidroeléctricas y una central termoeléctrica, quedó en manos de recientemente creada EMGESA S.A., empresa del grupo ENDESA.
- **TRANSMISION** de acuerdo al nivel de tensión se dividió así:
Las líneas de transmisión de 230kV y 500kV lo asumió la Empresa de energía de Bogotá.
Las líneas de transmisión de 115kV y 57.5 kV lo asumió CODENSA.
- **DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION.** Los activos y el negocio en su totalidad lo asumió CODENSA.

CODENSA comenzó a gestionar como empresa distribuidora y comercializadora de energía para la ciudad e Bogotá, 94 municipios de Cundinamarca, 1 de Boyacá y 1 de Tolima.

1.2 MISION Y VISION

1.2.1 Misión

Ofrecer un servicio de energía que exceda las expectativas de nuestros clientes, contando con un excelente equipo humano, motivado y comprometido, y optimizando el uso de los recursos.

1.2.2 Visión

Ser la empresa de energía líder de Colombia en la que cualquier inversionista desee invertir, de la cual todo usuario de energía quiera ser cliente y en la cual todo trabajador quiera ser empleado.

El eslogan y logo de la compañía se relacionan a continuación:

Figura 1. Eslogan de CODENSA



Figura 2. Edificio corporativo CODENSA.



Ubicado en la Carrera 13 A No. 93 – 62, Bogotá D.C.

1.3 VALORES CORPORATIVOS

- **Desarrollo de personas:**

Aseguramos las oportunidades de desarrollo en base al mérito y a la aportación profesional.

- **Trabajo en equipo:**

Fomentamos la participación de todos para lograr un objetivo común, compartiendo la información y los conocimientos.

- **Conducta ética:**

Actuamos con profesionalismo, integridad moral, lealtad y respeto a las personas.

- **Orientación al cliente:**

Centramos nuestro esfuerzo en la satisfacción del cliente, aportando soluciones competitivas y de calidad.

- **Innovación:**

Promovemos la mejora continua y la innovación para alcanzar la máxima calidad desde criterios de rentabilidad.

- **Orientación a resultados:**

Dirigimos nuestras actuaciones hacia la consecución de los objetivos del proyecto empresarial y de la rentabilidad para nuestros accionistas, tratando de superar sus expectativas.

- **Comunidad y el Medio Ambiente:**

Nos comprometemos social y culturalmente con la comunidad. Adaptamos nuestras estrategias empresariales a la preservación del Medio Ambiente.

1.4 ESTRUCTURA JERARQUICA

CODENSA S.A ESP. Siendo una empresa de servicios del sector eléctrico colombiano pertenece a una multinacional del sector eléctrico mundial como es el grupo ENDESA de España. Por lo tanto es relevante conocer la estructura jerárquica del grupo Endesa en Colombia y la derivación de la estructura para CODENSA.

Desde el año de 1997 cuando se crearon las 2 empresas del grupo en Colombia, CODENSA y EMGESA cada una tenía su estructura jerárquica independiente con reporte a ENDESA-COLOMBIA a nivel de la gerencia general, pero en el año 2010 por directrices del grupo se realiza una reestructuración con objeto de fusionar las gerencias en común como por ejemplo, la gerencia de recursos humanos se fusionó para las dos compañías dejando un solo gerente de recursos humanos y un solo grupo de colaboradores, de la misma manera se realizó la fusión para las gerencias de comunicación, jurídica, financiera, servicios generales, regulación, planificación, sistemas y telecomunicaciones. La gerencia de distribución (de CODENSA) y la gerencia de generación (de EMGESA) por ser el objeto del negocio de cada compañía se mantuvieron, con la novedad del cambio de nombre de la gerencia de distribución por el de gerencia técnica.

A continuación la estructura jerárquica del grupo ENDESA en Colombia, La Gerencia Técnica y la Subgerencia de Mantenimiento de AT.

Figura 3. Organigrama Endesa - Colombia

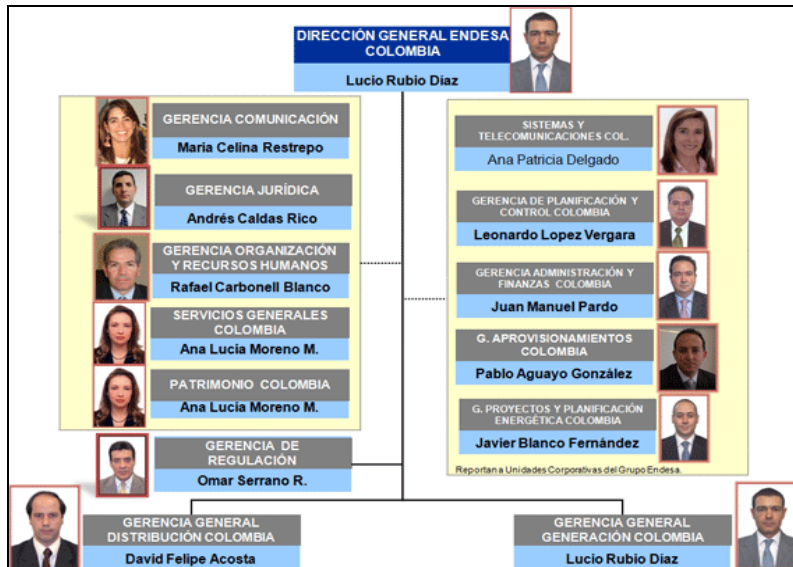


Figura 4. Organigrama Gerencia Técnica – Codensa

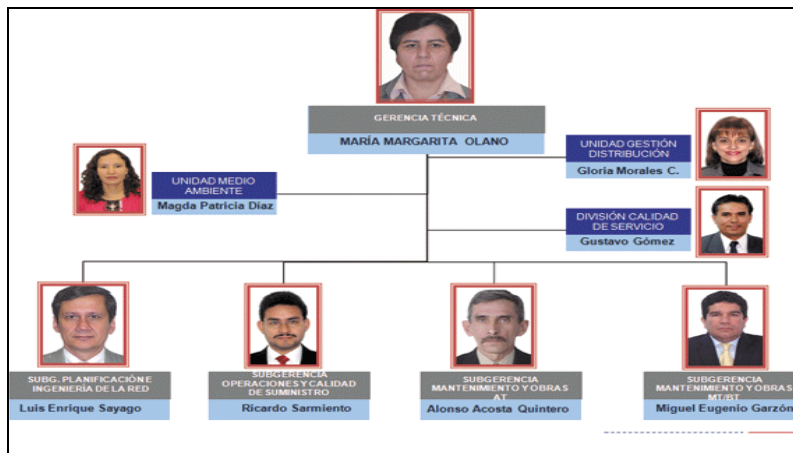
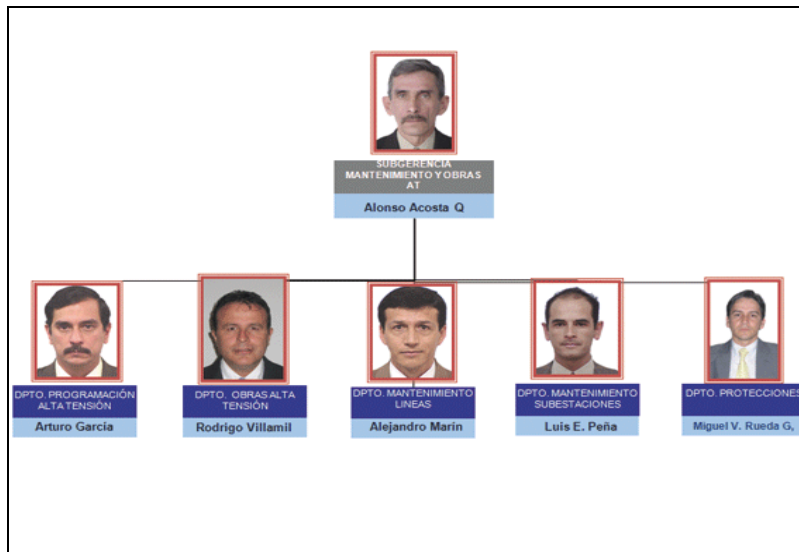


Figura 5. **Organigrama Subgerencia Mantenimiento y Obras AT.**



1.5 CODENSA EN CIFRAS

En el cuadro siguiente se establece la posición de la compañía en el mercado eléctrico nacional para el año 2010.

Tabla 1. Resultado Codensa año 2010.

ENERGIA DISTRIBUIDA	13.224GWh	#1 en Colombia 24% del mercado
RED MT - BT	41.700 Km	#1 en Colombia
CLIENTES	2.429.365	#1 en Colombia 22,6% de la Demanda Nacional
INGRESOS OPERACIONALES	\$ 2.8 Billones	(+ 0,6%) Crecimiento en ventas
EBITDA	\$ 984 mil millones	(-2,8%) Mayor valor de compras de energía

1.6 SISTEMAS DE GESTIÓN

CODENSA al ser una empresa que maneja estándares internacionales, de categoría mundial y para mantener la relevancia dentro del sector eléctrico nacional y cumplimiento de las exigencias gubernamentales emitidas por la CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas) mantiene vigente los sistemas de gestión ambiental, calidad, seguridad industrial y salud ocupacional.

Figura 6. Logos de sistemas de gestión



1.7 PROCESO DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA.

El negocio de la compañía es la comercialización de energía a los usuarios dentro de su área de cobertura bajo estándares de calidad, confiabilidad y seguridad. La energía eléctrica que cada cliente dispone continuamente en su casa, industria o comercio al momento de conectar y encender un equipo eléctrico o un bombillo es el producto de un proceso de generación, transmisión y distribución (ver figura 7).

1.7.1 Generación de Energía

Es el proceso de aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central. El agua se lleva por una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde mediante el golpe del agua en las aspas de las turbinas produce el movimiento del rotor del generador induciendo el paso de corriente eléctrica en el estator. Posteriormente la corriente es enviada a la subestación de elevación de tensión para su transporte. En Colombia existe otra fuente de generación mediante un proceso térmico, básicamente comprende una caldera en la que se quema el combustible (carbón) para generar calor que se transfiere a unos tubos por donde circula agua, la cual

se evapora. El vapor obtenido, a alta presión y temperatura, se expande en una turbina de vapor, cuyo movimiento impulsa el generador induciendo la corriente eléctrica.

1.7.2 Transmisión de Energía

Es el proceso de traslado de la energía eléctrica en altos niveles de tensión (230kV y 500 kV) desde las subestaciones elevadoras de las centrales hidroeléctricas o térmicas hasta las subestaciones de transformación de los centros urbanos o de consumo a través de líneas de transmisión. Para el sistema de Bogotá y Cundinamarca se utilizan las líneas de transmisión consideradas dentro del sistema de Transmisión Nacional de la siguiente forma:

Líneas de transmisión 230kV de propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá que transportan energía desde las centrales hidroeléctricas del Guavio y Chivor hacia las subestaciones de Tunal, Balsillas, Circo y Torca.

Líneas de transmisión de 230kV de propiedad de ISA que transportan energía desde las centrales hidroeléctricas de San Carlos, Purnio y La Miel hacia las subestaciones de Noroeste y Bacatá.

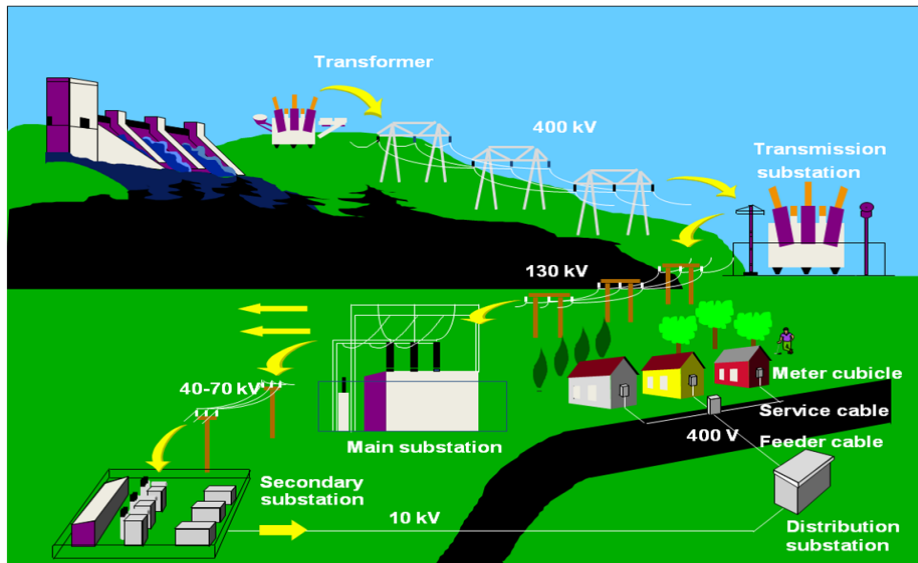
Líneas de transmisión de 115 kV de propiedad de CODENSA que traen energía de las subestaciones hidroeléctricas de la cadena Pagua (rio Bogotá) hacia las subestaciones de Muña y San Carlos y de la central térmica de Termozipa a las subestaciones de Bacatá y El Sol.

1.7.3 Distribución y Comercialización de Energía

La distribución y comercialización de la energía es la última fase del proceso eléctrico para llevar la energía a los usuarios. En las Subestaciones de AT, los niveles de tensión de la energía (115kV y 57.5kV) se disminuyen a valores de distribución en MT, 34.5kV y 11.4kV. Estas subestaciones reciben el nombre de Subestaciones AT/MT. Los circuitos de 34.5kV tienen dos tipos de usuarios, los clientes no regulados que básicamente son clientes industriales que requieren de mayor capacidad instalada para su industria y son alimentados por circuitos exclusivos a 34.5 kV y las subestaciones MT/MT que por lo general son las que se encuentran en los municipios y poblaciones que por su demanda de energía no requieren de mayor capacidad instalada para transformación de energía. Por último ya sea de las subestaciones AT/MT o de las subestaciones MT/MT se tiene los circuitos de salida en 11.4kV (para zona urbana) y 13.2kV (para zonas rurales) que distribuyen la energía a todas las áreas urbanas y rurales para alimentar los transformadores de distribución y bajar el nivel de tensión a 110/208 V a través de

los circuitos de BT y llegar a todos los usuarios y clientes de tipo residencial, industrial y comercial que no son clientes regulados.

Figura 7. Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica



1.8 SISTEMA DE TRANSMISION DE ALTA TENSION

El Sistema de Transmisión de Alta Tensión de CODENSA está compuesto por las líneas de transmisión a nivel de 115kV y 57.5kV y las subestaciones AT/MT que son interconectadas por las líneas conformando un sistema enmallado, es decir, cada subestación está conectada por más de una línea de transmisión asegurando que ante la falla de una línea exista la posibilidad de alimentar la subestación por otra o mas líneas de transmisión.

En la tabla 2, se describe los activos del sistema de transmisión de AT de la compañía.

Tabla 2. **Activos del Sistema de Transmisión**

COMPONENTE	Unidad	Cantidad
LINEA DE TRANSMISION	Km.	1226,570
SUBESTACIONES AT/MT (230/115/57.5/34.5/11.4 kV)	Unidades	63
SUBESTACIONES MT/MT (34.5/11.4/13.2)	Unidades	61
TRANSFORMADORES DE POTENCIA AT/AT	Unidades	206
	MVA	7.460
TRANSFORMADORES DE DSITRIBUCION MT/MT	Unidades	86
	MVA	294

CODENSA cuenta con un moderno centro de control que monitorea en tiempo real el estado de operación de cada línea de transmisión y de los módulos y equipos de las subestaciones AT/MT. Puede remotamente realizar mandos de apertura y cierre de todos los interruptores que se encuentran en las subestaciones y de un 30% de los reconectores que se encuentran en las redes de distribución.

El monitoreo se realiza de forma continua el grupo de ingenieros del dpto. de Centro de Control a las señales y alarmas de cada subestación, ante un evento de falla o situación fuera del estándar en alguno de los equipos instalados en las subestaciones se realizan maniobras remotamente para despejar la falla y se procede al envío de los móviles de operación para que realicen la revisión, diagnostico y atención de la falla en coordinación con el centro de control. Si se tiene un equipo fallado o situación anómala que no se pueda resolver se procede al aviso del grupo de mantenimiento para que resuelvan la situación con objeto de procurar la disponibilidad del equipo o sistema fallado, igual caso sucede con la falla en una línea de transmisión.

2. LINEAS DE TRANSMISION DE ENERGIA

Una Línea de Transmisión (LLTT) es un circuito eléctrico trifásico de corriente alterna que opera en niveles de tensión de 57.5 kV y 115 kV, conformado por:

- Cables conductores de energía.
- Cables de guarda
- Cables de comunicaciones (fibra óptica).
- Cadenas de aisladores
- Herrajes y adaptadores
- Estructuras de apoyo (metálicos o celosía y de concreto).
- Sistema de puesta a tierra
- Sistema de estabilidad o templetes
- Bases y cimentaciones
- Zona de servidumbre.

Las LLTT en promedio cuentan con un tiempo de operación de 35 años para el sistema de 115 kV y de 50 años para el sistema de 57.5 kV. La compañía dispone de 1,266 Km de red trifásica en LLTT que asocian 900 Km en corredores. Actualmente hay en operación 106 LLTT y 144 corredores.

Figura 9. Línea de transmisión (apoyo en torre).



2.1 CABLES CONDUCTORES DE ENERGIA

Son cables formados por varios hilos de materiales conductivos. El sistema de transmisión de AT tiene como conductor tipo el ACSR (ALUMINIUM CONDUCTORS STEEL REINFORCED) se compone de hilos de capas de aluminio al exterior e hilos de acero al interior. El aluminio es el material conductor y el acero es el material que le da la resistencia mecánica a la elongación y a la tracción.

El conductor es el elemento que realiza la función principal del transporte de corriente eléctrica.

Figura 10. Conductor (vano)



Figura No. 11 Conductor (corte transversal)

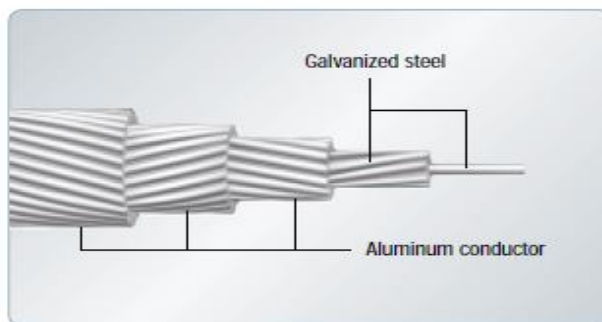
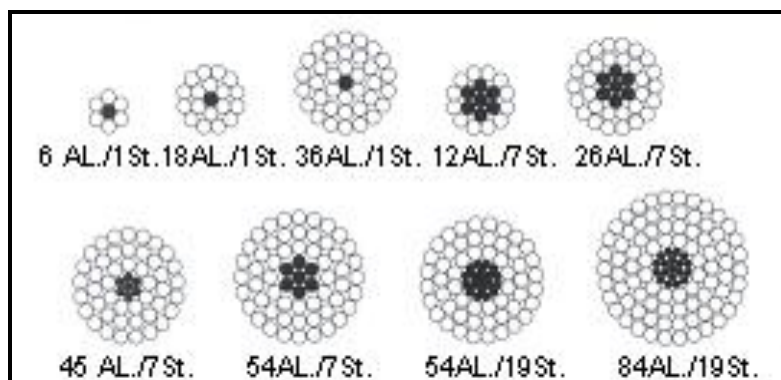
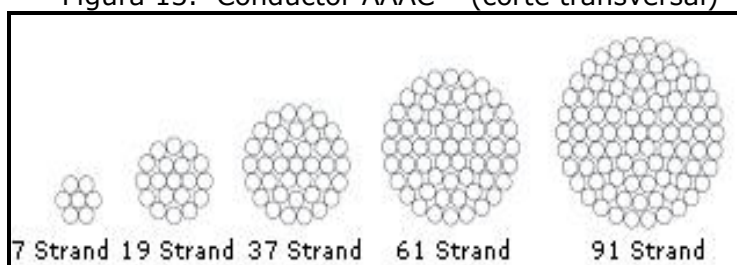


Figura 12. Conductor ACSR – (corte transversal)



Actualmente la compañía está adquiriendo cable AAAC (ALL ALUMINION ALLOY CONDUCTORS) para el tendido de nuevas redes de AT. Este cable básicamente es un conductor de aleación de aluminio de alta resistencia. Se caracteriza por ser un conductor más liviano, de menor costo que el ACSR y más dúctil para su tendido y construcción de líneas por no tener alma de acero.

Figura 13. Conductor AAAC – (corte transversal)



Características:

- Ofrece mayor resistencia a la corrosión
- Alta relación resistencia/peso.
- Menor peso respecto del ACSR
- Menor costo respecto del ACSR

2.2 CABLES DE GUARDA

Son cables formados por varios hilos de materiales conductivos y de acero que tienen por objeto la protección de la línea contra sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas. El cable de guarda está conectado a tierra a través del sistema de puesta a tierra de cada estructura con el objeto de desviar la corriente de la descarga atmosférica a tierra y evitar que esta se distribuya por los calces conductores produciendo una sobretensión en los módulos de línea en cada subestación.

2.2.1 Características Específicas de los Cables de Guarda

- La resistencia mecánica del cable de guarda debe ser diseñado para resistir la vibración, el diferencia de tensión respecto a tierra y elevación de temperatura momentánea a la que estará sometido cada vez que sobre él o sobre la estructura impacte una descarga eléctrica.
- La característica eléctrica principal del cable de guarda es garantizar bajas pérdidas por inducción, bajos voltajes de paso y de contacto.

El sistema de transmisión AT. de CODENSA por lo general está protegido con cable tipo ACSR de 33.185 MCM (Mills circulars mills).

Existe otro tipo de cable de guarda que se ha venido instalando en el sistema que además de tener la función de protección contra descargas atmosféricas permite la comunicación a través de un tendido de fibra óptica que se encuentra al interior del cable. Este tipo de cable se denomina OPGW.

Figura 14. Cable de guarda OPGW (corte transversal)



2.3 AISLADORES

Los aisladores son elementos rígidos no conductivos que deben aislar eléctricamente el cable conductor del apoyo (torre o poste), soportando la tensión eléctrica de diseño en condiciones normales y anormales, y sobretensiones hasta las máximas previstas (que los estudios de coordinación del aislamiento definen con cierta probabilidad de ocurrencia).

Los aisladores cumplen la función de sujetar mecánicamente el conductor manteniéndolo aislado de tierra y de otros conductores. Deben soportar la carga mecánica que el conductor transmite a la torre a través de ellos. La tensión mecánica debe ser soportada tanto por el material aislante propiamente dicho, como por su superficie y el aire que rodea al aislador. La falla eléctrica del aire o rompimiento del área dieléctrica que produce el aire se llama flameo o contorneo, y el aislador se diseña para que esta falla sea mucho más probable que la perforación del aislante sólido.

Figura 15. Cadena de aisladores en porcelana para 115 kV (retención)



Los aisladores se clasifican según el material de fabricación y por la función que cumple en la estructura.

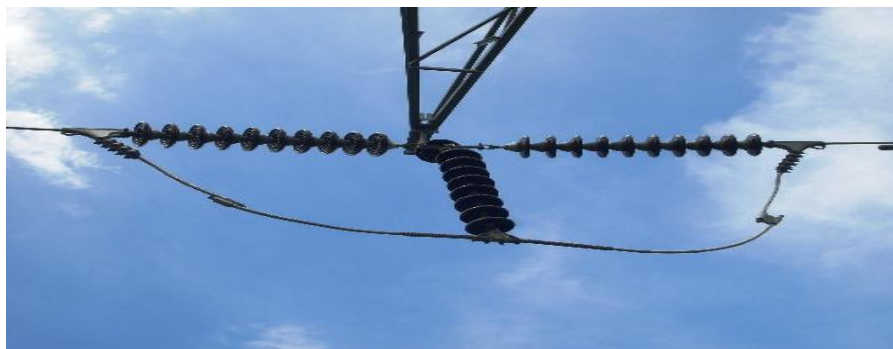
Por el material pueden ser de porcelana o poliméricos.

- **Aisladores de porcelana:** El material exterior que guarda el aislamiento es la porcelana. La rigidez mecánica la proporciona el alma de acero de su

interior, Los de porcelana aparecieron alrededor de los años 50s desplazando los aisladores de vidrio.

Para formar una cadena de aisladores es necesario acoplar cada aislador (comúnmente llamado “plato” o “disco”) uno tras otro en la cantidad determinada por el diseño eléctrico de aislamiento y el nivel de tensión. Para el sistema de CODENSA a nivel de 2600 msnm y un nivel de tensión de 115kV las cadenas poseen 10 aisladores o discos.

Figura 16. Cadena de aisladores en porcelana 115 kV (suspensión - retención)



- **Aisladores Poliméricos:** Son fabricados en un material especial de polímeros con alta resistividad al paso de corriente, convirtiéndolos en aisladores eléctricos, poseen un alma de acero que es recubierta por los discos en polímeros en forma continua a diferencia de los de porcelana que viene de discos individuales. Son de menor peso (75% menos), fáciles de transportar y montar.

Figura 17. Aislador polimérico (retención para 115kV)



Por la función que cumple en la estructura se divide en:

- **Aisladores tipo suspensión:** Se montan de forma vertical en el extremo del brazo de la torre o poste y tiene la función de sostener el conductor conservando la altura de diseño.

Figura 18 Aislador tipo suspensión (en poste de 115kV)



- **Aisladores de retención:** Se instalan de forma vertical en extremo del brazo de la torre o poste y longitudinal a la dirección de los cables de fase. La función básica es dar la tensión mecánica a los cables conductores y regular las tensiones mecánicas en la estructura de apoyo por el tensionado de los conductores.

Figura 19. Aislador tipo retención (en poste de 115kV)



2.4 HERRAJES

Se considerarán bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de los aisladores al apoyo y al conductor; los de fijación del cable de guarda al apoyo, los elementos de protección eléctrica o mecánica de los aisladores, y finalmente los accesorios del conductor, como separadores, empalme de conductores, amortiguamiento de vibraciones, etc.

Los herrajes deben estar diseñados adecuadamente para cumplir su función mecánica y eléctrica, soportar los esfuerzos producidos por el cable, la fuerza del viento, los esfuerzos de tracción del cable debidos a su carga mecánica y a los ángulos de deflexión de la línea y deberán ser prácticamente inalterables a la acción corrosiva de la atmósfera,

Dentro del grupo de herrajes se tiene la siguiente clasificación:

- Elementos de la cadena
- Elementos de protección eléctrica
- Grapas y empalmes.
- Contrapesos mecánicos.
- Elementos para conductores y cables de guarda.
- Elementos y accesorios para templetos (retenidas).
- Elementos para amortiguación (Amortiguadores).
- Elementos para protección mecánica (Preformadas).
- Elementos para cable de guarda.

2.4.1 Características Específicas de los Herrajes de la Cadena

Los herrajes de las cadenas se caracterizarán por la resistencia mecánica a la tracción definida por su carga de rotura, la cual se especifica en las tablas de características técnicas garantizadas.

Tabla 3 Valores mínimos de carga de rotura para grapas y empalmes

Tipo de Herrajes	Porcentaje de la carga mínima de rotura a la tracción del cable especificado	
	Rotura	Deslizamiento
Grapa de suspensión para conductor cable de guarda	60%	25%
Grapa de retención tipo pistola	80%	50%
Grapa de retención tipo Compresión	100%	90%
Empalme de compresión del conductor o cable de guarda		90%

2.4.2 Características Específicas de las Grapas de Suspensión

- La resistencia mecánica de las grapas de suspensión, se caracterizará por la carga de rotura vertical o de deslizamiento, definidas en la Tabla N°3.
- Para facilitar la movilidad del cable, las extremidades y los contornos de la grapa deberán tener una curvatura adecuada y no presentar ángulos vivos.
- El apriete del cable debe ser circunferencial con el fin de minimizar la concentración de esfuerzos.
- La grapa debe tener el menor peso posible.
- El momento de inercia de la grapa con relación a su eje de suspensión, debe ser lo mínimo posible.

Figura 20. Grapa de suspensión para 115 kV



2.4.3 Características Específicas de las Grapas de Retención

- La resistencia mecánica de las grapas de retención, se caracteriza por las cargas de rotura o de deslizamiento definidas en la Tabla N°3.
- Las superficies internas de la grapa de retención tipo compresión, deben presentar hermeticidad al agua después de la compresión.
- Para el caso que las grapas de retención tipo compresión, deban instalarse con el empleo de compuestos antioxidantes, el fabricante debe indicar sus características y método de aplicación.
- La resistencia eléctrica del tramo comprendido entre los extremos de las grapas de retención (Anclaje) tipo compresión, no debe ser superior, a la del conductor de la misma longitud.
- Todos los pernos de ajuste y pines de acoplamiento, serán de acero galvanizado. Asimismo, las grapas irán provistas de un ojal auxiliar para el tensionamiento.

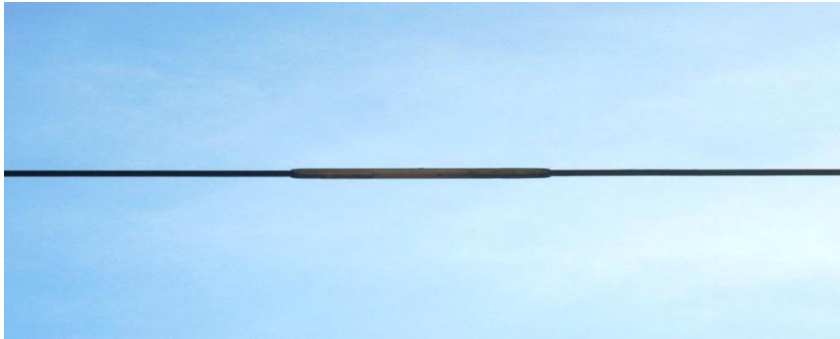
Figura 21. Grapa de retención para 115kV (afectada por contaminación)



2.4.4 Características Específicas de los Empalmes de Compresión

- La resistencia mecánica de los empalmes de compresión, tubo de empalme tipo compresión, conector tubular a compresión, se caracteriza por las cargas de rotura o de deslizamiento definida en la Tabla N°3.
- La superficie interna en los extremos del empalme tipo compresión, deben tener la forma adecuada para evitar el aplastamiento o el corte de los alambres de la capa externa del cable.
- Para el caso que los empalmes tipo compresión, deban instalarse con el empleo de compuestos antioxidantes, el fabricante debe indicar sus características y método de aplicación.
- Después de la compresión el empalme deberá presentar hermeticidad a la filtración del agua.
- La resistencia eléctrica del empalme no deberá ser superior a la del conductor de la misma longitud.

Figura 22. Empalme de compresión para 115 kV



2.4.5 Varillas de Armar Preformados (Blindajes)

- Las preformadas, de aleación de aluminio, deberán ofrecer una buena protección del conductor contra la flexión, compresión, abrasión y arcos eléctricos y eventual reparación de hilos rotos del conductor.
- Su función principal es proteger el conductor de la acción de ajuste de la grapa de suspensión.

Figura 23. Varillas de blindaje para 115kV



2.5 ESTRUCTURAS DE APOYO

Los conductores de la línea se fijan mediante aisladores y los cables de guarda de modo directo a las estructuras de apoyo. Las estructuras soportan los esfuerzos mecánicos que originan los conductores y le dan la altura requerida según norma RETIE respecto a tierra de acuerdo a su nivel de tensión y zona de servidumbre.

El material empleado en las estructuras presenta una resistencia elevada a la acción de los agentes atmosféricos o tiene tratamientos protectores adecuados para tal fin y protección a las condiciones de humedad y corrosión del medio ambiente.

2.5.1 Clasificación según forma constructiva

Las estructuras de apoyo son de dos tipos: Torre o Poste

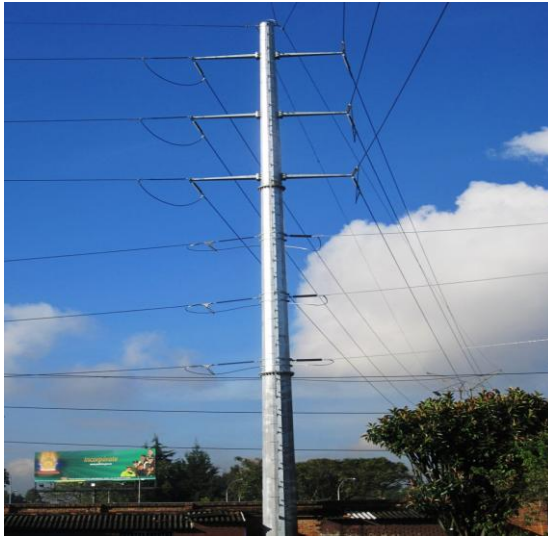
- **Torre metálica** o en celosía que toma su nombre a la forma del entramado de ángulos.

Figura 24. Torre (celosía) para línea de 115 kV de un circuito



- **Poste de gran altura**, puede ser metálico o de concreto. Su altura varía entre los 22 y 30 metros libres (altura sobre nivel de tierra). Son de gran utilidad en el trazado de líneas en áreas urbanas, zonas rurales de cultivos de poca altura y líneas adyacentes a vías y carreteras urbanas y rurales.

Figura 25. Poste metálico para línea de 115 kV de 3 circuitos



2.5.2 Clasificación Según su Función

Atendiendo a su función en la línea, los apoyos se clasifican en la siguiente forma:

- **Apoyos de Suspensión:** Que sirven solamente para sostener los conductores y cables de guarda, debiendo ser empleados únicamente en trayectos rectos o ángulos menores a 5 grados.
- **Apoyos de Retención o ángulo:** Que se utilizan para sostener los conductores y cables de guarda en los vértices de los ángulos que forman dos alineaciones.
- **Apoyos Terminales o de fin de línea:** Que deben resistir en sentido longitudinal de la línea la tensión longitudinal de todos los conductores y cables de guarda.

- **Apoyos especiales:** Son aquellos que tienen una función diferente a las definidas en la clasificación anterior.

2.6 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPT)

Conjunto de elementos de mínima resistencia eléctrica que permite el paso de corrientes del orden de los 20 kA, producidas por el impacto de las descargas atmosféricas sobre el cable de guarda o la estructura de apoyo hacia tierra mediante la dispersión de forma radial sin afectación del circuito eléctrico y principalmente sin afectación para las personas y el medio ambiente. Todas las estructuras de apoyo de una línea de transmisión tiene su SPT conectado en la parte superior al cable de guarda.

Elementos constitutivos de un SPT en líneas de AT.

- Cable de cobre desnudo: une el cable de guarda a la estructura (torre o poste).
- Varilla de cobre para puesta a tierra: la varilla es de 2.44Mt x 3/8". Va enterrada en tierra al pie de la base.
- Conectores: son los herrajes que unen el cable de guarda al cable de cobre y esta a la estructura, posteriormente se une el cable de cobre en tierra de la estructura con la varilla de puesta a tierra.

2.7 SISTEMA DE ESTABILIDAD O TEMPLETES

Los postes de retención o ángulo y los postes de fin de línea para mantener su estabilidad requieren de una sumatoria de tensiones mecánicas igual a cero, es decir neutralizar las fuerzas producidas por los cables conductores y de guarda, para lo cual si el poste no es auto soportado (por diseño son estructuras que soportan unas elevadas tensiones mecánica en diferentes direcciones) se requiere de un sistema de templete en la dirección y magnitud igual a la fuerza resultante de tensiones de conductores.

Elementos constitutivos de un templete en líneas de AT.

- Cable de acero extra flexible de 5/8".
- Conjunto varilla (2.44 mtx5/8") y palca de concreto (100x100x10cm) para enterrar.
- Herrajes de templete: son los elementos que unen el cable de acero al poste y a la placa de concreto.

- Figura 26. Templete directo a tierra

Figura 26. Templete directo a tierra



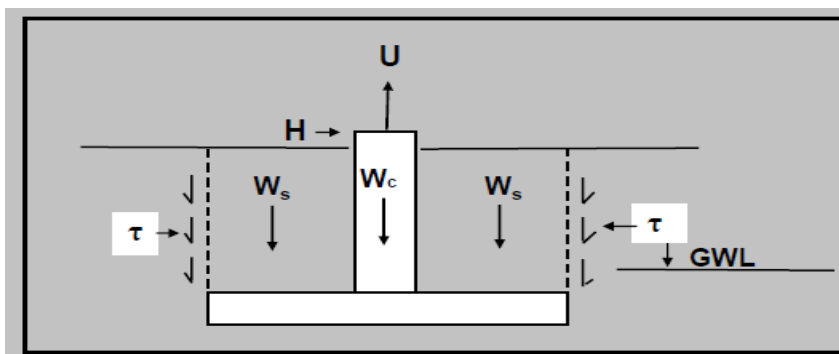
2.8 BASES Y CIMENTACIONES

La infraestructura de las líneas de transmisión está soportada en apoyos de tipo torre o poste, los cuales deben tener la suficiente estabilidad para soportar las tensiones mecánicas de los conductores que sostiene y su mismo peso. La estabilidad se logra mediante el empotramiento en tierra de una parte de la estructura en caso del poste ($1/10$ de la longitud total del poste) y de las 4 bases en caso de una torre reforzada por la construcción de la cimentación en concreto con refuerzo en hierro, de acuerdo al diseño de obra civil.

Figura 27. Excavación para cimentación y base



Figura 28. Diagrama de cimentación para poste



2.9 ZONA DE SERVIDUMBRE

La zona de servidumbre o zona de seguridad eléctrica de una Línea de Transmisión de Alta Tensión, es una franja de terreno que se deja a lo largo del eje o centro de la línea para evitar en lo posible que no se presenten accidentes con el medio ambiente que lo rodea. En la zona de servidumbre no se permite ningún tipo de construcción ni desarrollar ningún tipo de actividad sobre la misma ya que se podrían presentar accidentes por un alto riesgo de electrocución para las personas que ocupen las edificaciones al igual que daños en las líneas.

El RETIE “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas”, establece que el ancho de la zona de servidumbre para las líneas de 115 kV es de 20 metros, es decir 10 metros a cada lado del eje de la línea. Y para las líneas de 57-5kV es de 15 metros (7.5 metros a cada lado del eje de la línea).

Figura 29. Zona de servidumbre invadida por viviendas



3. GESTION DEL MANTENIMIENTO

La Subgerencia de Mantenimiento y Obras de Alta Tensión de la compañía se divide de acuerdo a los procesos de Programación y Ejecución de actividades de mantenimiento y obras. Para tal fin la subgerencia está conformada por los siguientes departamentos:

- Dpto. Programación del Mantenimiento
- Dpto. Mantenimiento Líneas de Transmisión
- Dpto. Mantenimiento Subestaciones
- Dpto. de Protecciones
- Dpto. Obras AT.

El Dpto. de programación establece el PMI anualmente (Plan de Mantenimiento Integral) que es el documento guía para la programación y ejecución de los mantenimientos programados (predictivos y preventivos) de las líneas de transmisión. Las directrices y parámetros de la planificación y la programación del PMI son determinados por la Unidad Regional de Negocio a nivel de Latinoamérica del grupo Endesa de España (casa matriz) y los describe como estrategias de mantenimiento para las líneas de transmisión.

Los departamentos de Mantenimiento de Líneas de transmisión, subestaciones y protecciones reciben el PMI a final del año inmediatamente anterior para revisar y realizar los ajustes que sean necesarios, luego se da aprobación al documento. Posteriormente al inicio de año se realizará el programa de alistamientos y descargos (gestión ante en Centro de Control para la solicitud de de las maniobras sobre los activos a intervenir). Posteriormente a la coordinación y autorización de centro de control se procede a la ejecución y supervisión de las actividades.

El departamento de Obras de AT., ejecuta el programa de inversión u obras que determina la Subgerencia de Planificación por intermedio del departamento de ingeniería. Igualmente le corresponde gestionar ante el centro de control los descargos que permitan realizar las maniobras sobre los activos involucrados en el plan de obras.

En el siguiente cuadro se especifica las actividades básicas de los subprocesos de Planeación, Programación, Ejecución y Evaluación y Mejora Continua, las áreas que intervienen dentro del proceso macro de Gestión del Mantenimiento.

Tabla 4. Gestión del mantenimiento de líneas de transmisión

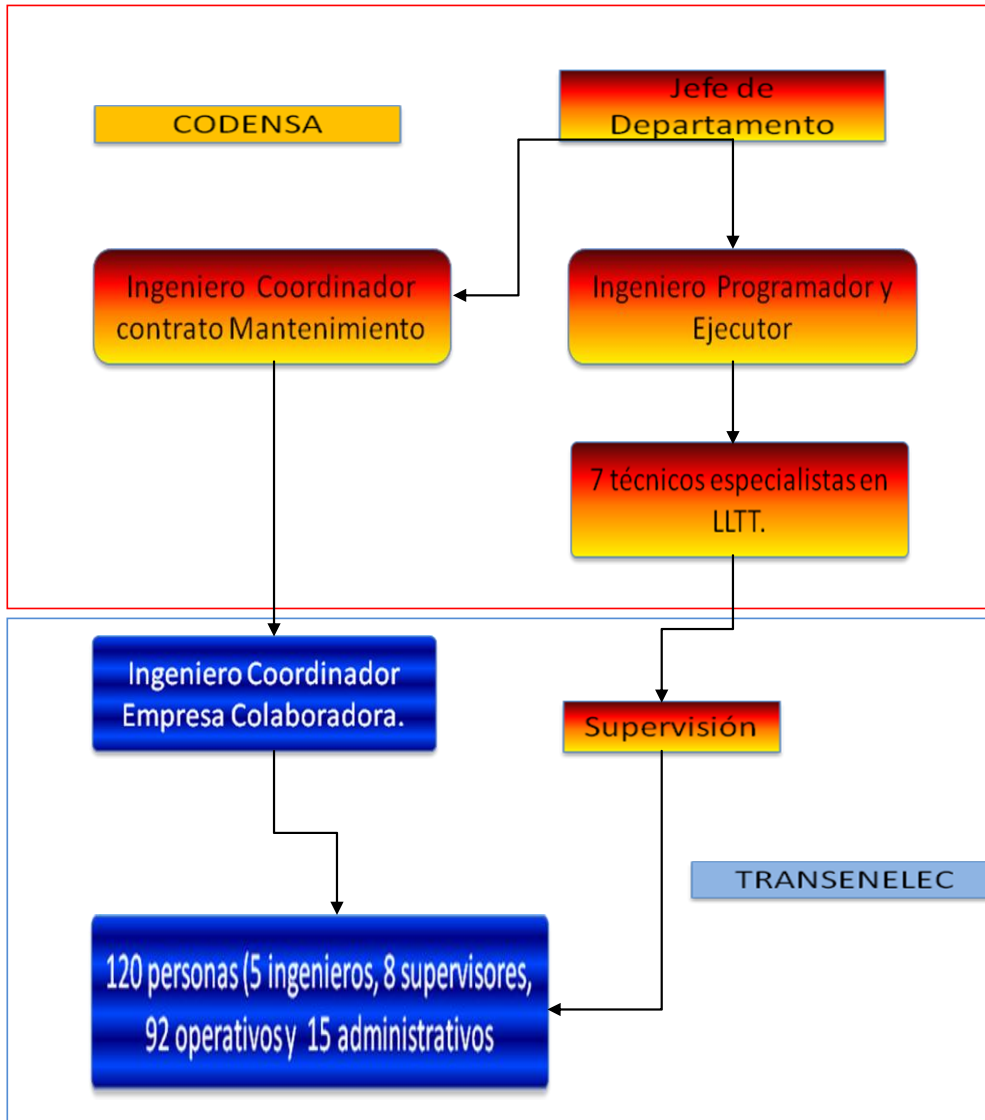
PLANEACIÓN	PROGRAMACIÓN	EJECUCIÓN	EVALUACION Y MEJORA CONTINUA
Subgerencia de AT.	Dpto. Programación	Dpto. Líneas de Transmisión	Dpto. Líneas de Transmisión
<u>Proyectos Normalización</u> : Cambio de tecnología, Remodelación Líneas, Comunicaciones (F.O.)	Cruce del PMI (Plan de Mantenimiento Integral) con Proyectos de normalización.	Programación de descargos. Alistamiento, Supervisión de trabajos.	Sistemas de gestión: SGSO, OHSAS, Calidad. Indicadores de gestión
<u>Proyectos de Inversión</u> : Construcción de líneas, Cambio de trazados de líneas. Cambios por exigencias regulatorias	Cruce del PMI (Plan de Mantenimiento Integral) con Proyectos de Inversión	Programación de descargos. Alistamiento, Supervisión de trabajos.	Sistemas de gestión: SGSO, OHSAS, Calidad. Indicadores de gestión
<u>Presupuesto Anual de Mantenimiento (aprobación)</u>	<u>Presupuesto Anual de Mantenimiento (aprobación)</u>	Control del PMI vs. Presupuesto	Indicadores de gestión

3.1 ORGANIZACION DEL DEPARTAMENTO LINEAS DE TRANSMISION

El Departamento de Líneas de Transmisión está organizado de la siguiente forma:

Un jefe de Departamento, dos ingenieros especialistas, siete tecnólogos electricistas, un auxiliar operativo y un tecnólogo administrativo. (Ver grafico 1).

Grafico 1. Organigrama gestión mantenimiento de líneas de transmisión



Los ingenieros del departamento tienen funciones definidas respecto a la programación, supervisión y control de actividades de mantenimiento.

El ingeniero programador se encarga de la programación, seguimiento y control del PMI. Adicionalmente cumple con las siguientes funciones:

- Realiza los alistamientos (logística) de los trabajos de mantenimiento que deben ser realizados por la empresa contratista.
- Coordina el recurso de mano de obra propia, es decir del personal técnico perteneciente al departamento y encargado de realizar la supervisión en terreno de los trabajos ejecutados por la empresa contratista.

El ingeniero coordinador del contrato es responsable del control administrativo y operativo del contrato de mantenimiento, mantiene comunicación permanente con el ingeniero coordinador de la empresa contratista. Para el mejor desarrollo del contrato realiza las siguientes actividades:

- Diligencia y entrega las ordenes de trabajo.
- Entrega la programación semanal de actividades de mantenimiento.
- Recibe y revisa los protocolos e informes de las actividades ejecutadas.
- Cierra las órdenes de trabajo.
- Realiza los cortes de obra cada mes.

Los técnicos de mantenimiento realizan la supervisión de los trabajos programados diariamente, verifican el cumplimiento de la orden de trabajo de acuerdo a los procedimientos operativos establecidos y bajo las directrices de los sistemas de gestión de la empresa como son, el sistema de gestión de calidad, sistema de gestión ambiental y sistema de gestión de seguridad industrial.

3.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO (Revisar)

Es el mantenimiento efectuado sobre las instalaciones y su entorno para verificar que su estado ofrece las garantías necesarias para la continuidad de suministro de energía en condiciones de seguridad para el sistema y las personas y no afectación al medio ambiente.

Las actividades del mantenimiento predictivo forman parte del PMI. A continuación se describen las actividades y técnicas implementadas en la empresa

3.2.1 Termografía

Se ejecuta un programa de inspección termográfica por parte del personal del dpto. de programación en compañía de un técnico del dpto. de Líneas. El ciclo de la revisión es de dos veces al año de todas las líneas del sistema de 57.5kV y 115kV. Cuando se realiza un mantenimiento preventivo programado a una línea se procura por realizar tomografía antes y después del mantenimiento con el fin de corregir con calidad los puntos calientes detectados.

El dpto. de programación mantiene la base de datos de tomografía con acceso de consulta de los ingenieros de líneas, con objeto de hacer el seguimiento de las correcciones y análisis de los indicadores de calidad.

3.2.2 Ultrasonido

Técnica de mantenimiento que desde el año 2010 se está aplicando al sistema de transmisión de AT. El objeto es determinar mediante el análisis del espectro de sonidos de alta frecuencia recepcionados por el equipo cuales elementos están por fuera de la especificación, para luego tomar la decisión del tipo de intervención y su criticidad.

3.2.3 Medición de Resistencia de Puesta a Tierra

Mediante el equipo indicado (MEGGER – medición a alta frecuencia) se realiza la medición de resistencia de puesta a tierra de los SPT de cada estructura. Según norma se considera que la resistencia debe estar por debajo de los 20 Ohmios, si el valor medido está por encima se debe intervenir mediante un proceso de mejoramiento del SPT que consiste en inyectar en la zona donde se encuentra enterrada la varilla a tierra, un producto que disminuye la resistencia óhmica de la tierra o también se puede mejorar el SPT con el montaje de contrapesos (colocación de una varilla de puesta a tierra dentro de un pozo mejorado y conectada al SPT de la estructura) en forma adyacente al SPT inicial.

3.2.4 Inspección Visual

La actividad de inspección visual consiste en la verificación del estado de disponibilidad de todos los elementos constitutivos de la línea de transmisión,

novedades respecto del cuidado de la zona de servidumbre y el medio ambiente que lo rodea, en especial la afectación por la vegetación adyacente a la zona de servidumbre.

La inspección es ejecutada por el personal técnico del dpto. de Líneas en la frecuencia de dos veces al año. Bajo el criterio técnico se describe en el formato establecido para el levantamiento en campo las condiciones operativas de cada elemento revisado y su criticidad.

3.2.5 Resultado de las Actividades de Mantenimiento Predictivo

Como resultado de los diferentes tipos de revisión (visual, tomografía, medición de puestas a tierra) se determinan los defectos que deben ser corregidos. Estos defectos se clasifican según su grado de criticidad en:

- Críticos
- Mayores
- Menores
- Informativos

Defectos Críticos: Son aquéllos en los cuales la razón o la experiencia de la persona que revisa determina la existencia de un riesgo notorio que implica una falla inminente o un peligro en un tiempo corto para las personas, bienes o el medio ambiente. El tiempo máximo de corrección del defecto es de una semana a partir de su verificación.

Defectos Mayores: Son aquéllos en los cuales la razón o la experiencia del revisor determina la no existencia de una falla inminente o un peligro inmediato para la seguridad de las personas, bienes o el medio ambiente, pero que sí pueden originar una falla en la instalación o que pueden reducir la capacidad de utilización.

El tiempo estándar de corrección del defecto es de tres meses a partir de su verificación.

Defectos Menores: Son aquéllos en los cuales la razón o la experiencia del revisor determina la no existencia de un peligro inmediato para la seguridad de las personas, bienes o el medio ambiente. No perturban la disponibilidad de los activos, y en los que la desviación observada no tiene un valor significativo para el uso efectivo o el buen funcionamiento de las instalaciones.

El tiempo de corrección estándar del defecto es de un año a partir de su verificación.

Defectos Informativos: Son aquellos defectos menores que interesa seguir su evolución y cuya corrección no es obligada antes de 3 años.

Aunque la mayoría de los defectos reales pueden tener asignada una criticidad estándar, los ingenieros del departamento asignarán la verdadera criticidad, que estará condicionada por factores relativos a la importancia de la línea dentro del sistema de transmisión, si se trata de línea radial o en anillo, a la zona de influencia, a la programación del PMI (verificación de la entrada de la línea a mantenimiento preventivo), a la ejecución presupuestal y a la reglamentación de la CREG en caso de evento de falla de la línea.

3.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO (Adecuar)

Es el mantenimiento efectuado sobre las instalaciones y su entorno para recuperar sus condiciones reglamentarias, mejorar su funcionalidad deteriorada por el envejecimiento y la agresión de elementos externos, incorporar modificaciones de tipo técnico y mejoras para la prevención de riesgos y su adaptación al medio.

Las actividades más relevantes que se distinguen en el mantenimiento preventivo de líneas de transmisión se definen a continuación

3.3.1 Mantenimiento de Servidumbre

Corresponde a la tala, poda y eliminación del arbolado en la Franja de Seguridad, al despeje y a la conservación de caminos y accesos a las estructuras de apoyo.

El alcance de esta actividad es el resultado de lo evidenciado en la inspección visual.

3.3.2 Mantenimiento y Pintura de Estructuras

El objeto de esta actividad es la conservación de las capas superficiales de la estructura, evitar la corrosión ambiental y la afectación por la contaminación ambiental. El ciclo de pintura por estructura es de 3 años en ambientes muy contaminantes y corrosivos y de 5 años en otros ambientes.

3.3.3 Limpieza y Cambio de Aisladores

Los aisladores sufren los efectos de la contaminación ambiental evidenciándose en la suciedad que se le impregna en la superficie, en consecuencia, se va perdiendo las características dieléctricas del material.

La programación de esta actividad es el resultado de lo especificado en el informe de revisión visual, donde se especifica el tipo de criticidad del defecto evidenciado y la adecuación a realizar, es decir si solo requiere de limpieza general o cambio de los aisladores si la contaminación a degradado la capa dieléctrica o presenta alto grado de corrosión.

3.3.4 Corrección de Defectos Eléctricos

Bajo este tipo de actividad se clasifican las adecuaciones realizadas para corregir todos los defectos evidenciados en la revisión visual y termográfica en los elementos que permiten la conducción de la corriente eléctrica. Los elementos referidos son los que corresponden a los herrajes, adaptadores, conductores de fase y cable de guarda.

Entre los defectos más comunes se tiene:

- Afectación por corrosión.
- Contaminación ambiental.
- Rotura de componentes de los herrajes por esfuerzos mecánicos.
- Rotura de conductor por esfuerzos mecánicos externos.
- Hilos de conductor roto por afectaciones de arboles.
- Elementos externos enredados en conductor de fase o cable de guarda.
- Conductor de fase afectado por corrosión.
- Cable de guarda afectado por corrosión.

3.4 MANTENIMIENTO CORRECTIVO (Reparar)

Es el mantenimiento originado por las averías que afectan al servicio o a las instalaciones de las líneas dejando el activo en condiciones inadmisibles de utilización, indicando que la línea se encuentra indisponible. (Salvo en contadas excepciones, produce interrupciones del suministro a los clientes).

El objetivo de la reparación es restituir el elemento averiado, dejando la instalación en condiciones de disponibilidad. Estas tareas de mantenimiento incluyen la localización de la avería, su reparación y la reposición del servicio.

Cuando por urgencia en la recuperación del servicio se realice una reparación provisional, y después se proceda a la normalización de dicha instalación este ejercicio de normalización definitiva se considerará parte de la reparación.

4. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

El objetivo de mantenimiento es conseguir un determinado nivel de disponibilidad de producción en condiciones de calidad exigible, al mínimo coste, con el máximo nivel de seguridad para el personal que lo utiliza y lo mantiene y con una mínima degradación del medioambiente¹.

En el mundo actual, mantenimiento no solamente se refiere a la ejecución de tareas y acciones encaminadas a preservar o conservar la funcionalidad y estado de un activo para que opere dentro de las características originales de diseño garantizando la máxima disponibilidad y confiabilidad con el mínimo costo, ahora se debe tener en cuenta la interrelación con las personas que lo activan y lo utilizan y el medio en que este opera.

4.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El proceso de transporte de energía eléctrica de un centro de generación a un centro de consumo o entre centros de consumo, se realiza a través de Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica de Alta Tensión o A.T. Los centros de generación o de consumo tienen una o varias subestaciones eléctricas las cuales cumplen la función de disminuir los niveles de tensión para distribuir la energía a los usuarios o para aumentar el nivel de tensión para transmitir la energía a otra subestación eléctrica. El sistema de transmisión de A.T. de CODENSA opera únicamente en los niveles de tensión de 57.5 kV y 115 kV en una infraestructura de 1226 km de líneas de A.T. distribuidos en 106 líneas que están soportadas en 4600 estructuras de las cuales el 85% son torres metálicas tipo celosía y el 15% son postes metálicos con altura entre 23 y 30 mt. El mantenimiento del sistema de transmisión se realiza con el objetivo de mantener disponible cada una de las líneas y permitir el transporte de energía en forma continua los 365 días las 24 horas al día entre subestaciones eléctricas, en caso de un evento de falla que conlleve a la salida de servicio o desenergización de la línea (disparo) por causas ajenas a la operación puede traer consecuencias desde la indisponibilidad de la línea, la desenergización de una subestación hasta producir un efecto en cadena con la desenergización de varias subestaciones y el colapso parcial o total del sistema de A.T. en la región central del país, situación que genera pérdidas económicas a la compañía por disminución de la facturación por energía dejada de suministrar, pérdida de la buena imagen de la compañía, incumplimiento de los indicadores de calidad del servicio y de los indicadores del ente regulador (CREG), altos costos por compensaciones y principalmente el estancamiento parcial del desarrollo industrial y económico de la región.

¹ MORA, Alberto. Mantenimiento Industrial Efectivo. Colombia, Coldi Limitada. Primera edición. Julio 2009. Pg. 42.

El proceso de mantenimiento de Líneas de Transmisión de A.T. de CODENSA debe ser lo suficientemente efectivo para cumplir con los indicadores de disponibilidad, calidad y confiabilidad del servicio. Las directrices y parámetros de la planificación y el establecimiento de los programas de mantenimiento son determinados por la Unidad Regional de Negocio a nivel de Latinoamérica del grupo Endesa de España (casa matriz) y los describe como estrategias de mantenimiento para las líneas de transmisión; el problema radica en que las estrategias no considera que los sistemas de transmisión de A.T. de las compañías en Colombia, Perú, Brasil, Chile y Argentina operan bajo diferentes condiciones por ubicación geográfica, condiciones climatológicas, estaciones del tiempo, biodiversidad y en general responden a diferentes entornos físicos, ambientales, sociales, culturales y económicos.

La compañía consciente de la necesidad de reevaluar las estrategias de mantenimiento para ser aplicadas al entorno donde tiene influencia su sistema de transmisión de A.T. y en búsqueda de la disminución de las fallas del sistema que se traduce en mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio, en la eficiencia operacional, optimización de costos, seguridad de las personas y respeto por el medio ambiente debe implementar una técnica de mantenimiento de clase mundial "RCM".

4.2 PROCESO DE RCM

Reliability Centred Maintenance es un proceso que se usa para determinar los requerimientos del mantenimiento de los elementos físicos en su contexto operacional. Una definición más amplia de RCM es un proceso que se usa para determinar lo que debe hacerse para asegurar que un elemento físico continúe desempeñando las funciones deseadas en su contexto operacional.

RCM se llama Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, porque reconoce que el mantenimiento no puede hacer más que asegurar que los elementos físicos continúen operando bajo su capacidad incorporada, confiabilidad inherente.

El RCM se centra en la relación entre la organización y los elementos físicos o activos que la componen. Para su aplicación en una organización se debe determinar qué tipo de elementos físicos existentes en la empresa, y decidir cuáles son las que deben ser estudiadas en el proceso de revisión del RCM. En este caso se tiene definido los elementos o activos del sistema de Transmisión AT o Líneas de Transmisión de AT.

El RCM aplicado correctamente cierra la brecha entre las relaciones de los activos físicos, las personas que los usan, las personas que los operan y mantienen y la protección al medio ambiente. A su vez permite que nuevos activos sean puestos en servicio con gran efectividad, rapidez, precisión y seguridad.

Para que RCM sea un proceso efectivo se debe desarrollar con la solución de las siguientes preguntas:

- ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional (funciones)?
- ¿De qué manera puede fallar en el cumplimiento de sus funciones (fallas funcionales)?
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional (modo de falla)?
- ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla (efecto de falla)?
- ¿De qué manera afecta cada falla (consecuencia de la falla)?
- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir la falla (tareas proactivas e intervalos de tareas)?
- ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada (acciones por defecto)?

4.2.1 Funciones

Se refieren a determinar qué es lo que el usuario del activo quiere que haga, es decir el porqué de la adquisición del activo. Al dar respuesta a esta pregunta se está acotando la **función principal**. Un activo dentro de su contexto no solamente satisface su función principal, es común que cumpla otras funciones referentes a temas de seguridad, control, protección, economía, integridad estructural, cumplimiento de regulaciones ambientales, de calidad y continuada del servicio, etc. A este grupo de funciones se les define como las **funciones secundarias**.

4.2.2 Fallas Funcionales

Para responder la segunda pregunta se debe tener clara la definición de falla, Moubrey la define como la incapacidad de cualquier activo de hacer aquello que sus usuarios quiere que haga², básicamente se quiere determinar bajo qué condiciones el activo no puede cumplir con sus funciones conforme a los parámetros de funcionamiento requeridos por el usuario, proceso que se conoce como fallas funcionales. Sin embargo, antes de poder aplicar una combinación adecuada de herramientas para el manejo de una falla, necesitamos identificar que fallas pueden ocurrir.

El proceso de RCM lo hace en dos niveles:

- Identificar las circunstancias que llevaron a la falla
- Luego se pregunta qué eventos pueden causar que el activo falle.

Los estados de falla son conocidos como fallas funcionales porque ocurre cuando el activo no puede cumplir una función de acuerdo al parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable.

Esta definición incluye situaciones de falla total que es la incapacidad total de funcionamiento del activo y las fallas parciales que es el estado de la condición del activo que aunque funciona bajo una condición de falla lo hace a un nivel de desempeño inaceptable. Evidentemente estas solo pueden ser identificadas luego de haber definido las funciones y parámetros de funcionamiento del activo.

4.2.3 Modos de Falla

Se refiere a identificar todos los hechos que de manera razonablemente posible puedan haber causado cada estado de falla estos hechos se denominan **Modos de Falla**. Los modos de falla “razonablemente posibles” incluyen aquellos que han ocurrido en equipos iguales o similares operando en el mismo contexto, fallas que actualmente están siendo prevenidas por regímenes de mantenimiento existentes, así como fallas que aun no han ocurrido pero son consideradas altamente posibles en el contexto en cuestión.

En la identificación de los modos de falla por lo general se incluyen las fallas causadas por el desgaste natural por su operación normal o por su cumplimiento del ciclo de vida útil pero también se deben incluir las fallas causadas por errores humanos ya sea por el personal de operación y por el personal de mantenimiento, y la inclusión de las fallas causadas por errores de diseño y errores de montaje.

² MOUBRAY, John Mitchell. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad II. United Kingdom, Editorial Aladon Ltda. 2004. Pg. 49.

También es importante identificar la causa de cada falla con suficiente detalle para asegurarse de no desperdiciar tiempo y esfuerzo intentando tratar síntomas en lugar de causas reales. Por otro lado es igualmente importante asegurarse de no malgastar el tiempo en el análisis mismo al concentrarse demasiado en los detalles.

4.2.4 Efectos de Falla

La cuarta pregunta del proceso de RCM tiene el objeto de describir de forma clara y detallada lo que ocurre en cada modo de falla, información necesaria que permitirá una mejor evaluación de las consecuencias de la falla, tal como:

- Evidencia de la falla.
- De qué modo la falla presenta una amenaza para la seguridad de las personas y el medio ambiente.
- De qué forma afecta la producción, en el caso de estudio se determina la afectación en el transporte de energía.
- Que daños físicos se han causado en eventos de falla.
- Que debe hacerse para reparar la falla.

4.2.5 Consecuencias de Falla

Establecidos los modos de falla se procede a determinar las consecuencias de falla, cada vez que ocurre una falla en un activo físico, trae como consecuencia de alguna manera afectación en la organización que lo utiliza. En esta parte del proceso de RCM se determina la forma como cada falla afecta a la operación, a la calidad y confiabilidad del servicio, a la seguridad de las personas, al medio ambiente y a otros tipos de afectaciones que no se clasifican en los anteriores como por ejemplo los costos directos por reparaciones, la imagen de la compañía, la disponibilidad de recursos para atender la falla etc.

Es importante tener claro las consecuencias que más influyen el intento de prevenir cada falla. En otras palabras, si una falla tiene serias consecuencias, se debe hacer un gran esfuerzo para intentar evitarla. Por otro lado, si no tiene consecuencias o tiene consecuencias leves, es probable decidir no hacer más mantenimiento de rutina que una simple limpieza y lubricación básica.

Un punto fuerte del RCM es que reconoce que las consecuencias de las fallas son más importantes que sus características técnicas. De hecho reconoce que la única razón para hacer cualquier tipo de mantenimiento proactivo no es evitar las fallas sino evitar o reducir las consecuencias de las fallas. El proceso RCM clasifica estas consecuencias en cuatro grupos de la siguiente manera:

- **Consecuencias de fallas ocultas:** las fallas ocultas no tienen un impacto directo, pero exponen a la organización a fallas múltiples con consecuencias serias y hasta catastróficas. (la mayoría están asociadas a sistemas de protección sin seguridad inherente).
- **Consecuencias ambientales y para la seguridad:** una falla tiene consecuencias para la seguridad si es posible que cause daño o la muerte a algunas personas. Tiene consecuencias ambientales si infringe alguna normativa o reglamento ambiental tanto operativo como regional, nacional o internacional.
- **Consecuencias operacionales:** una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (cantidad, calidad del producto, atención al cliente, o costos operacionales además del costo directo de la reparación).
- **Consecuencias no operacionales:** las fallas que caen en esta categoría no afecta a la seguridad ni a la producción, solo implica el costo directo de la reparación.

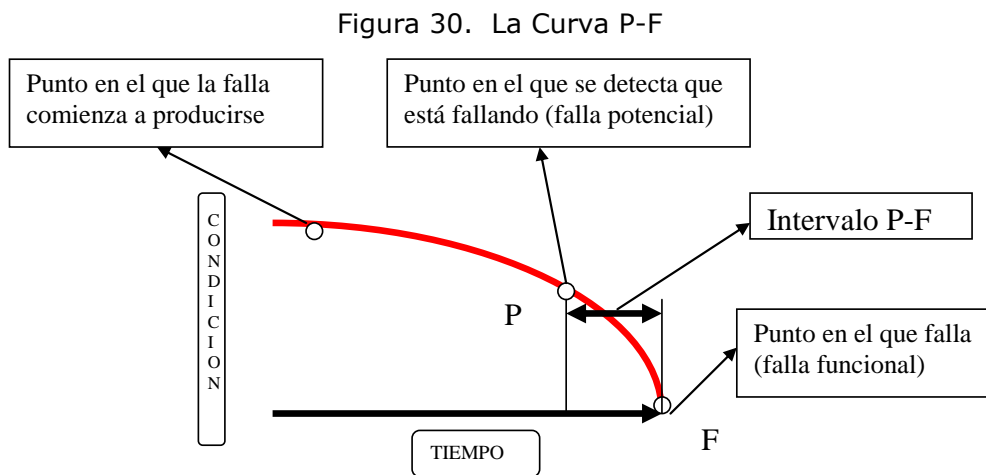
El proceso de RCM hace uso de estas categorías como la base de su marco de trabajo estratégico para la toma de decisiones en el mantenimiento. Obligado a realizar una revisión de las consecuencias de cada modo de falla en relación con las categorías recién mencionadas, integra los objetivos operacionales, ambientales, y de seguridad a la función mantenimiento. Esto contribuye a colocar a la seguridad y al medio ambiente dentro de las prioridades principales de la administración del mantenimiento.

El proceso de evolución de las consecuencias también cambia el énfasis de la idea de que toda falla es negativa y debe ser preventiva. De esta manera focaliza la atención sobre las actividades de mantenimiento que tienen el mayor efecto sobre el desempeño de la organización, y resta importancia a aquellas que tienen escaso resultado. También nos alienta a pensar de una manera más amplia acerca de diferentes maneras de manejar las fallas, más que concentrarnos en prevenir fallas.

4.2.6 Tareas Proactivas

La sexta pregunta del proceso de RCM se refiere a las acciones o tareas que deben hacerse para prevenir las fallas. Una tarea es técnicamente factible si físicamente permite reducir o realizar una acción que reduzca las consecuencias del modo de falla asociado, a un nivel que sea aceptable al dueño o usuario del activo.

Para determinar que tarea se debe realizar antes de que ocurra una falla es necesario identificar el momento en que se detecta que un activo está fallando (Falla Potencial) y precisar lo más acertadamente posible cuando va a ocurrir la falla (Falla Funcional). RCM esquematiza este proceso mediante la curva P-F.



En la curva se puede identificar el intervalo P-F que es el tiempo comprendido en que ocurre la falla potencial y su decaimiento hasta convertirse en falla funcional.

Si se detecta una falla potencial, entre el punto P y el punto F de la curva es posible que se pueda actuar para prevenir o evitar las consecuencias de la falla funcional. Las tareas designadas para detectar fallas potenciales se llaman tareas a condición.

RCM divide las tareas proactivas en 3 categorías:

Reacondicionamiento Cíclico y Sustitución Cíclica: El reacondicionamiento cíclico implica re fabricar un componente o reparar un conjunto antes de un límite de edad específico sin importar su condición en ese momento. De manera parecida, las tareas de sustitución cíclica implican sustituir un componente antes de un límite de edad específico, más allá de su condición en ese momento.

En conjunto estos dos tipos de tareas son conocidos generalmente como mantenimiento preventivo.

Tareas a Condición: o mantenimiento a condición que consiste en chequear si hay fallas potenciales, para que se pueda actuar para prevenir la falla funcional o evitar las consecuencias de la falla funcional.

Esta categoría de tareas incluye todo tipo de mantenimiento predictivo, mantenimiento según el estado y monitoreo de estado/condición.

4.2.7 Acciones por Defecto

Por último el proceso de RCM considera el caso en que no se pueda determinar una tarea productiva adecuada para prevenir la falla, es decir ningún mantenimiento programado. El proceso propone realizar una serie de acciones que tratan con el estado de falla denominadas “Acciones a falta de”.

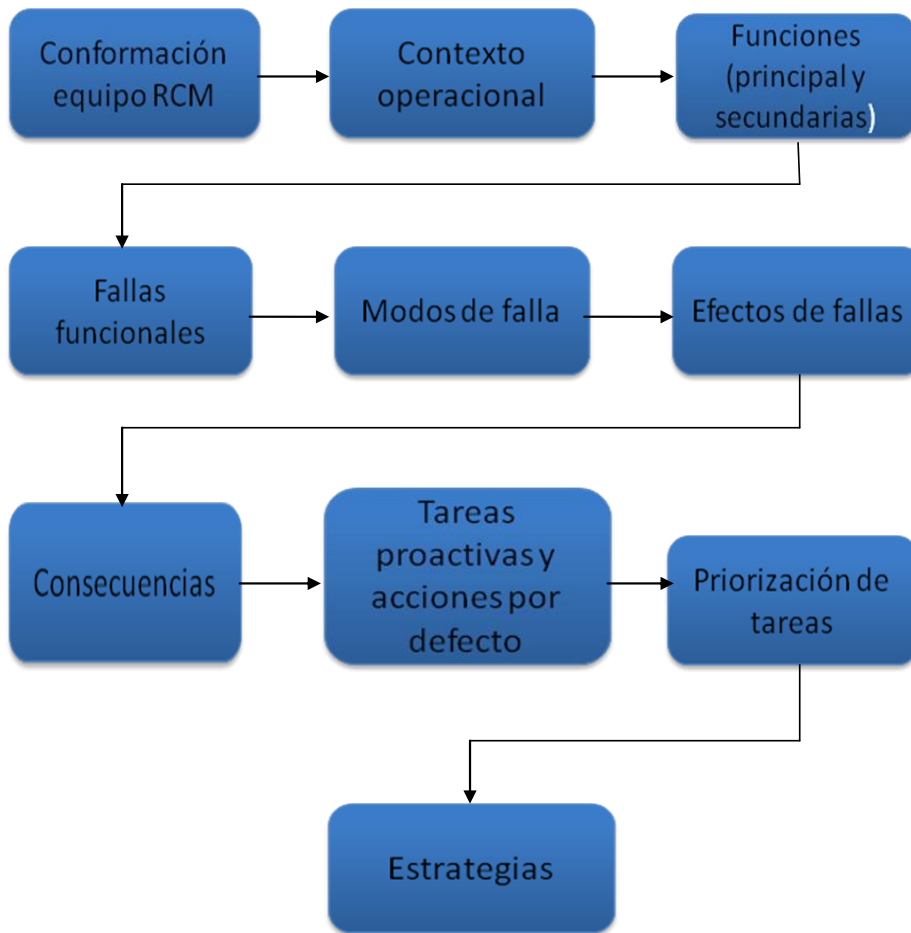
RCM reconoce tres grandes categorías a acciones a falta de:

- **Búsqueda de Fallas:** La búsqueda de fallas tiene que ver con chequear las funciones ocultas para ver si han fallado (en contraposición con la tarea según el estado, que involucra chequear si algo está fallando).
-
- **Rediseño:** El rediseño implica hacer un cambio por única vez a la capacidad inherente de un sistema. Esto incluye cambios al diseño del equipo, cambios por única vez a procesos y si es necesario, capacitación.
-
- **Ningún Mantenimiento Programado:** Esta aplicación por defecto implica no hacer esfuerzo alguno por anticipar o prevenir modos de falla a los que se aplica, de modo que simplemente se permite que la falla ocurra y luego se repara. Esta aplicación por defecto se denomina también operar hasta la falla ó mantenimiento correctivo.

4.3 APLICACION DE RCM

En el siguiente diagrama se establece el proceso de la aplicación de RCM al sistema de Transmisión AT – Líneas de Transmisión de AT.

Grafica 2. Proceso aplicación RCM



4.3.1 Factores de Consideración en la aplicación de RCM

El transporte de energía es un proceso continuo, dado que se requiere que se encuentre en operación las 24 horas del día los 365 días del año. En el momento que se interrumpe este proceso, podría darse que toda la cadena de suministro de energía que continua hasta llegar al cliente se rompa ocasionando cortes en el suministro.

La política ambiental de la compañía está enmarcada en el Sistema de Gestión Ambiental (SGA), el cual se encuentra certificado en ISO 14000, dentro de los cuales se definen los aspectos ambientales significativos para el sistema de transporte de energía como son tala y poda de árboles, generación de residuos sólidos y generación de residuos o desechos peligrosos.

Los riesgos para la seguridad de las personas están enmarcados en el Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional (SGSO), el cual se encuentra certificado en OSHA 18000, dentro de los cuales los factores de riesgo más significativos como:

- Seguridad Eléctrica: Electrocutación por contacto directo o arco eléctrico
- Caída de Alturas
- Caída de objetos.
- Caída a nivel.
- Ergonómicos
- Riesgo público.
- Traslado en vehículos.

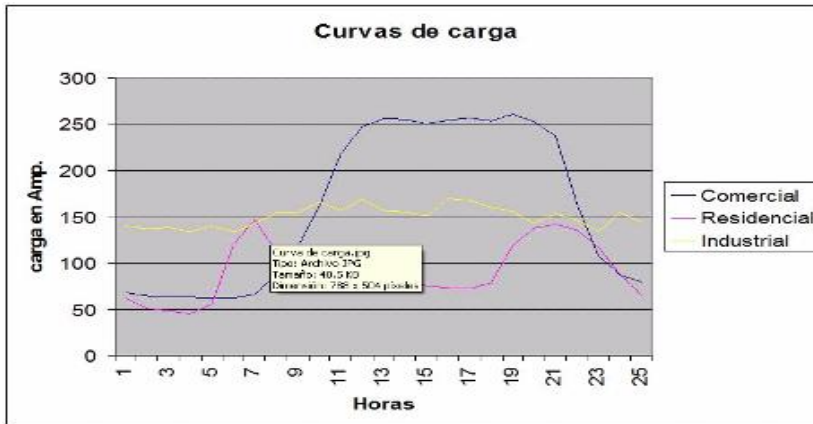
Para varios de los procesos que son considerados riesgosos, la compañía ha elaborado Análisis de Riesgo por Oficios (AROS), los cuales se convierten en una gran ayuda para eliminar o disminuir el riesgo de un accidente.

Existe el Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas (RETIE), en el cual se establecen directrices para la preservación de la vida mediante el cumplimiento de distancias de seguridad y otros criterios técnicos.

4.3.2 Demanda de Energía

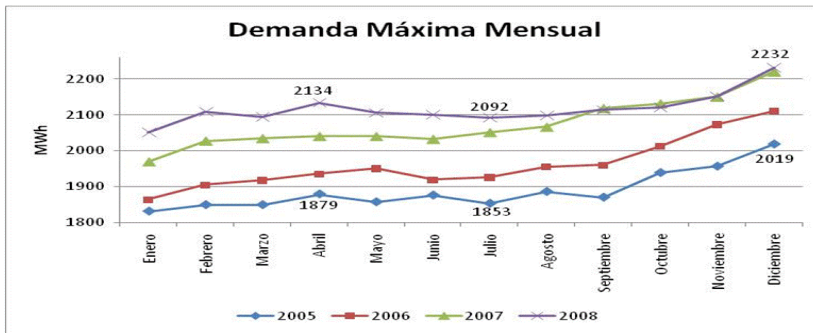
El sistema eléctrico de distribución de CODENSA tiene un comportamiento típico con marcadas puntas a las 11:00 y 19:00 horas, siendo la segunda la condición más crítica.

Grafica 3. Curvas de carga típica en el día



Los menores valores de la demanda de energía se presentan en los meses de enero y junio; los mayores valores son en abril, julio, septiembre, octubre y diciembre.

Grafica 4. Demanda máxima mensual



La demanda de energía ha estado creciendo cercano al 3.46% anual lo cual ha sometido la infraestructura eléctrica a mayores niveles de carga, especialmente en algunos sectores de la Ciudad.

La materia prima se obtiene del STN (Sistema de Transmisión Nacional) que abastece el sistema de transporte con unos parámetros de frecuencia, nivel de tensión y forma de onda adecuada.

La compañía no dispone de una adecuada estadística de fallas para el sistema de transporte.

4.3.3 Condiciones Ambientales

En general, los activos componentes del sistema de transporte AT son fabricados con las especificaciones técnicas para operar satisfactoriamente a la intemperie bajo las siguientes condiciones de servicio:

- Altitud máxima (msnm): 2650
- Temperatura min/max (°C): -6 / +40
- Nivel de humedad: Mayor al 90%
- Velocidad del viento (m/s): <34
- Nivel de contaminación: (IEC 60815) Medio (II). Existen algunos casos particulares, como los son los ubicados en las zonas de La Calera, Muña y la Subestación El Sol.
- Radiación solar, máx. (w/m²): < 1000
- Capa de hielo, máx. (mm): <1
- Actividad sísmica: SI (Cumpliendo NPR-98).

La afectación por el nivel de contaminación extremo que recibe la infraestructura en sectores como cuenca del río Bogotá, La fábrica de cemento Cemex en el sector de la Calera, y la fábrica de Sal en Refisal ubicada en el sector de Zipaquirá, con considerados en el ejercicio de RCM.

4.3.4 Características Generales del Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico cuenta con las siguientes características técnicas

Tabla 5. Características generales del sistema eléctrico

Frecuencia (Hz)	60
Tensión nominal del sistema (kV)	
AT1	500
AT2	230
AT3	115 y 57.5
MT	34,5
MT2	11,4/13,2
Tensión máxima de operación (kV)	
AT1	550
AT2	245
AT3	126,5
MT1	36
MT2	17,5
BIL (kV), a 2650 msnm	

AT1	1550
AT2	850
AT3	650
MT1	170
MT2	95/95
Distancias mínimas en aire fase-fase (mm)	
AT1 (conductor – conductor)	6100
AT2	2300
AT3	1300
MT1	320
MT2	220
Distancias mínimas en aire fase-tierra (mm)	
AT1 (conductor – estructura)	3600
AT2	2300
AT3	1300
MT1	320
MT2	220
Nivel de cortocircuito (kA)	
AT1	40
AT2	40
AT3	Entre 18.8 y 50
Conexión del neutro	Aterrizado sólidamente
Tensión auxiliar CA (Vca)	208-120
Tensión auxiliar CC (Vcc)	125 – 48

4.3.5 Costos de Fallas

Los modos de falla analizados, arrojaron costos totales promedio cercanos a \$4.000 millones anuales, lo cual incluye costos de operación, reparación (mano de obra, materiales, equipos), indisponibilidades (proyección CREG), energía dejada de suministrar, entre los principales.

4.4 CONFORMACION EQUIPO RCM

Consideraciones para la conformación del equipo de RCM

4.4.1 Grupo de Trabajo

El personal que necesariamente deben participar son los supervisores, operarios y especialistas en la construcción y mantenimiento de Líneas de Transmisión. Moubray sugiere que un grupo típico de revisión RCM debe incluir al personal indicado en la figura 26.

Figura 31. Grupo típico de revisión RCM



Fuente: MOUBRAY, John Mitchell. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad II. United Kingdom, Editorial Aladon Ltda. 2004.

Es posible que los grupos especificados por Moubray no se completen exactamente por el mismo personal que se muestra en la figura. El objetivo es conformar un grupo que pueda proveer toda, o la mayor parte, de la información. Estas personas son aquellas que tienen un conocimiento más amplio y una experiencia mayor sobre el activo y sobre los procesos de los que forma parte.

Para asegurar que se tienen en cuenta los distintos puntos de vista, este grupo debería incluir una referencia cruzada de usuarios y de mantenedores, y del personal que efectúa las tareas y quién los dirige. En general, debería consistir de no menos de cuatro y no más de siete personas, siendo ideal cinco o seis.

EL grupo RCM de Líneas de Transmisión está conformado por:

- 2 ingenieros del dpto. Mantenimiento de Líneas
- 1 ingeniero del dpto. Programación
- 1 ingeniero del Centro de control
- 1 ingeniero del dpto. de Obras AT.
- 2 técnicos del dpto. Mantenimiento de Líneas
- 1 facilitador.

En los temas de especialidad como aspectos ambientales, corrosión y fallas en herrajes por rotura o fatiga mecánica se solicitó a la reunión el especialista adecuado.

4.4.2 Funciones del Grupo de Trabajo

Bajo la conducción de un Facilitador, el grupo analiza el contexto en el cual está operando el activo, y luego completa la Hoja de Información. La transcripción la realiza el Facilitador. Luego se usa la Hoja de Decisión de RCM para decidir cómo tratar cada uno de los modos de falla indicados en la Hoja de información.

A través de todo este proceso la consigna clave es el consenso. A cada miembro del grupo se lo alienta en cada etapa del proceso a contribuir en todo lo que pueda. No debería registrarse nada hasta que haya sido aceptado por todo el grupo. (El Facilitador desempeña un rol crucial en este aspecto del proceso).

Este trabajo se hace en una serie de reuniones con duración de 4 horas cada día y dos veces por semana.

Qué obtienen los participantes del proceso: El flujo de información que tiene lugar en estas reuniones no está solamente en la base de datos. Cuando cualquier miembro del grupo efectúa una contribución, inmediatamente los otros aprenden tres cosas:

- Más sobre el activo, más del proceso del que forma parte y más sobre lo que debe hacerse para mantenerlo trabajando. Como resultado, en lugar de tener cinco o seis personas que saben cada una un poco- a menudo sorprendentemente muy poco- del activo en revisión, la organización gana cinco o seis expertos en el tema.
- Más sobre los objetivos y metas de los otros especialistas del grupo
- Más sobre las fortalezas y debilidades individuales de cada miembro del grupo.

Se tiende a conocer más sobre las fortalezas que sobre las debilidades, lo que tiene un efecto más saludable sobre el respeto mutuo y la comprensión recíproca. El hecho de que cada uno de ellos haya tomado parte en la definición de los problemas e identificación de las soluciones, también promueve en los participantes un mayor sentido de pertenencia. Por ejemplo, los programadores y centro de control comienzan a hablar de la línea como un activo que les pertenece, mientras que el personal de mantenimiento se inclina mucho más a realizar críticas constructivas sobre los programas.

Este proceso ha sido descrito como “aprendizaje simultáneo”, puesto que los participantes identifican lo que necesitan aprender al mismo tiempo que lo asimilan. Este proceso es más rápido que el enfoque tradicional del aprendizaje, que comienza con un análisis de necesidades de entrenamiento, continúa con el desarrollo de un programa de capacitación y concluye con la presentación de los recursos de formación, un proceso que puede tomar meses.

Las reuniones de RCM también proporcionan un foro muy eficaz para que personal clave aprenda como operar y mantener un equipo nuevo, especialmente si uno de los técnicos del proveedor participa de las reuniones desarrolladas en las etapas finales de la implementación. El proceso RCM proporciona un criterio para que dichos técnicos transfieran a los miembros del grupo todo lo que saben sobre el activo de una manera ordenada y sistemática. Las hojas de trabajo de RCM permiten a la organización tener información por escrito para poder distribuirla a todo aquel que la necesite.

4.4.3 Los Facilitadores

Los grupos de análisis de RCM trabajan bajo la guía de especialistas en RCM, llamados facilitadores y son considerados los integrantes más importantes en el proceso de revisión.

Su rol es asegurar que:

- El análisis de RCM se realice en el nivel correcto, que los límites del sistema sean claramente definidos, que ningún ítem importante sea pasado por alto y que los resultados del análisis sean debidamente registrados.
- RCM sea claramente comprendido y correctamente aplicado por parte de los miembros del grupo.
- El grupo llegue al consenso de forma rápida y ordenada, reteniendo el entusiasmo individual de los miembros.
- El análisis progrese razonablemente rápido y termine a tiempo.

La función primaria de un facilitador es ayudar a la aplicación de la filosofía RCM, efectuando preguntas a un grupo de personas seleccionadas por su conocimiento de un activo o proceso específico, asegurando que el grupo tenga consenso en las respuestas y registrando las mismas

El facilitador contempla:

- El ritmo en el que se completa el análisis
- La actitud de los participantes hacia el proceso RCM. Esto aplica a la calidad técnica del análisis.

El facilitador generalmente debe:

- Preparar las reuniones : Antes de la primera reunión debe recolectar la información necesaria sobre el activo o proceso (diagramas de flujo, registros históricos, diagramas de circuitos eléctricos, neumáticos)
- Seleccionar los niveles de análisis / definir los límites: El equipo objeto de análisis deberá ser identificado durante la etapa de planeamiento, sin embargo puede darse el caso de que el equipo sea agrupado de manera diferente para llevar a cabo un análisis inteligente. El facilitador tomara la decisión final acerca de cómo se realizara este agrupamiento, definido los límites del análisis.
- Tratar apropiadamente los modos de falla complejos: Sera el encargado de elegir al listar los modos de falla.
- Saber cuándo dejar de listar los modos de falla: Saber cuándo finalizar el listado de los modos de falla que pudieran provocar una falla funcional es uno de los elementos clave de una facilitación exitosa, y requiere de un juicio cuidadoso.
- Interpretar y registrar las decisiones con un mínimo lenguaje técnico :El Facilitador es el encargado de registrar las decisiones del grupo , y al hacerlo debe tener especial cuidado en que los términos técnicos utilizados sean comprendidos por todas aquellas personas que pudieran tener acceso al análisis (incluyendo auditores, ingenieros de diseño)
- Reconoce cuando el grupo no sabe: A la hora de tomar una decisión el facilitador debe reconocer entre la inseguridad del grupo y la ignorancia.
- Evitar los intentos de rediseñar el activo durante las reuniones: Los intentos de rediseñar el activo son la pérdida de tiempo más grande de las reuniones de RCM, por lo que el facilitador debería anotar que el rediseño es obligatorio, y efectuarlo e otro momento.
- Preparar un Archivo de auditoría: El auditor necesita preparar las hojas de trabajo con un estilo claro y coherente, reuniéndolas en un Archivo formal denominado "Archivo de auditoría", el cual también debería contener información de apoyo tal como datos de fallas, fotografías del equipo.
- Ingresar los datos de RCM en una base de datos computarizada: lo ideal será que el facilitador ingresara los datos en el computador durante las reuniones.

4.5 FORMATOS DE TRABAJO

4.5.1 Hoja de Información

La hoja de información es un documento que nos permite plasmar en forma ordenada, una vez definido el activo sobre el cual se realizara el análisis, las funciones primarias y secundarias, las fallas funcionales, los diferentes modos de falla y que sucede cuando ocurre una falla, que también es conocido como Efecto de la falla.

Con el fin de mantener la trazabilidad del proceso a cada función se le asigna un número, a cada falla funcional asociada a la perdida de función una letra y a cada modo de falla un numero, estableciendo así un código alfanumérico que servirá de entrada para la hoja de decisión.

Para cada modo de falla se analiza el efecto de la falla, con el fin de poder establecer estrategias que permitan minimizarlas.

4.5.2 Hoja de Decisión

La hoja de decisión está dividida en dieciséis columnas.

Las columnas F, FF y FM identifican el modo de falla que se analiza en esa línea y se utilizan para correlacionar las referencias de las hojas de información y las hojas de decisión

Las próximas diez columnas se refieren a las preguntas del Diagrama de Decisión de RCM.

Las últimas tres columnas registran la tarea que ha sido seleccionada, la frecuencia con que debe realizarse y quien debe realizarla.

La columna de Tarea Propuesta también se utiliza para registrar aquellos casos donde se requiere Rediseño, o si se ha tomado la determinación de que el modo de falla no necesita mantenimiento programado

4.6 EL PROCESO DE SELECCIÓN DE TAREAS

Un punto fuerte del RCM es la manera en que provee criterios simples, precisos y fáciles de entender para decidir cuál de las tareas proactivas es técnicamente factible y para decidir quién debería hacerlas y con qué frecuencia.

Si una tarea proactiva es técnicamente factible, está determinado por las características técnicas de la tarea y de la falla que pretende prevenir. Si vale la pena hacerlo o no depende de la manera en que maneja las consecuencias de la falla. De no hallarse una tarea proactiva que sea técnicamente factible y que valga la pena hacerse, entonces debe tomarse una “acción a falta de” adecuada.

La esencia del proceso de selección de Tareas es el siguiente:

Para Fallas Ocultas la tarea proactiva vale la pena si reduce significativamente el riesgo de falla múltiple asociado con esa función a un nivel tolerablemente bajo. Si esto no es posible, debe realizarse una “Búsqueda de Falla”. De no hallarse una búsqueda de falla que sea adecuada la decisión a falta de secundaria indicará que el componente puede ser “rediseñado”.

Para fallas con consecuencias ambientales o para la seguridad la tarea proactiva vale la pena si por sí sola reduce el riesgo de la falla a un nivel muy bajo, o directamente lo elimina. Si no puede encontrarse una tarea que reduzca el riesgo a niveles aceptablemente bajos, entonces el componente debe ser rediseñado o debe cambiarse el proceso.

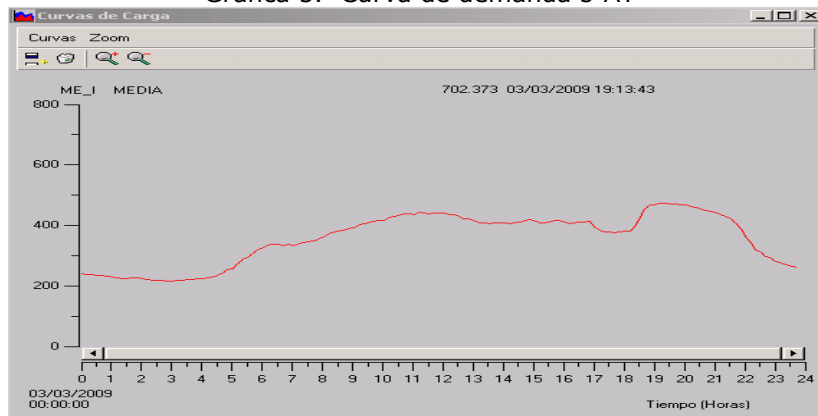
Si la falla tiene consecuencias operacionales la tarea proactiva solo vale la pena si el costo total de realizarla a lo largo de un cierto periodo de tiempo es menor al costo de las consecuencias operacionales más el costo de la reparación en el mismo periodo de tiempo. En otras palabras, la tarea debe tener justificación en el terreno económico. Si no se justifica la decisión a Falta de inicial es “Ningún Mantenimiento Programado” (Si esto ocurre y las consecuencias operacionales siguen siendo inaceptables, entonces la decisión a Falta de secundaria es nuevamente el Rediseño.

Si la Falla tiene consecuencias No Operacionales la tarea proactiva solo vale la pena si el costo de la tarea a lo largo de un cierto periodo de tiempo es menor al costo de la reparación en el mismo periodo de tiempo. Entonces estas tareas también deben tener justificación en el terreno económico. Si no se justifica la decisión a falta de inicial es otra vez Ningún Mantenimiento Programado y si los costos son demasiado elevados, entonces la siguiente decisión a Falta de secundaria es nuevamente el Rediseño.

4.7 CONTEXTO OPERACIONAL

Transportar de forma continua (7x24) la energía demandada por distribución y comercialización desde las barras de 115kV de las subestaciones SSEE conectadas al STN (Sistema de Transmisión Nacional) o de otros agentes hacia el sub-sistema donde alimentamos SSEE propias o de otros agentes a través del STR (Sistema de Transmisión Regional) propio, conocido como el Sistema de Transmisión AT (s-AT) de la compañía (ver figura 8. Diagrama unifilar sistema de A.T). El sistema s-AT se caracteriza por picos de demanda diaria entre las 11:00 y las 13:00 horas y entre las 17:00 a 20:00 horas. Durante los últimos años, el mes de mayor demanda ha sido diciembre y el de menor demanda enero (ver Grafica 5. Curvas de demanda sistema A.T), (ver Gráfica 6. Curva típica demanda diaria LLTT {A} y Gráfica 7. Cargabilidad típica LLTT).

Grafica 5. Curva de demanda s-AT

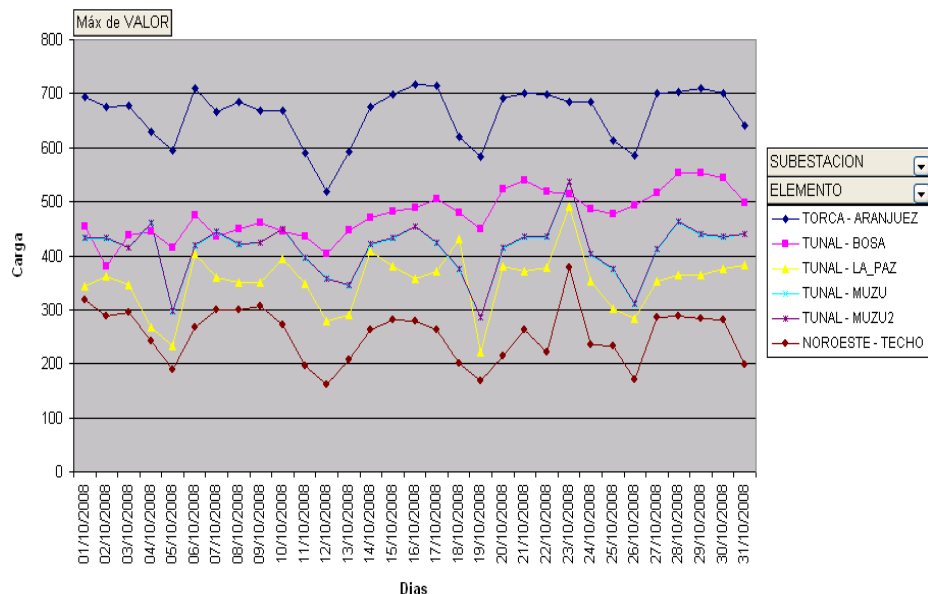


Fuente: SDI “Sistema de Gestión de la Información”, Codensa S.A. ESP.

Grafica 6. Curva de típica demanda de una LLTT



Grafica 7. Curva cargabilidad típica de LLTT



Fuente: SDI “Sistema de Gestión de la Información”, Codensa S.A. ESP.

El s-AT se caracteriza por operar bajo parámetros centrados en disponibilidad, operatividad, flexibilidad, confiabilidad, continuidad y respaldo orientados hacia el cumplimiento de los parámetros de calidad de potencia definidos en la regulación vigente, a costos óptimos y bajo nivel de pérdidas, garantizando el cumplimiento del sistema de gestión ambiental y salud ocupacional y seguridad industrial de la compañía.

El s-AT (Ver figura 32. sistema s-AT) está conformado por los pórticos de las SSEE, los módulos de conexión que incluyen equipos de potencia, control y protección y la propia línea de transmisión LLTT., desarrollando inicialmente el contexto operacional para este último, a saber:

Figura 32. Sistema AT (elementos)



Una LLTT es un circuito eléctrico trifásico de corriente alterna que opera en niveles de tensión de 57.5 kV y 115 kV, conformado por: Cables (guarda, conductor de fase, conductor para comunicaciones), Aisladores, Herrajes, Estructuras de apoyo (apoyos metálicos, apoyos de concreto, cimentación, templetos), Sistema de puesta a tierra y Servidumbres, con mínimo dos (2) módulos de conexión entre nodos eléctricos diferentes (barrajes), (ver gráfica 8. Componentes de una LLTT) la cual utiliza en su recorrido una zona con limitación de dominio a favor de la compañía que se denomina servidumbre y que asocia un corredor que puede compartir uno varios tramos y líneas. Las LLTT en promedio cuentan con un tiempo de operación de 35 años para el sistema de 115 kV y de 50 años para el sistema de 57.5 kV. La compañía dispone de 1,226 Km de red trifásica en LLTT que asocian 900 Km en corredores. Actualmente hay en operación 102 LLTT y 144 corredores.

Figura 33. Componentes de una LLTT



El grupo de mantenimiento de la compañía para LLTT esta soportado en el departamento de líneas de transmisión conformado por un (1) jefe de departamento, dos (2) ingenieros, un supervisor y cuatro (6) técnicos trabajando en el horario habitual de lunes a viernes de 07:30 a 17:30 horas. Para el cumplimiento de trabajos programados, la compañía cuenta con los servicios de

una empresa colaboradora EC con disponibilidad de seis (6) cuadrillas; fuera de éste horario, para la atención de eventos, fallas funcionales FF, se cuenta con un (1) ingeniero y un (1) técnico “disponibles” de la Subgerencia de Mantenimiento y Obras AT quienes reciben los reportes del Centro de Control CLD de la compañía, sobre la ocurrencia de FF totales o parciales de las LLTT y ubican de ser necesario hasta las dos (2) cuadrillas “disponibles” de la EC al mando de un (1) ingeniero.

En un tiempo de aproximadamente diez (10) minutos desde la ocurrencia de la FF se cuenta con el reporte del CLD. Las líneas con relés de protección numéricos “indican” la distancia a la falla facilitando su ubicación en terreno, siempre y cuando se cuente con la posibilidad de consulta remota, dependiendo de la funcionalidad del relé, desde el CLD. De no contarse con la consulta remota, un móvil de operación indaga el relee de forma local, aumentando el tiempo en promedio hasta 20 minutos.

Figura 34. Falla geológica al lado de una torre



Geológicamente, la cordillera oriental, en donde se ubica la infraestructura de LLTT, es inestable. La sabana de Bogotá tiene un alto nivel freático (en promedio 1 mt) y los suelos son de baja capacidad portante y presencia de grietas debido al proceso de desecación en algunas zonas, lo cual desestabiliza las estructuras de apoyo, así mismo, por estar la infraestructura ubicada en zona tropical y la continua poda de árboles ubicados inadecuadamente a lo largo de la zona de servidumbre (actividad que demanda cerca del 70% del presupuesto de mantenimiento), conlleva a que los árboles crezcan permanentemente, afectando el normal operar de las LLTT generando continuas FF totales o parciales que afectan negativamente la disponibilidad de las líneas.

Figura 35. Árbol sobre conductores



Adicionalmente, la política del SGA no está contribuyendo de la mejor manera a MANTENER la función de la LLTT al fomentar la poda como su arma más importante en corredores que por reglamentación RETIE debieran estar libres de árboles de gran altura.

La indisponibilidad de las líneas puede generarse adicionalmente por causas ajenas al propio s-AT, como consecuencia de eventos externos, el desbalance entre oferta y demanda de energía en un sistema de potencia (generación, transmisión, distribución/comercialización), se manifiesta en deslastes de carga a nivel de media tensión, N II, o en condición de sobrecarga en LLTT: Por ejemplo, ante la salida de LLTT del STN o STR, se puede conllevar a la condición no deseada de operar líneas de nuestro sistema a los máximos niveles de cargabilidad, poniendo en riesgo no solo la disponibilidad del s-LLTT sino el suministro de energía para nuestros clientes finales afectando negativamente los índices de calidad del servicio. Las líneas críticas para la operación son: Bosa – Tunal, Noroeste – Techo, Autopista – Torca 1 y 2, Muzú – Tunal 1 y 2, Torca – Aranjuez.

Las condiciones climáticas adversas alteran los tiempos de respuesta para la atención inicial de una FF (diagnóstico) o el desarrollo de una actividad de mantenimiento preventivo sumado al hecho que existen zonas de mínima seguridad ciudadana y de orden público que afectan los tiempos de desplazamiento a las zonas y restringen la ejecución de trabajos, generando un tiempo de desplazamiento hasta el sitio de falla del orden de cuatro (4) horas en promedio para realizar el diagnóstico.

Ante una pérdida de la función o FF se pueden presentar dos situaciones: 1ª) Las funciones primarias se recuperan en un tiempo promedio de seis (6) horas incluyendo generalmente actividades tales como: cambio de aisladores y/o tramo de conductor. 2ª) De presentarse una FF secundaria como consecuencia del primer caso (P. Ej.: estructuras inclinadas) se programa la recuperación total de los parámetros de funcionamiento nominales. En ambos casos, es limitada la posibilidad de hacer reparaciones en horas nocturnas e inclusive por condiciones climáticas y de orden público lo que puede aumentar el tiempo de reparación e indisponibilidad de las LLTT.

Adicionalmente, algunas líneas están operando fuera de normas de estandarización y/o alejándose de diseños adecuados de construcción. La variación del calibre del conductor a lo largo del recorrido de la línea como producto de la realización de obras sobre las LLTT, afectan su estandarización, generando complicaciones tanto en el desarrollo del mantenimiento, al requerirse de mayor stock de repuestos, como en la coordinación de protecciones y en el resultado de los estudios de flujos de carga que no consideran restricciones por calibre de conductor al suponer que en todo su recorrido es igual.

Las LLTT que operan fuera de normas de estandarización debido al cambio de calibre del conductor en su recorrido son: GGCH, CUINCH, ESRFFM, BTSA, BTSU, BTES, BTIA, BTTB, ESZP, BOPV que representan cerca del 10% de la población, y existe una línea que opera con diferente tensión de tendido: ZPUBPD. (50% de tensión de rotura en vez de 20%)

La EC cuenta con un número limitado de repuestos en sus bodegas para la ejecución de mantenimientos correctivos, desafortunadamente existen diferentes "calidades" de los materiales y repuestos disponibles que disminuyen el tiempo medio entre fallos.

Con referencia al manejo de los repuestos para los mantenimientos rutinarios, se evidencia la ausencia de una política para su manejo eficiente que incluya entre otros: discriminación entre el material de obras y el de mantenimiento y un sistema de administración de repuestos en bodega, recepción de repuestos bajo especificación solicitada, verificación de la documentación presentada por los oferentes, control sobre el proceso del fabricante que incluya certificación del producto y proceso de evaluación de ofertas. Sin embargo, está documentada la cantidad mínima de elementos que deben existir en las bodegas de la UAL que los adquiere de acuerdo a especificaciones técnicas.

La contaminación ambiental, que no solo afecta la disponibilidad al aumentar el riesgo de falla por ataque químico a los materiales que conforman la LLTT como lo son sus conductores, cables de guarda, apoyos y sistemas de puesta a tierra, demanda una mayor frecuencia en la realización de tareas preventivas a los activos ubicados en zonas como el Muña, cuenca del río Bogotá, La Calera y El Sol.

Figura 36. Afectación por corrosión ambiental



A la fecha, el departamento de mantenimiento de líneas de transmisión no cuenta con un SISTEMA de gestión de información (CAUSA-RAÍZ) para administrar y gestionar la información asociada a los diferentes eventos presentados en la operación cotidiana de las LLTT. Se elaboran informes de cada evento que incluyen una descripción detallada del mismo, recolección de evidencias, análisis de la falla y conclusiones sin garantizar que los esfuerzos en la búsqueda de la causa que genera la FF y el planteamiento de planes de acción en algunas ocasiones no desarrollados, eviten la ocurrencia nuevamente de estas causas.

El sistema de gestión de información a implementarse, requiere proveerse de información relacionada pero con la que el departamento no cuenta, a saber: Se cuenta con planos de planta y perfil de las estructuras pero faltan los de las construcciones de los cimientos y del sistema de puesta a tierra, adicionalmente se perdió la "copia dura" de la información técnica de árboles de carga de las estructuras para algunas líneas, así mismo, se han "digitalizado" las escrituras de servidumbres existentes, que corresponden solo al 40% del total, sin embargo, se desconoce la ubicación de varias de ellas quedando la alternativa de "rebusque" de la información en copias duras de archivo muerto y visitas a terreno que sirven de argumento en tutelas y derechos de petición en contra de la compañía.

Figura 37. Otras afectaciones en LLTT



Invasión de Servidumbre



Obras civiles y remoción de tierras



Torre Volcada



Bases inundadas



Choque Vehicular



Incendio forestal

4.8 TIPOS DE MANTENIMIENTO CON ENFOQUE EN RCM

Realizado el ejercicio de RCM el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo se define de acuerdo a las tareas establecidas de la siguiente forma:

4.8.1 Mantenimiento Predictivo o a Condición

El mantenimiento predictivo o mantenimiento a condición consiste en la búsqueda de indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que ocurra.

Estas tareas incluyen: Inspección visual, monitoreo (ej. Tomografía, Ultrasonido), chequeos (ej. Medición de Puestas a Tierra). Tienen en común que la decisión de realizar o no una acción correctiva depende de la condición medida. Es decir, debe haber síntomas claros de que la falla está en el proceso de ocurrir.

Tareas a condición: Para que una tarea a condición sea posible, debe existir alguna condición física identificable que anticipe la ocurrencia de la falla. Por ejemplo, una inspección visual de un elemento solo tiene sentido si existe algún síntoma de falla que pueda detectarse visualmente o a través de herramientas tecnológicas. Además de existir un claro síntoma de falla, el tiempo desde el síntoma hasta la falla funcional debe ser suficientemente largo para ser de utilidad.

La frecuencia de una tarea a condición se determina entonces en función del tiempo que pasa entre el síntoma y la falla

4.8.2 Mantenimiento Preventivo (Sustitución o reacondicionamiento cíclico)

El mantenimiento preventivo se refiere a aquellas tareas de sustitución o re trabajo hechas a intervalos fijos independientemente del estado del elemento o componente.

Tareas de Reacondicionamiento Cíclico: Se requiere de un reacondicionamiento cíclico del componente. Estas tareas solo son validas si existe un patrón de desgaste: es decir, si la probabilidad de falla aumenta rápidamente después de superada la vida útil del elemento.

Tareas de Sustitución Cíclica: Se requiere de la sustitución del componente. Estas tareas solo son validas si existe un patrón de desgaste: es decir, si la probabilidad de falla aumenta rápidamente después de superada la vida útil del elemento.

4.8.3 Mantenimiento Correctivo o Trabajo a la Rotura

Si se decide que no se hará ninguna tarea proactiva (predictiva o preventiva) para manejar una falla, sino que se reparará la misma una vez que ocurra, entonces el mantenimiento elegido es un mantenimiento correctivo. ¿Cuándo conviene este tipo de mantenimiento? Cuando el costo de la falla (directos indirectos) es menor que el costo de la prevención, o cuando no puede hacerse ninguna tarea proactiva y no se justifica realizar un rediseño del equipo. Esta opción solo es válida en caso que la falla no tenga consecuencias sobre la seguridad o el medio ambiente. Caso contrario, es obligatorio hacer algo para reducir o eliminar las consecuencias de la falla.

4.8.4 Mantenimiento Detectivo o Búsqueda de Fallas

El mantenimiento detectivo o de búsqueda de fallas consiste en la prueba de dispositivos de protección bajo condiciones controladas, para asegurarse que estos dispositivos serán capaces de brindar la protección requerida cuando sean necesarios. En el mantenimiento detectivo no se está reparando un elemento que fallo (mantenimiento correctivo), no se está cambiando ni reacondicionando un elemento antes de su vida útil (mantenimiento preventivo), ni se están buscando síntomas de que una falla esta en el proceso de ocurrir (mantenimiento predictivo).

4.5 TAREAS – RESULTADO DEL RCM

En los siguientes cuadros se describe las tareas propuestas por responsable de la ejecución de la tarea y su frecuencia.

7.1.4.5.1 Tareas a Condición

7.1.4.1. Conductor de fase y cable de guarda

COD	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A1	Conductor de fase degradado por vida útil	Verificar las flechas y determinar las condiciones mecánicas del conductor con pruebas de laboratorio o con equipos de diagnostico de conductores, dependiendo de los resultados se debe cambiar el conductor.	10 años	DPTO MTO LT
2A13	Ausencia de cable de guarda por RETIRO TEMPORAL	TAREA A CONDICION: 1- Instalación de cable de guarda en las estructuras donde se realizo el retiro de éste. 2- Diseño de procedimiento para mantenimiento de puestas a tierra. 3- Implementar el uso de suelos artificiales como norma de construcción.	CADA VEZ	DPTO MANTO LT

Con formato: Numeración y viñetas

Herrajes

COD	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A49	Herraje (adaptado r) de conductor de fase roto por CORROSION	1- Ejecución de inspecciones visuales en las zonas de alta corrosión con una frecuencia de mínimo una vez cada año. 2- Realizar el reemplazo de herrajes afectados por la corrosión. 3- Implementar el uso de productos que alarguen el tiempo de vida de los	ANUAL	DPTO MTO LT

Apoyos

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A77	Apoyo (torre) colapsado por EROSION	Inspecciones visuales. Una vez se evidencia la condición de falla potencial se realizan las siguientes tareas: 1. levantamientos topográficos 2. Estudios de suelos y geotécnico 3. obras de estabilización y manejo de aguas (trincho, gaviones, muros de concreto	Semestral	DPTO MTO LT
1A78	Apoyo (poste) colapsado por EROSION	Inspecciones visuales. Una vez se evidencia la condición de falla potencial se realizan las siguientes tareas: 1. levantamientos topográficos 2. Estudios de suelos y geotécnico 3. obras de estabilización y manejo de aguas (trincho, gaviones, muros de con	Semestral	DPTO MANTO LT

Cable tensor

COD	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A81	Cable Tensor (Templete de Acero) cortado por EROSION	Inspecciones visuales. Una vez se evidencia la condición de falla potencial se realizan las siguientes tareas: 1. levantamientos topográficos 2. Estudios de suelos y geotécnico 3. obras de estabilización y manejo de aguas (trincho, gaviones, muros de con	Semestral	DPTO MANTO LT

Puesta a tierra

COD	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A88	Puesta a tierra degradada por VIDA UTIL	TAREA A CONDICION: 1- Realizar medición de puesta a tierra, según procedimiento establecido se requiere el reemplazo de la puesta a tierra donde se detecte valores mayores a 20 ohm. NOTA: Estimar la vida útil del sistema de puesta a tierra mediante la ge	CADA 5 AÑOS	DPTO MANTO LT
2A10	Puesta a tierra rota por corrosión	TAREA A CONDICION: 1- Programar medición de resistencia de puesta a tierra, si el valor supera lo establecido por la norma y se evidencia corrosión, se reemplaza la puesta a tierra. NOTA: Se estima una vida útil del sistema de puesta a tierra de 15 años	CADA 10 AÑOS	DPTO MANTO LT

Fibra Óptica

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
3A2	Fibra óptica rota por árboles	TAREA A CONDICION: Realizar inspección visual periódica, si encuentra un árbol de gran altura dentro o fuera de la zona de servidumbre y con peligro de volcamiento se realiza tala del árbol. Nota: Esta actividad hace parte del programa de despeje forestal	Anual	DPTO MANTO LT
3B4	Fibra óptica atenuada por chaqueta rota	TAREA A CONDICION: Ejecutar inspección visual y posterior adecuación de requerirse en puntos de sujeción (suspensión o retención) adicionalmente se debe hacer pruebas.	Cada 5 años	DPTO MANTO LT

Seguridad a las personas

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICI AL	A_REALIZAR_P OR
2A2	Distancias de seguridad fuera de especificación	TAREA A CONDICION: 1- Inspecciones visuales en busca de la falla potencial, de acuerdo al procedimiento establecido para verificar las distancias mínimas de seguridad. Producto de estos resultados se desarrollaran las siguientes tareas: 1.	CADA 5 AÑOS	DPTO MANTO LT

4.5.2 Tareas de Reacondicionamiento Cíclico

Conductor de fase y cable de guarda

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICI AL	A_REALIZAR_P OR
1A2	Conductor de fase cortado por OPERACIÓN FUERA DE ESPECIFICACION DEL INTERRUPTOR DEL MODULO DE CONEXIÓN	Mantenimiento de Subestaciones debe reponer la lubricación según la recomendación del fabricante aplicado al interruptor de potencia.	ANUAL	DPTO MTO SUBESTACIONES
1A1 5	Conductor de fase cortocircuitado por DESCARGA ATMOSFERICA (RAYO)	1- Utilización de nuevas tecnologías (drenadores) que minimicen el impacto de las descargas atmosféricas en cables de guarda. 2- Diseño de procedimiento para mantenimiento de puestas a tierra. 3- Reevaluar diseño de puesta a tierra del cable de guarda.	UNICA VEZ	DPTO MANTO LT, Obras, Normas.

Aisladores

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICI AL	A_REALIZAR_P OR
1A3 4	AISLADOR roto por DESCARGA ATMOSFERI CA (RAYO)	1- Utilización de nuevas tecnologías (drenadores) que minimicen el impacto de las descargas atmosféricas en aisladores. 2- Diseño de procedimiento para mantenimiento de puestas a tierra. 3- Reevaluar diseño de puesta a tierra del cable de guarda (conexión)	Única vez	DPTO MANTO LT, Obras, Normas.
1A4 1	AISLADOR quemado por DESCARGA ATMOSFERI CA	1- Utilización de nuevas tecnologías (drenadores) que minimicen el impacto de las descargas atmosféricas en aisladores. 2- Diseño de procedimiento para mantenimiento de puestas a tierra. 3- Reevaluar diseño de puesta a tierra del cable de guarda (conexión)	Única vez	DPTO MANTO LT, DPTO OBRAS AT

Fibra Óptica

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICI AL	A_REALIZAR_PO R
3A8	Fibra óptica rota por contracción dentro de caja porta empalme	REACONDICIONAMIENTO CICLICO: Ejecutar mantenimiento preventivo en cajas porta empalme que incluya reacomodamiento de los hilos de fibra óptica, reemplazo de sílica, y pruebas.	Cada 5 años	DPTO MANTO LT
3B1	Fibra óptica atenuada por contracción de fibras en cajas porta empalme	REACONDICIONAMIENTO CICLICO: Ejecutar mantenimiento preventivo en cajas porta empalme que incluya reacomodamiento de los hilos de fibra óptica y reemplazo de fijación mecánica adicionalmente se debe hacer pruebas.	Cada 5 años	DPTO MANTO LT

3B2	Fibra óptica atenuada por humedad	REACONDICIONAMIENTO CICLICO: Ejecutar mantenimiento preventivo en cajas porta empalme que incluya extracción de humedad, reemplazo de sílica y sellos y adecuación de prensaestopas mediante la aplicación de silicona adicionalmente se debe hacer pruebas.	No	3 Años	DPTO MANTO LT
-----	-----------------------------------	---	----	--------	---------------

4.5.3 Tareas de Sustitución Cíclica

Conductor de fase y cable de guarda

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
2A1 4	Cable de guarda caído por DEGRADACION DE MATERIAL	SUSTITUCION CICLICA: 1- Determinar las condiciones mecánicas del conductor con pruebas de laboratorio en las líneas más antiguas (mayor o igual a 50 años) dependiendo de los resultados se toman acciones recomendadas.(repetir cada 5 años)	CADA 5 AÑOS	DPTO MANTO LT

Aisladores

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A3 1	AISLADOR roto por DEGRADACION DE MATERIAL	1- Realizar inspección en los trayectos de las líneas para determinar la sustitución de las cadenas aisladores. NOTA: Actualmente se realiza la sustitución del aislador donde se evidencia su deterioro, en el año se están sustituyendo 100 aisladores par	Anual	DPTO MANTO LT

1A4 3	AISLADOR quemado por POLUCION	1- Reemplazo de cadenas de aisladores en líneas donde se evidencia polución (US-CL, CL-SAN, CL-TO, BA-FA, CO-BA, BA-FO, BA-MO, CO-CK, VI-CQ-LR, GV-UL, GV-MB) 2- Implementar el uso de aisladores diseñados para operación en ambientes de alta polución	1- Anual 2- Única vez.	DPTO MANTO LT
----------	-------------------------------	---	---------------------------	---------------

Apoyos

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A6 2	Apoyo (poste) colapsado por CORROSION	Realizar un inventario de los postes que actualmente tienen una vida mayor a 50 años y que se encuentren en ambientes altamente contaminantes (salinidad, acidez, polución, etc.), se realiza pruebas de corrosión aleatoriamente y se determina el reemplazo de	UNICA VEZ	DPTO MTO LT

Herrajes

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A4 5	Herraje (adaptador) de conductor de fase roto por DEGRADACION MATERIAL	1- Realizar inspección de estado de superficies de contacto entre herrajes para determinar su sustitución haciendo énfasis en estructuras más antiguas. >70 años cada 3 años >40 < 70 años cada 5 años >20 < 40 años cada 10 años <20 años	Triannual	DPTO MANTO LT

Fibra Óptica

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
3A1	Fibra óptica rota por vida útil	SUSTITUCION CICLICA: Sustituir el tendido de fibra óptica una vez cumplida la vida útil determinada por el fabricante.	25 Años	DPTO MANTO LT

Seguridad a las personas

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICI AL	A_REALIZAR_PO R
2A8	Componente roto por cumplimiento de vida útil.	SUSTITUCION CICLICA: 1- Sustitución cíclica de los componentes de las líneas de acuerdo a la norma técnica de vida útil. NOTA: Se debe elaborar la norma técnica que defina la vida útil de cada uno de los componentes de la línea de transmisión.	CADA VEZ	DPTO MANTO LT

4.5.4 Combinación de Tareas

Conductor de fase y cable de guarda

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICI AL	A_REALIZAR_P OR
1A4	Conductor de fase cortado por ÁRBOLES	COMBINACION TAREAS: 1. Realizar inspección visual periódica, si encuentra un árbol limitando al conductor de fase cerca de los 2 m se realiza poda del árbol. 2. Talar las especies que se encuentren en la zona de servidumbre y que incumplan con las distan	1. SEMESTRAL Y CADA 4 MESES EN ZONAS CRÍTICAS. 2.UNICA VEZ	DPTO MANTO LT
1A1 3	Crecimiento excesivo de árboles limitantes a la línea	COMBINACION TAREAS: 1. Realizar inspección visual periódica, si encuentra un árbol limitando al conductor de fase cerca de los 2 m se realiza poda del árbol. 2. Talar las especies que se encuentren en la zona de servidumbre. Dando estricto cumplimiento a	1. SEMESTRAL Y CADA 4 MESES EN ZONAS CRÍTICAS. 2.UNICA VEZ	DPTO MANTO LT

Apoyos

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICI AL	A_REALIZAR_P OR
1A6 0	Apoyo (poste) colapsado por ÁRBOLES	COMBINACION TAREAS: 1. Realizar inspección visual periódica, para identificar árboles con alta probabilidad de volcamiento sobre el poste, dentro o fuera de la zona de servidumbre. 2. Talar los árboles que tengan probabilidad de volcamiento. 3. Ejecutar	1. SEMESTRAL Y CADA 4 MESES EN ZONAS CRÍTICAS. 2. UNICA VEZ 3. UNICA VEZ	DPTO MTO L.T.
1A6 1	Apoyo (poste) colapsado por RIADA, ALUVION	Realizar inspecciones en épocas de invierno a las zonas cercanas a ríos o lagos, verificando las condiciones de nivel de las aguas, desprendimiento de tierras en las laderas del cauce y con probabilidad de afectar las bases de los postes. Generar informe	ANUAL	DPTO MTO L.T.
1A7 0	Apoyo (torre) colapsado por ÁRBOLES	COMBINACION TAREAS: 1. Realizar inspección visual periódica, para identificar árboles con alta probabilidad de volcamiento sobre la torre, dentro o fuera de la zona de servidumbre. 2. Talar los árboles que tengan probabilidad de volcamiento. 3. Ejecutar	1. SEMESTRAL Y CADA 4 MESES EN ZONAS CRÍTICAS. 2. UNICA VEZ 3. UNICA VEZ	DPTO MTO LT
1A7 1	Apoyo (torre) colapsado por RIADA, ALUVION	Realizar inspecciones en épocas de invierno a las zonas cercanas a ríos o lagos, verificando las condiciones de nivel de las aguas, desprendimiento de tierras en las laderas del cauce y con probabilidad de afectar las bases de las torres. Generar informe	ANUAL	DPTO MTO LT

Cable Tensor

COD	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A79	Cable Tensor (conjunto de anclaje) cortado por CORROSION	Combinación de tareas: 1. inspección visual (aprovechando inspección de otras partes del sistema). 2. Determinar condición de falla potencial, se procede a sustituir el conjunto de anclaje. 3. Sustitución cíclica del conjunto de anclaje por línea.	1. semestral 3. 20 años	DPTO MANTO LT
1A84	Cable Tensor (Templete de Acero) cortado por ÁRBOLES	COMBINACION TAREAS: 1. Realizar inspección visual periódica, para identificar árboles con alta probabilidad de volcamiento sobre los cables tensores, dentro o fuera de la zona de servidumbre. 2. Talar los árboles que tengan probabilidad de volcamiento. 3	1. SEMESTRAL Y CADA 4 MESES EN ZONAS CRÍTICAS.	DPTO MANTO LT

Seguridad a las personas

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
2A9	Escalera o pernos escalatorios rotos por corrosión	COMBINACION DE TAREAS: 1- Ejecución de inspecciones visuales para verificar el grado de corrosión (perdida de material) 2- De acuerdo al grado de corrosión se realiza mantenimiento o se realiza su reemplazo.	CADA 5 AÑOS	DPTO MANTO LT

4.5.5 Ningún Mantenimiento Programado o Rediseño Justificado

Conductor de fase y cable de guarda

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPU ESTAS	FRECUENCIA_INI CIAL	A_REALIZAR_P OR
1A1 1	Conductor de fase cortocircuitado por INTERVENCIÓN FUERA DE ESPECIFICACIÓN	REDISEÑO: 1- Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento para recepción de obras y actividades de mantenimiento. Darle el estatus de política de la Gerencia Técnica.	UNICA VEZ	Subgerencia AT
1A1 4	Conductor de fase cortocircuitado por CUERPO EXTRAÑO	Ningún mantenimiento programado		
1A1 6	Conductor de fase cortocircuitado por VIENTO	Ningún mantenimiento programado		
1A1 7	Conductor de fase cortocircuitado por SISMO O TEMBLOR	Ningún mantenimiento programado		
1A1 9	Conductor de fase cortocircuitado por ACTIVIDADES DE TERCEROS	REDISEÑO: Socialización de riesgos por electrocución a la comunidad y capacitación a compañías de terceros que pueden interactuar con la infraestructura LLTT. Establecer el procedimiento de denuncias a través de la Gerencia Jurídica o con el área que aplica	1 AÑO	1 Área Promoción y Desarrollo, 2 Dpto. Concesiones y servidumbres 3 Gerencia Jurídica 4 Gerencia Imagen y Comunicación.
1A2 0	Conductor de fase cortocircuitado por INCENDIO	Ningún mantenimiento programado		
1A2 4	Conductor de fase cortocircuitado por COMETA o VOLANTIN	1-Intervención en línea viva (inspecciones y retiro de cometas) en los meses de agosto y septiembre. Recurso necesario 2 cuadrillas. 2- Focalizar campañas no solo en parques, también en lugares residenciales, 3- Adaptar las técnicas ejecutadas por mto.	ANUAL	DPTO MANTO LT

1A30	Conductor de guarda roto por SISMO O TEMBLOR	Ningún mantenimiento programado		
------	--	---------------------------------	--	--

7.1.1.

Con formato: Numeración y viñetas

Aisladores

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A36	AISLADOR averiado por VANDALISMO	REDISEÑO: 1- Incluir la infraestructura del sistema AT en las campañas de comunicación realizadas a la sociedad por la Gerencia de comunicación y la unidad de investigaciones especiales. 2- Charla informativa a las empresas colaboradoras para que ayuden c	Anual	Dpto. concesiones y servidumbres, área jurídica, gerencia de comunicación, DPTO MANTO LT
1A37	AISLADOR quemado por INTERVENCIÓN FUERA DE ESPECIFICACION	REDISEÑO: Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento para recepción de obras y actividades de mantenimiento. Darle el estatus de política de la Gerencia Técnica.	UNICA VEZ	DPTO MANTO LT
1A38	AISLADOR quemado por MONTAJE FUERA DE ESPECIFICACION	REDISEÑO: 1- Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento para diseño ejecución recepción y garantía de obras. Darle el estatus de política de la Gerencia Técnica. 2- Acompañamiento del departamento de mantenimiento líneas A.T. en	1- Única vez 2- Cada vez	Subgerencia de A.T.
1A40	AISLADOR quemado por CUERPO EXTRAÑO	1-Intervención en línea viva (inspecciones y retiro de elemento extraño)	Cada vez	DPTO MANTO LT
1A44	AISLADOR quemado por COMETA (VOLANTIN)	1-Intervención en línea viva (inspecciones y retiro de cometas) en los meses de agosto y septiembre. Recurso necesario 2 cuadrillas. 2- Focalizar campañas no solo en parques, también en lugares residenciales.	Anual	DPTO MANTO LT

		Nota: Actualmente se dispone de una cuadrilla		
--	--	---	--	--

Herrajes

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A56	Herraje (conector) de conductor de fase montado FUERA DE ESPECIFICACION	Rediseño: Capacitación y estricta aplicación del procedimiento para instalación de conectores en conductores de fase (limpieza, troqué, ensamblaje.). Nota: En los procedimientos formalizar los registros necesarios para evidenciar la correcta ejecución de	Anual	Empresa Colaboradora, DPTO MANTO LT

Apoyos

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A63	Apoyo (poste) colapsado por SISMO O TEMBLOR	Ningún mantenimiento programado, se realiza todas las actividades necesarias para recuperar su función.	CADA VEZ	DPTO MTO LT
1A66	Apoyo (poste) colapsado por TERRORISMO	Ningún mantenimiento programado, se realiza todas las actividades necesarias para recuperar su función.	CADA VEZ	DPTO MTO LT
1A72	Apoyo (torre) colapsado por SISMO O TEMBLOR	Ningún mantenimiento programado, se realiza todas las actividades necesarias para recuperar su función.	CADA VEZ	DPTO MTO LT
1A75	Apoyo (torre) colapsado por VANDALISMO	REDISEÑO: 1- Incluir la infraestructura del sistema AT en las campañas de comunicación realizadas a la sociedad por la Gerencia de comunicación y la unidad de investigaciones especiales. 2- Charla informativa a las empresas colaboradoras para que ayuden c	Anual	Dpto. concesiones y servidumbres, área jurídica, gerencia de comunicación, DPTO MANTO LT

1A76	Apoyo (torre) colapsado por TERRORISMO	Ningún mantenimiento programado, se realiza todas las actividades necesarias para recuperar su función.	Cada vez	DPTO MTO LT
------	--	---	----------	-------------

Cable Tensor

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A80	Cable Tensor (Templete de Acero) cortado por MOVIMIENTO NATURAL DE TIERRAS (TEMBLOR O SISMO)	Ningún mantenimiento programado, se realiza todas las actividades necesarias para recuperar su función.	Cada vez	DPTO MANTO LT

Fibra Óptica

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
3A3	Fibra óptica rota por descargas atmosféricas	NINGUN MANTENIMIENTO PROGRAMADO	Cada vez	DPTO MANTO LT
3A4	Fibra óptica rota por cometa o volantín	REDISEÑO: 1- Analizar la viabilidad de reemplazar la fibra tipo ADLASH por otro tipo en zonas detectadas de alto impacto por elevación de cometas. 2- Realizar campañas de prevención de elevación de cometas en las zonas de alto impacto por este modo de fa	1- Única vez 2. Anual.	1-DPTO MANTO LT 2-Gerencia de comunicación.

3A5	Fibra óptica roto por vandalismo	<p>REDISEÑO: Realizar campañas de socialización de riesgos a los que son expuestos por el vandalismo e informar sobre las formas de denuncia a través de la compañía y las autoridades competentes.</p> <p>Nota: Establecer el procedimiento de denuncias legales</p>	Cada vez	Gerencia Imagen y Comunicación,
3A6	Fibra óptica rota por degradación de material	NINGUN MANTENIMIENTO PROGRAMADO	Cada vez	DPTO MANTO LT
3A7	Fibra óptica rota por error de montaje	<p>REDISEÑO: Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento para tendido y mantenimiento de la red de Fibra óptica de acuerdo a los criterios del fabricante.</p>	Única vez	Departamentos Obras A.T y DPTO MANTO LT
3A9	Fibra óptica rota por actividades de terceros	<p>REDISEÑO: Se debe hacer campañas de socialización de y capacitación a compañías de terceros que pueden interactuar con la infraestructura de fibra óptica subterránea.</p>	CADA VEZ QUE SE REQUIERA	Departamento Imagen y comunicación
3A10	Fibra óptica rota por incendio	NINGUN MANTENIMIENTO PROGRAMADO SE TRABAJA A LA FALLA	Cada vez que ocurra	DPTO MANTO LT
3B3	Fibra óptica atenuada por error de montaje	<p>REDISEÑO: Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento para tendido y mantenimiento de la red de Fibra óptica de acuerdo a los criterios del fabricante y necesidades propias.</p>	Cada vez	Departamentos Obras A.T y DPTO MANTO LT

4.5.6 Rediseño Obligatorio

Conductor de fase y cable de guarda

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INIC IAL	A_REALIZAR_P OR
1A3	Conductor de fase cortado por MATERIAL FUERA DE ESPECIFICACION (MALA CALIDAD)	<p>REDISEÑO:</p> <p>En la compra de materiales se debe cumplir con lo siguiente:</p> <p>1- Exigencia de certificación de producto y procesos (ISO).</p> <p>2- Ejecución de pruebas tipo y de rotura según muestra establecida</p> <p>3- Estandarización de proveedores basado en la calidad h</p>	CADA VEZ	APROVISIONAMIENTO
1A5	Conductor de fase roto por corrosión	<p>REDISEÑO:</p> <p>Reemplazar 100 km de cable ACSR de fase con un tipo de conductor AAAC el cual tiene mayor resistencia a la corrosión. Aplicar a las zonas de alta contaminación como: influencia del río Bogotá CO-UM CO-LA LA-S2, S2-M3, M3-MU, MU-SC, CA-MU, CO-BA</p>	UNICA VEZ	DPTO MANTO LT
1A7	Conductor de fase cortado por ACTIVIDADES DE TERCEROS	<p>REDISEÑO:</p> <p>Se debe hacer campañas de socialización de riesgos por electrocución a la comunidad colindante con las líneas y capacitación a compañías de terceros que pueden interactuar con la infraestructura LLTT.</p> <p>Nota: Establecer el procedimiento de denuncias</p>	CADA VEZ QUE SE REQUIERA	Gerencia Imagen y Comunicación.
1A8	Conductor de fase cortado por VANDALISMO	<p>REDISEÑO:</p> <p>Realizar campañas de socialización de riesgos a los que son expuestos por el vandalismo e informar sobre las formas de denuncia a través de la compañía y las autoridades competentes.</p> <p>Nota: Establecer el procedimiento de denuncias legales</p>	CADA VEZ	Gerencia Imagen y Comunicación.

1A1 0	Conductor de fase cortocircuitado por MANIOBRA FUERA DE ESPECIFICACION (Error Humano)	REDISEÑO: Dar a conocer los procedimientos de maniobra, implementando un listado de chequeo donde se verifique las condiciones para normalización (ej. aterrizamientos realizados en la línea y módulos en la subestación). Capacitar a todo personal operativo	CADA AÑO	CCC, DAO, DPTO MANTO LT.
1A2 1	Conductor de fase cortocircuitado por PERSONA ACCIDENTAL	REDISEÑO: 1. Socialización de riesgos por electrocución a la comunidad. 2. Para el caso de nuevas construcciones (invasión de servidumbre) establecer con la Gerencia Jurídica el procedimiento a seguir con el fin de conservar la zona de servidumbre.	1. SEMESTRAL 2. única vez	1 Área Promoción y Desarrollo, 2 Dpto. Concesiones y servidumbres 3 Gerencia Jurídica 4 Gerencia Imagen y Comunicación.
1A2 2	Conductor de fase cortocircuitado por VANDALISMO ROBO	REDISEÑO: 1- Incluir la infraestructura del sistema AT en las campañas de comunicación realizadas a la sociedad por la Gerencia de comunicación y la unidad de investigaciones especiales. 2- Charla informativa a las empresas colaboradoras para que ayuden c	ANUAL	Gerencia Imagen y Comunicación.
1A2 3	Conductor de fase cortocircuitado por VEHICULO ALTO O CARGA ALTA	REDISEÑO: 1- Elaboración de procedimiento con las áreas asociadas (Mtto líneas, jurídica, seguridad industrial, servidumbres, comunicación) para actuación en caso de afectación de la infraestructura por parte de terceros. 2- Elaboración de instructivo	CADA VEZ QUE SE REQUIERA	DPTO MANTO LT, Gerencia Jurídica, Dpto. Concesiones y servidumbres, Gerencia Imagen y Comunicación.
1A2 5	Conductor de guarda roto por DEGRADACION DE MATERIAL	REDISEÑO: 1- Determinar las condiciones mecánicas del conductor con pruebas de laboratorio en las líneas más antiguas (mayor o igual a 50 años) dependiendo de los resultados se toman acciones recomendadas.(repetir cada 5 años	50 AÑOS	DPTO MANTO LT

1A2 6	Conductor de guarda roto por FALLO MATERIAL (CALIDAD)	<p>REDISEÑO:</p> <p>1- Exigencia de certificación de producto y procesos (ISO) para todas las compras.</p> <p>2- Ejecución de pruebas tipo y de rotura según muestra establecida</p> <p>3- Estandarización de proveedores basado en la calidad histórica de productos (ranking de proveedores)</p>	CADA VEZ	Área de normas y aprovisionamiento
1A2 7	Conductor de guarda roto por ÁRBOLES	<p>REDISEÑO:</p> <p>1- Talar especies foráneas.</p> <p>2- Aplicar norma existente (LAT 251) sobre servidumbres y garantizar su preservación a través del tiempo.</p> <p>3- Mejorar la prestación del servicio de la U.M.A. en relación a funciones, tiempos d</p>	UNICA VEZ Y 6 MESES PARA MANTENIMIENTO DE ZONAS DE SERVIDUMBRE	DPTO MANTO LT U.M.A. Dpto. servidumbres, Dpto. Obras.
1A2 8	Conductor de guarda roto por DESCARGA ATMOSFERICA (RAYO)	<p>REDISEÑO:</p> <p>1- Utilización de nuevas tecnologías (drenadores) que minimicen el impacto de las descargas atmosféricas en cables de guarda.</p> <p>2- Diseño de procedimiento para mantenimiento de puestas a tierra.</p> <p>3- Reevaluar diseño de puesta a tierra del cable de</p>	UNICA VEZ	DPTO MANTO LT ,NORMAS E INGENIERIA.
1A2 9	Conductor de guarda roto por CORROSION	<p>REDISEÑO:</p> <p>Reemplazar 100 km de cable de guarda con un tipo de conductor ALUMOWELD el cual tiene mayor resistencia a la corrosión. Aplicar a las zonas de alta contaminación como: influencia del río Bogotá CO-UM CO-LA LA-S2, S2-M3, M3-MU, MU-SC, CA-MU, CO-B</p>	UNICA VEZ	DPTO MANTO LT

Aisladores

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_I NICIAL	A_REALIZAR _POR
1A3 2	AISLADOR roto por INTERVENC ION FUERA DE ESPECIFICA CION	REDISEÑO: Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento para recepción de obras y actividades de mantenimiento. Darle el estatus de política de la Gerencia Técnica	UNICA VEZ	GERENCIA TECNICA Y SUBGERENCI A A.T.
1A3 3	AISLADOR roto por MATERIAL FUERA DE ESPECIFICA CION (CALIDAD)	REDISEÑO: 1- Exigencia de certificación de producto y procesos (ISO) para todas las compras. 2- Ejecución de pruebas tipo y de rotura según muestra establecida 3- Estandarización de proveedores basado en la calidad histórica de productos (ranking de proveedores)	CADA VEZ	AREA NORMAS Y APROVISION AMIENTO
1A3 5	AISLADOR roto por CORROSION	REDISEÑO: 1- Realizar inspección en los trayectos de las líneas para determinar la sustitución de las cadenas aisladores. 2- Actualmente se realiza la sustitución de aisladores donde se evidencia corrosión, en el año se están sustituyendo 300 aisladores	UNICA VEZ	DPTO MANTO LT

Herrajes

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_I NICIAL	A_REALIZAR _POR
1A4 6	Herraje (adaptador) de conductor de fase roto por INTERVENC ION FUERA DE ESPECIFICA CION	1- Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento para recepción de obras y actividades de mantenimiento. Darle el estatus de política de la Gerencia Técnica 2- Escoger objetivamente el personal que ejecuta el mantenimiento a través d	1- Única vez 2- Cada vez 3- Única vez	DPTO MANTO LT. Gerencia RR/HH

1A47	Herraje (adaptador) de conductor de fase roto por MONTAJE O INSTALACION FUERA DE ESPECIFICACION (5-a)	REDISEÑO: 1- Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento para construcción de obras. 2- Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento para recepción de obras. Darle el estatus de política de la Gerencia Técnica	UNICA VEZ 2- Única vez 3- Cada vez 4- Única vez 5- Única vez 4-	DPTO MANTO LT Gerencia RR/HH
1A48	Herraje (adaptador) de conductor de fase roto por MATERIAL FUERA DE ESPECIFICACION (CALIDAD)	REDISEÑO: 1- Exigencia de certificación de producto y procesos (ISO) para todas las compras. 2- Ejecución de pruebas tipo y de rotura según muestra establecida 3- Estandarización de proveedores basado en la calidad histórica de productos (ranking de proveedores)	CADA VEZ	AREA NORMAS Y APROVISIONAMIENTO
1A50	Herraje (adaptador) de cable de guarda roto por DEGRADACION MATERIAL	REDISEÑO: 1- Determinar las condiciones mecánicas del herraje con pruebas de laboratorio en las líneas más antiguas (mayor o igual a 50 años) dependiendo de los resultados se toman acciones recomendadas (repetir cada 5 años). 2- Ejecutar un único análisis	50 AÑOS	DPTO MANTO LT
1A51	Herraje (adaptador) de cable de guarda roto por MANTENIMIENTO FUERA DE ESPECIFICACION	REDISEÑO: 1- Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento para ejecución recepción y garantía de trabajos de mantenimiento. Darle el estatus de política de la Gerencia Técnica. 2- Acompañamiento del departamento de mantenimiento líneas	1- UNICA VEZ 2- CADA VEZ	DPTO MANTO LT SUBGERENCIA TECNICA.
1A52	Herraje (adaptador) de cable de guarda roto por MONTAJE O INSTALACION FUERA DE ESPECIFICACION	REDISEÑO: 1- Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento para diseño ejecución recepción y garantía de obras. Darle el estatus de política de la Gerencia Técnica. 2- Acompañamiento del departamento de mantenimiento líneas A.T. en	1- UNICA VEZ 2- CADA VEZ	SUBGERENCIA DE A.T.

1A5 3	Herraje (adaptador) de cable de guarda roto por MATERIAL FUERA DE ESPECIFICACION (CALIDAD)	<p>REDISEÑO:</p> <p>1- Exigencia de certificación de producto y procesos (ISO) para todas las compras.</p> <p>2- Ejecución de pruebas tipo y de rotura según muestra establecida</p> <p>3- Estandarización de proveedores basado en la calidad histórica de productos (ranking de proveedores)</p>	CADA VEZ	AREA NORMAS Y APROVISIONAMIENTO
1A5 4	Herraje (adaptador) de cable de guarda corroído	<p>REDISEÑO:</p> <p>Reemplazar los herrajes de 300 apoyos con un tipo de herraje con mayor resistencia a la corrosión.</p> <p>Aplicar a las zonas de alta contaminación como: influencia del río Bogotá CO-UM CO-LA LA-S2, S2-M3, M3-MU, MU-SC, CA-MU, CO-BA, CO-CK, BA-FO</p>	UNICA VEZ	DPTO MANTO LT
1A5 5	Herraje (Empalme o grapa de compresión) de conductor de fase montado fuera de especificación.	<p>REDISEÑO:</p> <p>Capacitación y estricta aplicación del procedimiento para elaboración de empalmes en conductores de fase (limpieza, distancias de corte, presión de pochado, etc.).</p> <p>Nota: En los procedimientos formalizar los registros necesarios para evidenciar</p>	ANUAL	EMPRESA COLABORADORA, DPTO MANTO LT

Apoyos

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_I NICIAL	A_REALIZAR _POR
1A5 7	Poste colapsado por MONTAJE O INSTALACION FUERA DE ESPECIFICACION	<p>REDISEÑO:</p> <p>Estricta aplicación del procedimiento para construcción de obras, donde se debe contar con el personal idóneo, las herramientas y equipos requeridos y la utilización del material adecuado para su montaje.</p> <p>Supervisión y firma de protocolos de recepción de obras</p>	ANUAL	DPTO MANTO LT
1A5 8	Poste colapsado por ERROR DE DISEÑO	<p>REDISEÑO:</p> <p>Aplicación de Sistemas de Gestión, que garanticen el cumplimiento y aplicación de las normas, con los recursos necesarios para la supervisión y auditorias. Cumpliendo con las normas de calidad.</p>	Cada vez	EMPRESAS COLABORADORA, DPTO PROYECTOS A.T.

1A5 9	Poste colapsado por MATERIAL FUERA DE ESPECIFICACION	<p>REDISEÑO: En la compra de materiales se debe cumplir con lo siguiente:</p> <p>1- Exigencia de certificación de producto y procesos (ISO). 2- Ejecución de pruebas tipo y de rotura según muestra establecida 3- Estandarización de proveedores basado en la calidad h</p>	CADA VEZ	APROVISIONAMIENTO
1A6 4	Apoyo (poste) colapsado por VEHICULO ACCIDENTAL (CHOQUES)	<p>REDISEÑO: construcción y mantenimiento de muros de contención con señalización normalizada por INVIAS en sectores donde se presenta alta probabilidad de accidentalidad sobre las vías. Instalación y mantenimiento de separadores de vía (Ej. vías del Transmilenio</p>	Única vez.	DPTO MTO LT
1A6 5	Apoyo (poste) colapsado por EXCAVACIONES DE TERCEROS	<p>REDISEÑO: Se debe hacer campañas de socialización de riesgos por consecuencias de las excavaciones colindantes con las líneas y capacitación a compañías de terceros que pueden interactuar con la infraestructura LLTT, generando conciencia sobre los riesgos</p>	CADA VEZ	Gerencia Imagen y Comunicación
1A6 7	Apoyo (torre) colapsado por MONTAJE O INSTALACION FUERA DE ESPECIFICACION	<p>REDISEÑO: 1- Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento para montaje de torres. Darle el estatus de política de la Gerencia Técnica. 2- Acompañamiento del departamento de mantenimiento líneas A.T. en los procesos de diseño ejecución</p>	1- UNICA VEZ 2- CADA VEZ	DPTO MTO LT
1A6 8	Apoyo (torre) colapsado por DISEÑO	<p>REDISEÑO: Aplicación de Sistemas de Gestión, que garanticen el cumplimiento y aplicación de las normas, con los recursos necesarios para la supervisión y auditorías. Cumpliendo con las normas de calidad.</p>	CADA VEZ	EMPRESAS COLABORADORAS

1A69	Apoyo (torre) colapsado por MATERIAL FUERA DE ESPECIFICACION	<p>REDISEÑO: En la compra de materiales se debe cumplir con lo siguiente:</p> <p>1- Exigencia de certificación de producto y procesos (ISO). 2- Ejecución de pruebas tipo y de rotura según muestra establecida 3- Estandarización de proveedores basado en la calidad h</p>	CADA VEZ	APROVISIONAMIENTO
1A73	Apoyo (torre) colapsado por VEHICULO ACCIDENTAL (CHOQUES)	<p>REDISEÑO: construcción y mantenimiento de muros de contención con señalización normalizada por INVIAS en sectores donde se presenta alta probabilidad de accidentalidad sobre las vías. Instalación y mantenimiento de separadores de vía o elementos similares</p>	ANUAL	DPTO MTO LT
1A74	Apoyo (torre) colapsado por EXCAVACION DE TERCEROS	<p>REDISEÑO: Se debe hacer campañas de socialización de riesgos por consecuencias de las excavaciones colindantes con las líneas y capacitación a compañías de terceros que pueden interactuar con la infraestructura LLTT, generando conciencia sobre los riesgos</p>	CADA VEZ	Gerencia Imagen y Comunicación

Puesta a tierra

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_POR
1A89	Puesta a tierra desconectada por VANDALISMO O ROBO	<p>REDISEÑO: 1- Sustitución de los componentes de puesta a tierra por material menos propensos al hurto. 2- Establecer técnicas constructivas que eviten el hurto.</p>	1- Cada vez 2- Única vez	1- DPTO MANTO LT 2- DPTO PROYECTOS A.T.

Cable Tensor

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICI AL	A_REALIZAR_P OR
1A8 2	Cable Tensor (Templete de Acero) cortado por ACTIVIDADE S DE TERCEROS	REDISEÑO: Se debe hacer campañas de socialización de riesgos por consecuencias de las excavaciones colindantes con las líneas y capacitación a compañías de terceros que pueden interactuar con la infraestructura LLTT, generando conciencia sobre los riesgo	Cada vez	Gerencia Imagen y Comunicación. Dpto. concesiones y servidumbres o con el área que aplique.
1A8 3	Cable Tensor (Templete de Acero) cortado por VANDALISM O	REDISEÑO: 1- Incluir la infraestructura del sistema AT en las campañas de comunicación realizadas a la sociedad por la Gerencia de comunicación y la unidad de investigaciones especiales. 2- Charla informativa a las empresas colaboradoras para que ayuden c	Anual	Gerencia Imagen y Comunicación. Dpto. concesiones y servidumbres o con el área que aplique.
1A8 5	Cable Tensor (Templete de Acero) cortado por ERROR DE MONTAJE	REDISEÑO: 1- Elaboración, documentación y estricta aplicación del procedimiento en instalación de templetes. Darle el estatus de política de la Gerencia Técnica. 2- Acompañamiento del departamento de mantenimiento líneas A.T. en los procesos de diseño e	1- UNICA VEZ 2- CADA VEZ	DPTO MANTO LT
1A8 6	Cable Tensor (Templete de Acero) cortado por VEHICULO ACCIDENTA L	REDISEÑO: construcción y mantenimiento de muros de contención con señalización normalizada por INVIAS en sectores donde se presenta alta probabilidad de accidentalidad vial, contemplando la posibilidad de instalación de subpostes que reduzcan o mitiguen e	Única vez	DPTO MANTO LT

1A8 7	Cable Tensor (Templete de Acero) cortado por FALLA MATERIAL	REDISEÑO: En la compra de materiales se debe cumplir con lo siguiente: 1- Exigencia de certificación de producto y procesos (ISO). 2- Revisión de pruebas tipo y de rutina. 3- Estandarización de proveedores basado en la calidad histórica de productos	Cada vez	Aprovisionamiento
----------	--	--	----------	-------------------

Seguridad a las personas

CO D	DESCRIP	TAREAS_PROPUUESTAS	FRECUENCIA_INICIAL	A_REALIZAR_P OR
2A1	Ausencia de línea de vida en postes	REDISEÑO: 1- Ejecutar un proyecto de inversión para garantizar instalación de líneas de vida en los postes. 2- Implementar el uso obligatorio de la línea de vida para los trabajos en alturas. Tener en cuenta el procedimiento de trabajo en alturas.	UNICA VEZ	DPTO MANTO LT
2A3	Material con factor de seguridad no adecuado por error de diseño	REDISEÑO: 1- Definir factores mecánicos de seguridad para todos los materiales utilizados en las líneas. 2- Revisión de las memorias de cálculo de los componentes asegurando la utilización de dichos factores.	CADA VEZ	Dpto. proyectos de A.T.
2A4	Apantallamiento fuera de especificación (ubicación cable guarda).	REDISEÑO: 1- Utilización de nuevas tecnologías (drenadores) que minimicen el impacto de las descargas atmosféricas en cables de guarda. 2- Diseño de procedimiento para mantenimiento de puestas a tierra. 3- Reevaluar diseño de puesta a tierra del cable de	UNICA VEZ	DPTO MTO LT

2A5	Ausencia de señalización de prevención de riesgos	REDISEÑO: 1- Ejecutar un proyecto de inversión para garantizar instalación de señalización de riesgos en las estructuras.	UNICA VEZ	DPTO MANTO LT
2A6	Ausencia de escalera o pernos escalatorios	REDISEÑO: 1- Ejecutar un proyecto de inversión para garantizar instalación de escaleras o pernos en las estructuras.	UNICA VEZ	DPTO MANTO LT
2A7	Torre carente de sistema antiescalatorio.	REDISEÑO: 1- Ejecutar un proyecto para garantizar instalación de sistemas antiescalatorios en las estructuras en las zonas geográficas donde se requiera.	UNICA VEZ	DPTO MANTO LT
2A1 1	Invasión dentro de la zona de servidumbre	TAREA A CONDICION: 1- Realizar inspección visual periódica, para identificar las invasiones que se encuentren dentro o cerca de la zona de servidumbre. 2- Socializar mediante campañas de información sobre peligros a los que se está expuesto al invadir la	1- SEMESTRAL 2- ANUAL 3- CADA VEZ	1- DPTO MANTO LT 2- GERENCIA DE IMAGEN Y COMUNICACIÓN 3- GERENCIA JURIDICA

5. CONCLUSIONES

Las reglamentaciones actuales y del mercado exigen a la industria eléctrica utilizar métodos proactivos de gestión de activos. Un componente importante de la gestión de activos eléctricos de la empresa, es el mantenimiento de las líneas de transmisión, donde uno de los mayores costos son la operación y mantenimiento de los sistemas de suministro de energía. La importancia para el control de los costos de mantenimiento, en particular, debe ser equilibrada en contra de los impactos de las fallas de los equipos sobre la seguridad de las personas y el medio ambiente, entre la relación existente mantenimiento y calidad de potencia y entre el servicio al cliente y la necesidad de extender la vida útil del equipo. RCM permite obtener el equilibrio esperado entre mantenimiento, costos y disponibilidad de las líneas de transmisión.

En la implementación de RCM se constituyó un equipo piloto de varias áreas de la subgerencia de AT que de una u otra forma inciden en el mantenimiento de las líneas de transmisión y directamente con el objetivo de la disponibilidad del sistema. El equipo de trabajo recibió la capacitación de RCM para su aplicación, de esta manera se convierten en multiplicadores del conocimiento y experiencia para los grupos de trabajo de cada área participante y para los próximos procesos que sean objeto de la implementación de RCM.

Durante el ejercicio RCM se abarcó en su totalidad los modos de falla conocidos y posibles que afectan el sistema de transmisión de AT, garantizado por la participación de personas de bastante experiencia en el mantenimiento, diseño, construcción y operación de las líneas de transmisión.

El resultado del ejercicio realizado se constituye en una base sólida para replantear las estrategias de mantenimiento de la Unidad Regional de Negocio del grupo Endesa aplicadas al sistema de transmisión de Codensa. Así mismo se convierte en una herramienta efectiva para fortalecer los procesos de planificación del mantenimiento y la programación anual de mantenimiento.

Se desarrolló una herramienta informática (aplicativo en Access) que permite el diligenciamiento de las hojas de información y decisión en un ambiente de ventanas que facilita la visualización y seguimiento del desarrollo de las etapas de RCM. El aplicativo queda para la compañía para que sea utilizado por los equipos que quieran implementar RCM en los demás procesos de la empresa.

La Gerencia Técnica de la compañía debe asumir la responsabilidad de apoyar la ejecución de las tareas determinadas en RCM, brindando los recursos requeridos para tal fin, de lo contrario se convertirá en una intención más por mejorar los

índices de disponibilidad, confiabilidad y calidad del servicio prestado a los usuarios.

BIBLIOGRAFIA

CREG. Comisión Regional de Energía y Gas. Resolución 097. Año 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS. Normas Colombianas para la elaboración de trabajos de investigación. Quinta actualización. Santa Fe de Bogotá D.C.: ICONTEC. 1996, 126 p. NTC 1486.

LNDR Línea de Negocio de Distribución Regional - ENDESA. PGT-005-Proceso Mantenimiento Líneas de Transmisión AT. Diciembre 2010.

MASCARELL, Eduardo Gurumeta. Reability Center Maintenance, CIDE ENDESA Network Factory Barcelona, Spain. 9 International, Electrical Power Quality and Utilisation.

MORA, Alberto. Mantenimiento Industrial Efectivo. Colombia, Coldi Limitada. Primera edición. Julio 2009.

MOUBRAY, John Mitchell. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad II. United Kingdom, Editorial Aladon Ltda. 2004.

ORTIZ PLATA, Daniel. Organizaciones del Mantenimiento: Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM. Bucaramanga. 2008 CD. Posgrado gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander.