

ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS RESOLUCIONES CREG 011 DE 2009 Y  
CREG 093 DE 2012 EN EL PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA  
METODOLOGÍA RCM, DE PROPIEDAD DE LA EMPRESA DE ENERGIA DE  
BOGOTA S.A. ESP. Y ESTRUCTURACIÓN DEL PLAN DE TRABAJO PARA SU  
ACTUALIZACIÓN

YENNY MARCELA MESA PALENCIA  
IVAN JAVIER DIAZ GARZON

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA

2014

ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS RESOLUCIONES CREG 011 DE 2009 Y  
CREG 093 DE 2012 EN EL PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA  
METODOLOGÍA RCM, DE PROPIEDAD DE LA EMPRESA DE ENERGIA DE  
BOGOTA S.A. ESP. Y ESTRUCTURACIÓN DEL PLAN DE TRABAJO PARA SU  
ACTUALIZACIÓN

YENNY MARCELA MESA PALENCIA  
IVAN JAVIER DIAZ GARZON

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

Director: DANIEL ORTIZ PLATA  
Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA

2014

## **DEDICATORIA**

A mis padres quienes me enseñaron que cualquier meta puede ser alcanzada con deseo, determinación y disciplina.

A mis hermanos por su soporte y ayuda constante.

A mis compañeros de la Gerencia de Mantenimiento por sus aportes para construir este documento.

Iván Javier

A Dios por acompañarme siempre y nunca abandonarme, sintiéndome Bendecida por lo que me ha brindado.

A los Amores de la Vida, por aportar su comprensión y apoyo en los momentos más difíciles para lograr mis metas.

A mi familia por darme el empujón para lograr lo que quiero.

A la Vicepresidencia de Transmisión por el aporte para lograr mi emprendimiento.

Yenny M.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. PERFIL DE GRUPO EMPRESA ENERGIA DE BOGOTÁ	16
1.1 PERFIL DE LA EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA ESP S.A.	19
1.2 ORGANIGRAMA DE EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. ESP	24
1.3 EL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	25
1.4 REGULACIÓN COLOMBIANA APLICABLE AL SERVICIO DE TRANSPORTE ENERGÍA ELÉCTRICA (1994-2009)	28
1.4.1. Cargos de acceso y Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN)	28
1.4.2. Normas de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN)	31
2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD E IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN DE EEB	35
2.1 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)	35
2.1.1. RCM y las 7 preguntas:	35
2.1.2. Funciones	36
2.1.3. Fallas funcionales	37
2.1.4. Análisis de Modos de Falla y Efectos (AMFE):	37
2.1.5. Consecuencias de la falla:	38
2.2 IMPLEMENTACIÓN DE RCM EN LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN DE EEB	39
3. ESTADO ACTUAL DEL MANTENIMIENTO BÁSADO EN CONFIABILIDAD EN EEB	49

3.1	MATRIZ DE RIESGO DEL NEGOCIO DE TRANSMISIÓN	49
3.2	RESOLUCIONES CREG 011 DE 2009 Y 093 DE 2012	54
3.3	ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS EN EL PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONFIABILIDAD DE EEB.	58
3.4	IMPACTO DE MARCO REGULATORIO AL MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN DE EEB	64
3.4.1	Definición de funciones	64
3.4.2	Falla funcional, modos de falla y efectos	67
3.4.3	Evaluación de consecuencias	68
3.4.4	Selección de tareas	70
4.	ESTRUCTURACIÓN DEL PLAN DE TRABAJO	72
4.1	PLAN DE TRABAJO PARA ACTUALIZACIÓN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.	74
4.1.1.	Capacitaciones	74
4.1.2.	Talleres de Actualización RCM	74
4.1.3.	Documentación del plan RCM	75
4.1.4.	Programa de Mantenimiento	75
4.1.5.	Tiempo de ejecución	75
5.	CONCLUSIONES	77
	BIBLIOGRAFIA	79
	ANEXOS	81

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Geográfica Internacional Grupo Energía de Bogotá	17
Figura 2. Participación del Grupo Energía de Bogotá	18
Figura 3. Empleados - Archivo EEB	19
Figura 4. Evolución EEB	20
Figura 5. Composición Accionaria EEB	21
Figura 6. Infraestructura de Transmisión EEB	23
Figura 7. Estructura Organizacional EEB Año 2013	24
Figura 8. Cadena de Prestación del Servicio	26
Figura 9. Esquema Institucional del Sector Eléctrico	27
Figura 10. Proceso de RCM Según IEC-60300-3-11	40
Figura 11. Árbol de Decisión RCM para EEB	46
Figura 12. Disponibilidad de Activos Transmisión EEB Noviembre 2012 - Octubre de 2013.	47
Figura 13. No. Salidas Forzadas al Año por Cada 100 km de Línea	47
Figura 14. No. Salidas Forzadas por bahía de Subestaciones	48
Figura 15. Cadena Prestación del Servicio	54
Figura 16. Ubicación de la Falla - Caso de Estudio	59
Figura 17. Pronóstico y Demanda Entregada de Energía - 26 de Junio de 2013	62
Figura 18. Organigrama Gerencia de Mantenimiento	73
Figura 19. Cronograma para Actualización Plan de Mantenimiento	76

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Metas de Índice de Disponibilidad CREG 061 de 2000	32
Tabla 2. Metas de Índice de Disponibilidad/Indisponibilidad CREG 011 de 2002	34
Tabla 3. Caracterización Torres 1B – 05, con Vanos y Franja de Seguridad	41
Tabla 4. Función, Modo de Falla y Efectos Torres 1B – 05, con Vanos y Franja de Seguridad	42
Tabla 5. Matriz de Riesgo Vicepresidencia de Transmisión	43
Tabla 6. Clasificación Impactos Clientes, Ambiental, Humano, Económico	44
Tabla 7. Matriz de Riesgos Vicepresidencia de Transmisión 2013	51
Tabla 8. Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad permitidas por Activo CREG 011 de 2009	57
Tabla 9. Costos de Reparación y Compensaciones Caso de Estudio	60
Tabla 10. Cálculo de Energía No Suministrada (ENS)	62
Tabla 11. Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía	63
Tabla 12. Consolidado Costos Totales por Evento Guavio - Circo I	64
Tabla 13. Equipo y Funciones RCM para Líneas de Transmisión	66
Tabla 14. Evaluación de Consecuencias Modo de Falla	69

## LISTA DE ANEXOS

Pág.

**ANEXO A.** RCM PARA LINEA DE TRANSMISIÓN GUAVIO CIRCO I TORRES 1B  
– 05, CON VANOS Y FRANJA DE SEGURIDAD – SEGÚN RESOLUCION CREG  
011 DE 2002 81

**ANEXO B.** RCM PARA LINEA DE TRANSMISIÓN GUAVIO CIRCO I TORRES 1B  
– 05, CON VANOS Y FRANJA DE SEGURIDAD – SEGÚN RESOLUCION CREG  
011 DE 2009 94

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO DEL IMPACTO DE LAS RESOLUCIONES CREG 011 DE 2009 Y CREG 093 DE 2012 EN EL PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA METODOLOGÍA RCM, DE PROPIEDAD DE LA EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. ESP. Y ESTRUCTURACIÓN DEL PLAN DE TRABAJO PARA SU ACTUALIZACIÓN

**AUTORES:** YENNY MARCELA MESA PALENCIA E IVAN JAVIER DIAZ GARZÓN

**PALABRAS CLAVES:** MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD, REGULACIÓN, TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA, LINEAS DE TRANSMISION, SUBESTACIONES DE ALTA TENSION

**DESCRIPCIÓN O CONTENIDO:** La Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP (EEB), se dedica al negocio de transmisión de energía eléctrica siendo en la actualidad el segundo mayor transportador de energía eléctrica del país. El negocio de Transmisión de Energía Eléctrica es regulado en Colombia por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) quien es responsable de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

EEB en el año 2010 implementó la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) para realizar la gestión de mantenimiento de su infraestructura. La aplicación de la metodología para la construcción del plan de mantenimiento fue realizada siguiendo lo establecido en las Resoluciones CREG 061 de 2000 y CREG 011 de 2002 vigentes para este año y que establecían los indicadores con los que se medía la calidad del servicio de transporte de energía eléctrica. En el año 2009, la CREG expidió la Resolución 011 que estableció una nueva metodología, formulas tarifarias y características de calidad del servicio aplicables a la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica. Esta Resolución fue complementada con la Resolución CREG 093 de 2012 donde se hicieron precisiones sobre calidad del servicio.

La fecha fijada de entrada en vigencia del nuevo esquema regulatorio establecido por estas resoluciones fue el 1 de Abril de 2013 y hace necesario una revisión general del plan de mantenimiento conforme a los cambios en remuneración, compensaciones, y calidad del servicio introducidos que afectan la matriz de riesgos y por tanto la valoración de criticidad y definición de las tareas, actividades y frecuencias de mantenimiento de los equipos.

---

\*Monografía

\*\*Facultad de Ingeniería Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento  
Director Daniel Ortiz Plata

## SUMMARY

**TITLE:** STUDY OF THE IMPACT OF CREG 011 OF 2009 AND CREG 093 OF 2012 ACTS ON THE MAINTENANCE PLAN BASED ON RCM METHODOLOGY OF EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. ESP. AND SETTING UP OF ITS UPGRADING PLAN

**AUTHOR:** YENNY MARCELA MESA PALENCIA AND IVAN JAVIER DIAZ GARZÓN

**KEY WORD:** MAINTENANCE BASED RELIABILITY, REGULATION, POWER TRANSMISSION, OVERHEAD LINES, HIGH VOLTAGE SUBSTATIONS

**SUBJECT OR DESCRIPTION:** Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP (EEB), is an utility involved in the power transmission business playing a major role in Colombia, where is the second largest company on the electrical energy transmission market. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) is a governmental institution who has been delegated the regulations needed to ensure the reliable, safe and economic operation of the Colombian electrical system.

In 2010, EEB in order to improve its maintenance practices decided to use Reliability Centered Maintenance (RCM) methodology to set effective management policies to ensure the required availability of its assets to achieve a safe operation of the Colombian power system. The maintenance plan was then built taking into account in forced CREG's 061 of 2000 y CREG 011 of 2002 Acts that set quality of service performance indexes for the transmission companies. In 2009, CREG issued 011 Act that which established a new methodology, pricing formulas and quality of service performance indexes applicable to the activity of Power Transmission. This was supplemented by CREG 093 of 2012 Act where details about quality of service and income compensation were also established.

The deadline of entry into force of the new regulatory scheme established by these acts was April the 1<sup>st</sup> of 2013 and it requires a general review of the maintenance plan to reflect changes in income compensation, and quality of service introduced affecting the matrix risk and therefore the criticality assessment and definition of tasks, activities and frequencies of maintenance of equipment.

---

\* Monograph

\*\*Faculty of Mechanical Engineering - Physical. Specialization in maintenance management  
Tutor Daniel Ortiz Plata

## INTRODUCCIÓN

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP (EEB), es la casa matriz del Grupo Energía de Bogotá quien maneja variadas inversiones en empresas del sector energético a nivel de generación, transmisión y distribución en diferentes países de Latinoamérica. En Colombia, EEB se dedica principalmente al negocio de transmisión de energía eléctrica contando en la actualidad con 1448 km de líneas de transmisión a 230 kV y con activos 16 Subestaciones de Alta Tensión, que lo ubican como el segundo mayor transportador de energía eléctrica del país.

El negocio de Transmisión de Energía Eléctrica es regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) quien por Ley es responsable de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía. En los años 2000 y 2002 respectivamente la CREG expidió las Resoluciones 061 y 011 para el negocio de Transmisión de Energía Eléctrica que establecían las Metas del Índice de Disponibilidad y de Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad, para la calidad de este servicio.

En el año 2010, la Empresa de Energía de Bogotá considerando la importancia de implementar prácticas de clase mundial para asegurar la rentabilidad y continuidad del negocio de transmisión decidió implementar la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) para las áreas de mantenimiento de líneas y subestaciones. La valoración de criticidad de los modos de falla y la definición de tareas de mantenimiento fueron realizadas siguiendo lo establecido en la Resolución 011 de 2002 y en las demás leyes y resoluciones vigentes del sector para el año 2010.

En el año 2009, la CREG expidió la Resolución 011 que establece una nueva metodología, formulas tarifarias para la remuneración y características de calidad

del servicio aplicables a la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en el STN. La Resolución CREG 011 no entró en vigencia en el año 2009 a la espera de que se estableciera el reglamento para el reporte de eventos y el procedimiento para el cálculo de Energía No Suministrada (ENS). La Resolución CREG 093 de 2012 realizó las precisiones correspondientes y la fecha de entrada en vigencia del nuevo esquema después de algunos aplazamientos fue fijado para el 1 abril de 2013.

Estas resoluciones afectan la aplicación de la metodología de RCM usada por EEB en el año 2010 para la construcción del plan de mantenimiento dado que modifica el parámetros importantes de calidad como las máximas horas anuales de indisponibilidad de los activos (MHAI), la duración y frecuencia de horas disponibles para mantenimientos mayores y establece las correspondientes compensaciones en el ingreso que se aplicarán al transmisor para cada activo que supere las MHAI.

La revisión de la efectividad de la estrategia de mantenimiento bajo el nuevo marco regulatorio es indispensable con el fin de garantizar el cumplimiento de los índices de calidad establecidos y mantener la función de los activos de forma costo-efectiva.

## **1. PERFIL DE GRUPO EMPRESA ENERGIA DE BOGOTÁ**

El Grupo Energía de Bogotá es uno de los más importantes grupos Empresariales de Colombia dentro del sector energético. En la actualidad, tiene presencia internacional en países como Perú y Guatemala, y cuenta con una solidez financiera, respaldada en su nivel de activos y en su estructura de capital. Adicionalmente es titular de participaciones importantes en diferentes Empresas del sector energético (electricidad y gas natural), lo cual le ha generado valor a la Empresa y flujo de caja para sus accionistas, así como el cumplimiento de uno de sus grandes objetivos como Organización económica.

El Grupo Energía de Bogotá es especialista en el negocio de transporte y distribución de energía, electricidad y gas natural. Lo anterior, gracias a que cuenta con más de cien años de experiencia en el sector eléctrico y con más de diecisiete años en el de gas natural, representando un ejemplo de gestión, crecimiento y resultados. Entre sus inversiones se encuentran otros negocios que forman parte de la cadena productiva energética. Para lo anterior, ha realizado alianzas estratégicas con socios de gran reconocimiento internacional, encaminadas a la generación, distribución y comercialización de electricidad y gas natural, como el Grupo Endesa (Italia-España), el Grupo Citi (CVCI) e ISA (Colombia). Adicionalmente, tiene a Gas Natural (España) como asociado para la distribución y comercialización del gas en el país.

En vista de que es una Organización de talla mundial, el Grupo integra al desempeño de sus Empresas principios transversales con estándares de excelencia. Entre estos se encuentran la transparencia y la eficacia de procedimientos, la seguridad de sus productos y sistemas, y el cuidado del medio ambiente.

Figura 1. Localización Geográfica Internacional Grupo Energía de Bogotá



Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

En la actualidad tiene el control de la mayor transportadora de gas natural de Colombia, TGI S.A. Cuenta además con un portafolio de inversiones en importantes Empresas del sector energético, entre las que se destacan Codensa S.A., Emgesa S.A., Gas Natural S.A., la Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC) y la Electrificadora del Meta (EMSA) y en menor escala en ISA e Isagen.

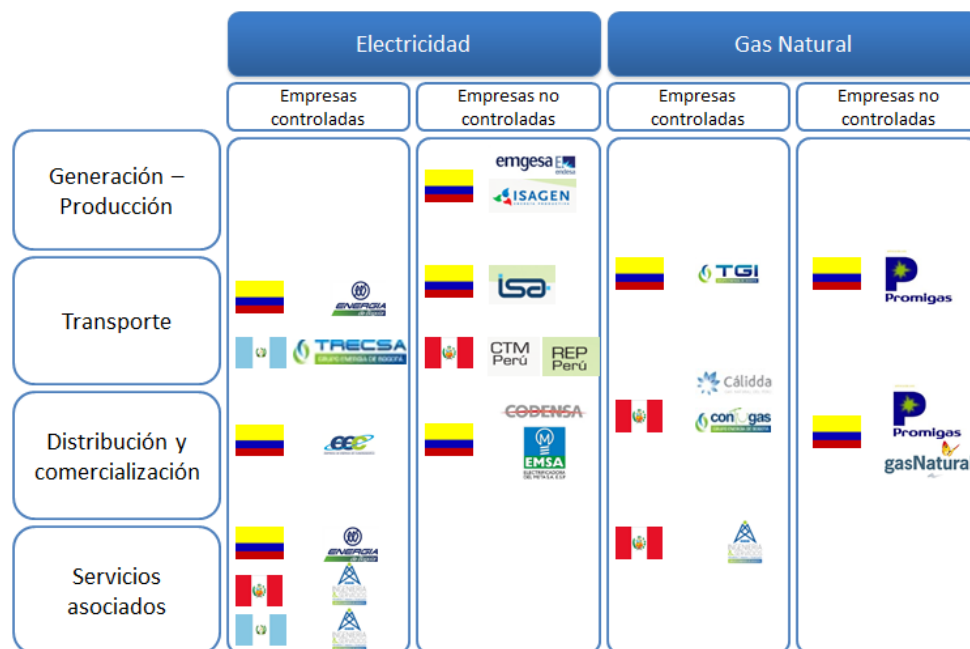
Desde 2011 viene consolidando sus dos últimas inversiones: Gas Natural de Lima y Callao - Cálida en Perú, y Promigas en Colombia. Dos Empresas que han mostrado muy buenos resultados. Adicionalmente se vienen adelantando y ejecutando dos proyectos muy importantes fuera del país. En Perú, su Empresa CONTUGAS que tiene la concesión por 30 años para el transporte y distribución

de gas natural en el Departamento de Ica, ya está prestando el servicio de gas domiciliario en la ciudad de Pisco. En Guatemala, TRECSA continúa con el proyecto de infraestructura de energía más importante del país y prestará el servicio de transmisión de electricidad a partir de 2013.

En Perú, junto con el grupo ISA, participa en REP S.A. y en TRANSMANTARO S.A., que operan el 63% del sistema de transmisión eléctrica en ese país.

En resumen, el Grupo Energía de Bogotá es un holding del sector energético, que actualmente tiene un amplio portafolio de inversiones a nivel nacional e internacional en Empresas del sector, con una proyección y dinámica importantes junto con una visión de largo plazo. Las inversiones Grupo Energía de Bogotá se ven distribuidas en Empresas con control y sin control conforme se ilustra en la Figura 2.

Figura 2. Participación del Grupo Energía de Bogotá



Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

## 1.1 PERFIL DE LA EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA ESP S.A.

La Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP (EEB) fue fundada en 1896 por los hermanos Samper Brush con el nombre de Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá y fue pionera en Colombia en la generación de energía eléctrica, iniciando con la iluminación de las calles más frecuentadas de Bogotá en el año 1900 con 6000 bombillas. En 1927 la Empresa de energía de Bogotá se unió con las Empresas Unidas de Energía Eléctrica, competencia de la EEB en ese momento y a partir de ese instante se llamó Empresas Unidas de Energía Eléctrica – EUEE.

Figura 3. Empleados - Archivo EEB

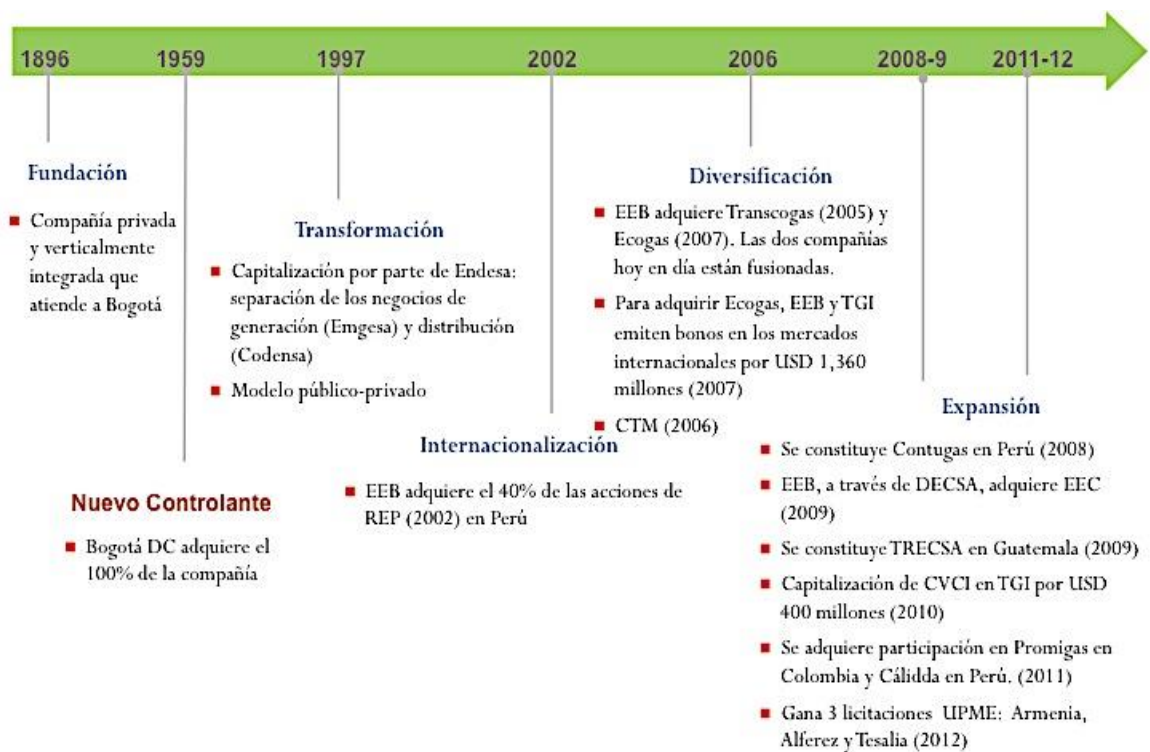


Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Las EUEE fueron municipalizadas en el año 1959 por decisión del Consejo Municipal del distrito Especial de Bogotá por la situación financiera de la compañía y con el propósito de atender las demandas de crecimiento de la red por el crecimiento de la población de la ciudad y desde entonces se creó la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB).

La EEEB avanzó en su consolidación entre los años 1960 y 1985, con la construcción de plantas termoeléctricas en Zipaquirá y diferentes plantas que aprovechaban el curso del río Bogotá tales como Colegio, El Salto, Laguneta, Canoas y más recientemente La Guaca y El Paraíso. También avanzó en la construcción de las primeras redes de alta tensión a 115 kV y 230 kV y de varias subestaciones extendiendo sus servicios a varios municipios de Cundinamarca y Meta.

Figura 4. Evolución EEB



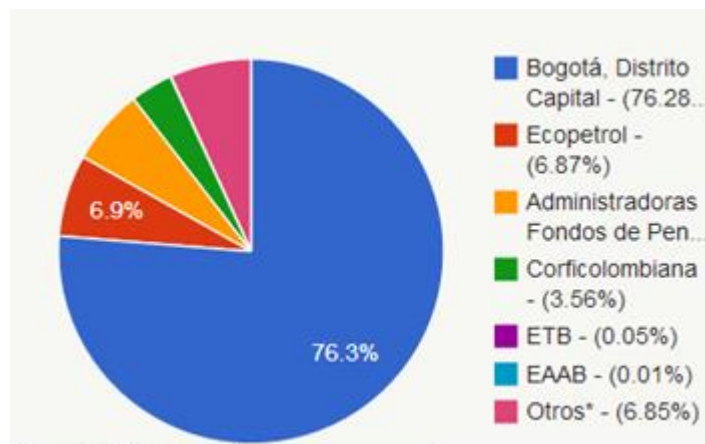
Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

A principio de los años 90 la empresa entró en una crisis financiera por los atrasos en obras, corrupción, politiquería, malas inversiones, robos de energía, resaltándose el descalabro económico del proyecto hidroeléctrico del Guavio. Todo esto llevó a la realización en el año 1997 de un proceso de profunda transformación que consistió en la capitalización de EEEB con recursos

internacionales, lo que permitió la separación de sus actividades de acuerdo con la Ley 143 de 1994. De esta forma se conformó CODENSA (actividades de distribución y comercialización) y Emgesa (actividades de generación y comercialización). La actividad de transmisión quedó siendo ejercida directamente por la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), constituyéndose en su actividad primordial en el sector eléctrico.

Especialmente en los últimos diez años, la Empresa Energía de Bogotá S.A. ESP ha tenido transformaciones importantes que han cambiado su papel en el sector energético colombiano y, por consiguiente, han propiciado ajustes en su esquema organizacional y en su relación con los accionistas como se observa en la Figura 5.

Figura 5. Composición Accionaria EEB

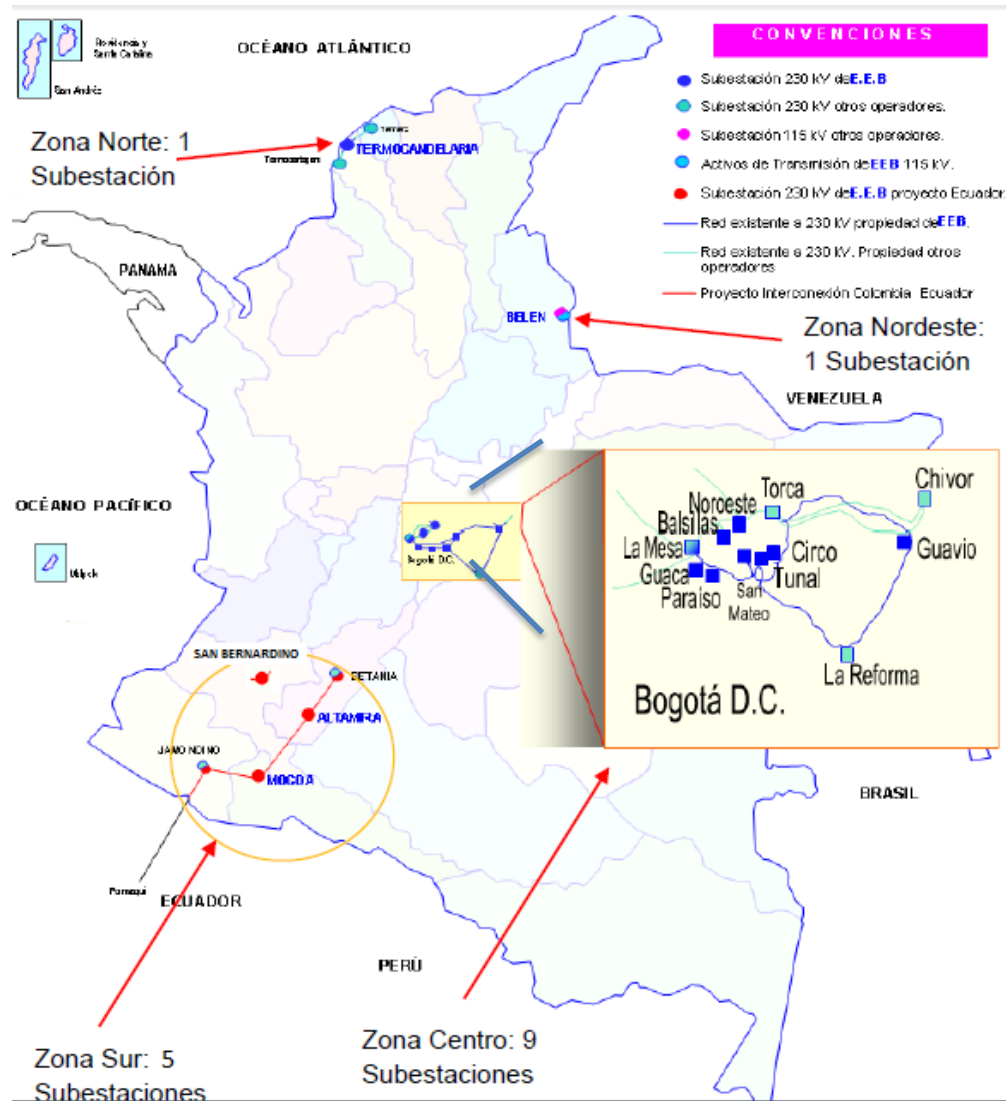


Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Hoy en día, en lo que tiene que ver con el negocio de transporte de electricidad, EEB cuenta con 1448 km de redes de alta tensión a un nivel de 230 kV y con activos en diecisiete subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) a niveles de 115 kV y 230 kV. La principal área de influencia de la infraestructura de EEB se encuentra en la zona centro del país donde es responsable de la operación y mantenimiento de prácticamente la totalidad del anillo de 230 kV que

alimenta al Distrito Capital de Bogotá. Sin embargo, EEB juega también un papel muy importante en el suroccidente del país donde opera y mantiene el corredor a 230 kV que va desde la central de generación de Betania hasta la Subestación Jamondino en la ciudad de Pasto aumentando la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el sur del país. En cuanto a Interconexiones Internacionales, EEB es la propietaria del segundo doble circuito a 230 kV de Interconexión con Ecuador que conecta los dos países entre las subestaciones Jamondino y Pomasqui (Ecuador).

Figura 6. Infraestructura de Transmisión EEB



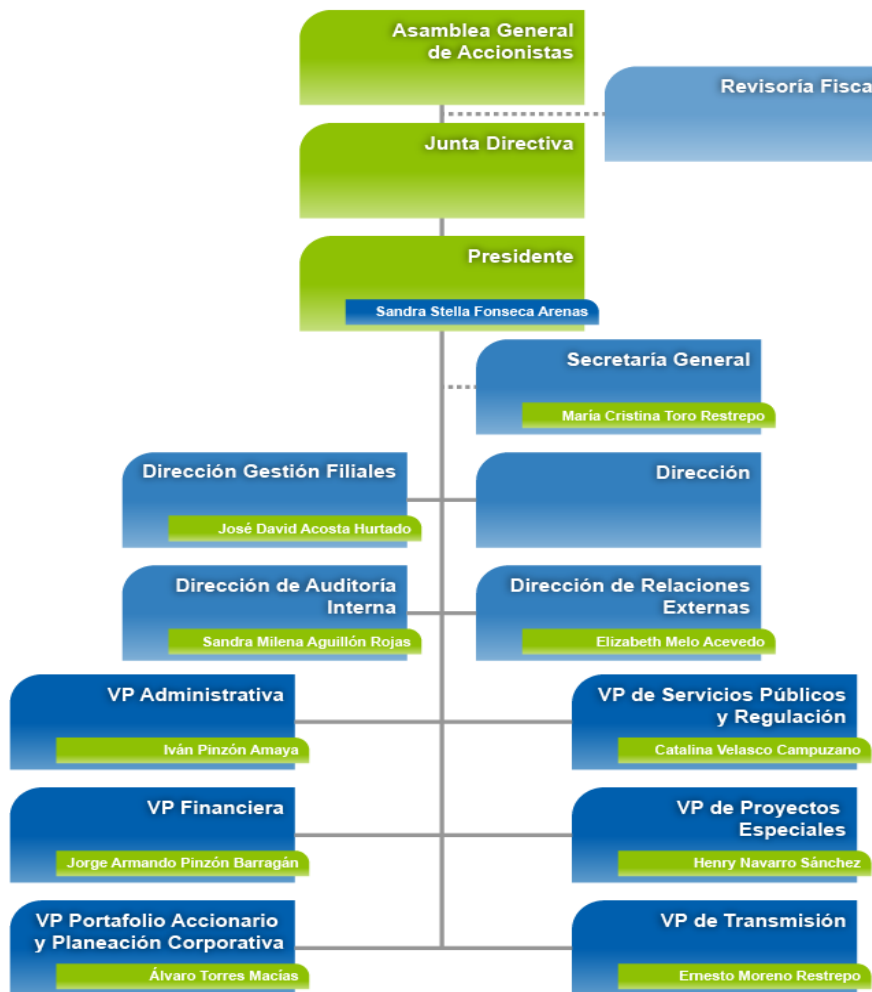
Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Hoy por hoy EEB participa también activamente en los planes de expansión del Sistema de Transmisión de energía delineados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) con la construcción de 300 km de líneas de transmisión adicionales y 3 Subestaciones de Energía 230 kV requeridos para la operación confiable del Sistema Interconectado Nacional.

## 1.2 ORGANIGRAMA DE EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. ESP

EEB realizó en 2013, una reorganización estructural con el fin de acoplar su estructura para afrontar los nuevos retos de crecimiento de la compañía y contar con los recursos humanos competentes necesarios con el fin de alcanzar los objetivos planteados dentro del Plan Estratégico Corporativo.

Figura 7. Estructura Organizacional EEB Año 2013

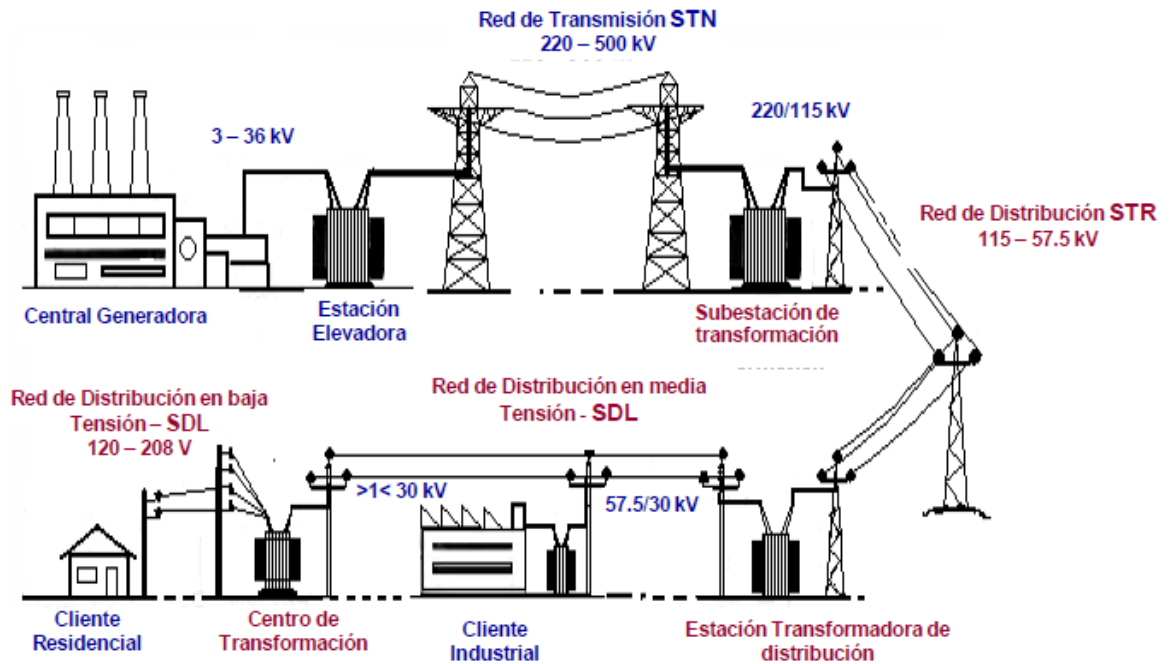


Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

### **1.3 EL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA**

En el año 1994, tras la grave crisis del sector energético que condujo al apagón del año 1992, el Gobierno Nacional promulgó las Leyes 142 de Servicios Públicos Domiciliarios y 143 o Ley Eléctrica con las que se buscó aumentar la competitividad del sector, mejorar la calidad en la prestación del servicio, disminuir los costos, mejorar la eficiencia y en general corregir las deficiencias estructurales del sector. Con estas Leyes se dividió la cadena de prestación de servicios de energía eléctrica en generación, transmisión, distribución y comercialización y se permitió la participación de diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos.

Figura 8. Cadena de Prestación del Servicio<sup>1</sup>



Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG

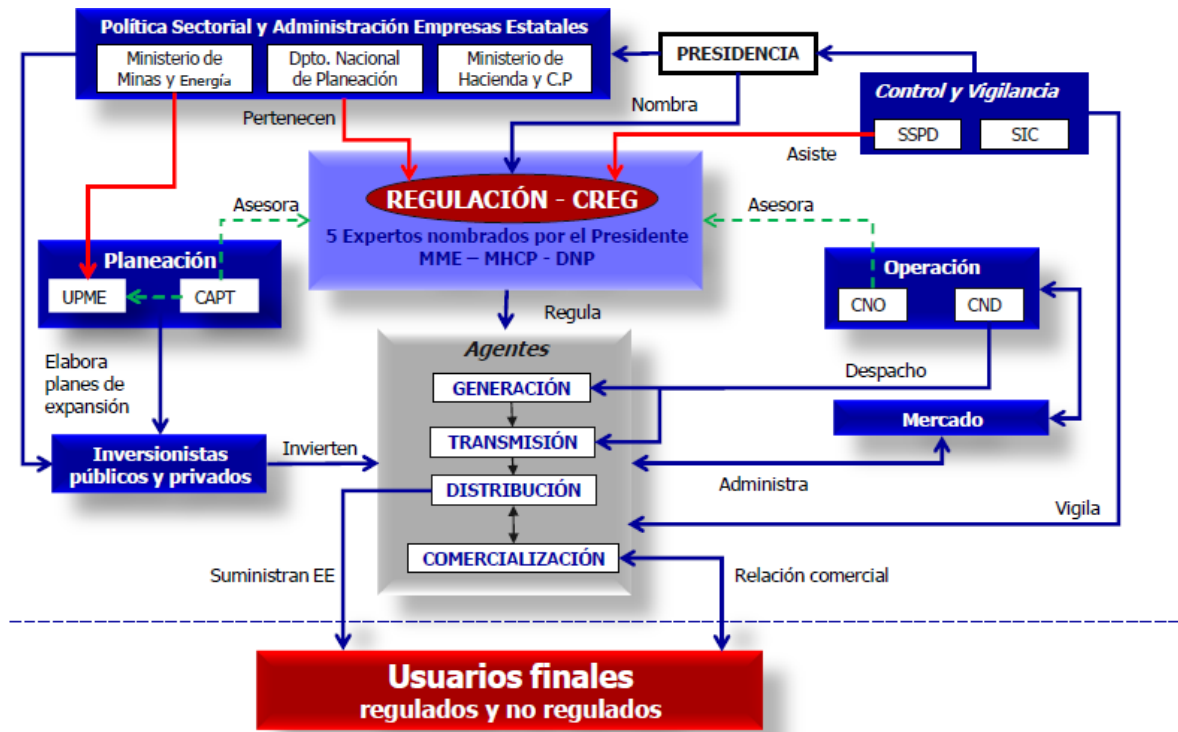
Para la actividad de comercialización la Ley 143 estableció que la misma solo podrá ser desarrollada por agentes económicos que realicen actividades de generación o distribución o por agentes independientes.

Para la planeación de la expansión del sistema interconectado nacional a corto y largo plazo la Ley 143 designó a la Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME), siendo este ente responsable de establecer y satisfacer los requerimientos energéticos de la población teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes obedeciendo a criterios económicos, sociales, ambientales y tecnológicos.

---

<sup>1</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Presentación Suministro de Electricidad. Cartagena: CREG, Noviembre 2010.

Figura 9. Esquema Institucional del Sector Eléctrico<sup>2</sup>



Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG

En cuanto a la Regulación, la Ley 143 de 1994 designó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como ente responsable de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

Para la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la Ley 143 designó al Centro Nacional de Despacho (CND) quien tiene como principal objetivo la operación segura, confiable y económica del sistema, ejerciendo igualmente la coordinación, supervisión y análisis de la operación.

<sup>2</sup> COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS – CREG. Suministro de Electricidad. Cartagena, 2010.

## 1.4 REGULACIÓN COLOMBIANA APLICABLE AL SERVICIO DE TRANSPORTE ENERGÍA ELÉCTRICA (1994-2009)

El gobierno Nacional mediante la Ley 143 de 1994 designó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como ente responsable de regular la prestación de los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización. Teniendo de esta forma facultades para definir las metodologías y cargos máximos por acceso y uso de los sistemas al igual que de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

### 1.4.1. Cargos de acceso y Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN)

La Resolución CREG 001 de 1994 estableció que las empresas transportadoras de energía eléctrica serían remuneradas mediante cargos por uso y conexión a la red nacional que serían regulados por la CREG y fijó en el Anexo 1 de esta Resolución, la formula regulatoria aplicable que consideraba unos ingresos para la totalidad de las líneas componentes del sistema sobre un valor base ajustable por el IPP y un factor de crecimiento de ingresos del 5% anual.

Posteriormente con las Resoluciones CREG 218 de 1997, CREG 051 de 1998 y CREG 004 de 1999 se estableció una nueva metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$IA = [CAEA + CAET] + [CRE] * \% AOM$$

Dónde:

IA                      Ingreso Anual

CAEA Costo Anual Equivalente del Activo Bruto Eléctrico valorado a Costo de Reposición (aplicando “Costos Unitarios por Unidad Constructiva”), incrementado este Activo en un porcentaje %ANE reconocido por concepto de Activo No Eléctrico. Este Costo se obtiene de la anualización del Valor del Costo de Reposición del Activo Bruto, incrementado en el porcentaje %ANE. La anualización se calcula tomando un número de períodos igual a veinticinco (25) y utilizando una tasa de descuento del 9.0% en pesos constantes.

%ANE = 5%. Corresponde al margen por concepto de Activo No Eléctrico Reconocido.

CAET Costo Anual Equivalente del Terreno. Aplica exclusivamente a las Unidades Constructivas de Subestaciones.

$$CAET = \%R \times \sum_{u.c} ATUC_{u.c} \times VCT_{u.c}$$

VCT<sub>u.c</sub> Valor Catastral del Terreno de la Unidad Constructiva correspondiente.

ATUC<sub>u.c</sub> Área Típica de la Unidad Constructiva correspondiente. Las Áreas Típicas serán definidas por la CREG en resolución aparte.

%R = 8.5%. Corresponde al valor anual reconocido por concepto de Terrenos. Incluye el costo de adecuación del mismo.

El Costo de Reposición del Activo Bruto Eléctrico se calcula mediante la expresión:

$$CRE = \left[ \sum_{u.c} UC_{u.c} * CU_{u.c} \right]$$

UC<sub>u.c</sub> Unidad Constructiva del Activo Bruto.

CU<sub>u.c</sub> Costo Unitario de cada Unidad Constructiva.

%AOM Porcentaje reconocido de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento. Estos gastos incluyen el costo de todas las instalaciones y los egresos destinados a la operación, mantenimiento y administración de los activos de transmisión. Así mismo, están incluidos los gastos por concepto de seguros a edificios e instalaciones, los costos de capital de operación y mantenimiento de los vehículos, de los equipos de mantenimiento, de las herramientas y de los instrumentos necesarios para desarrollar las actividades de operación y mantenimiento y los costos y gastos de talleres, oficinas y edificaciones destinadas a la operación y mantenimiento.

El %AOM reconocido es el siguiente:

<b>Año</b>	<b>%AOM<sup>3</sup></b>	<b>%AOM<sup>4</sup></b>
2000	3.00%	3.50%
2001	2.75%	3.25%
2002 y posteriores	2.50%	3.00%

Los “Costos Unitarios” se calcularán en dólares (US\$) por “Unidad Constructiva”, se expresarán una vez calculados en pesos (\$) constantes por “Unidad Constructiva” y

---

<sup>3</sup> “Unidad Constructiva” en zona sin contaminación salina.

<sup>4</sup> “Unidad Constructiva” en zona con contaminación salina.

serán adoptados mediante resolución por la CREG. Estos valores serán sujetos de revisión cada cinco (5) años, a partir de su primera adopción oficial.

El IA aplicable en un año dado, se expresará en pesos constantes del 31 de diciembre del año inmediatamente anterior y su valor en términos reales solo se ajustará cuando se produzcan cambios en los “Costos Unitarios” vigentes.

Para efectos de la liquidación y pago mensual del Ingreso correspondiente, el IA se mensualizará, actualizándolo con el Índice de Precios al Productor Total Nacional (IPP) a la fecha respectiva.

#### 1.4.2. Normas de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN)

La CREG en el año 1999 expidió la Resolución 072 en la que estableció por primera vez las normas de calidad aplicables al servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN pero debido a que no estaba clara la base estadística para el cálculo de los indicadores de disponibilidad y la aplicación del método propuesto para su cálculo llevaba a soluciones no factibles, la Resolución 072 no pudo ser aplicada y en su lugar la CREG expidió las Resoluciones 061 de 2000 y 011 de 2002 para el negocio de Transmisión de Energía Eléctrica que establecieron nuevas normas de Calidad aplicables al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN.

En ellas se estableció que la calidad del Servicio de Conexión al STN y del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN, se medirá con base en indicadores de Disponibilidad y/o Indisponibilidad aplicables a los siguientes Activos:

Activos de Conexión al STN

Bahías de Línea

Bahías de Transformación

Autotransformador

Bahías y Módulos de Compensación

Circuitos de 500 kV

Circuitos de 220 o 230 kV Longitud  $\leq$  100 km

Circuitos de 220 o 230 kV Longitud  $>$  100 km

Las Metas del Índice de Disponibilidad y de Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad, para la calidad de este servicio fueron establecidas de acuerdo con la siguiente tabla.

Tabla 1. Metas de Índice de Disponibilidad CREG 061 de 2000

Metas	Año 2000		Año 2001	
	Meta del Índice de Disponibilidad Anual (%)	Meta Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad	Meta del Índice de Disponibilidad Anual (%)	Meta Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad
		<i>MHAI</i>		<i>MHAI</i>
Activos de Conexión al STN	99.45%	48	99.45%	48
<i>Bahías de Línea</i>	99.73%	24	99.73%	24
<i>Bahías de Transformación</i>	99.73%	24	99.73%	24
<i>Autotransformador</i>	99.45%	48	99.45%	48
<i>Bahías y Módulos de Compensación</i>	99.45%	48	99.45%	48
<i>Circuitos de 500 Kv</i>	99.18%	72	99.18%	72
<i>Circuitos de 220 o 230 kV – Longitud &gt; 100 km</i>	99.45%	48	99.59%	36

<i>Circuitos de 220 o 230 kV – Longitud ≤ 100 km</i>	99.59%	36	99.73%	24
--	--------	----	--------	----

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG

Según la Resolución CREG 061 de 2000, el incumplimiento de las metas establecidas en la Tabla 1 dará caso para que el Agente Transmisor sea sujeto a compensaciones en el ingreso mensual regulado que recibe el Agente por concepto de disponibilidad del activo.

Para el cálculo de los índices de indisponibilidad se excluyen los siguientes eventos:

1. Indisponibilidades programadas debidas a Trabajos de Expansión.
2. Indisponibilidades de Activos solicitados por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN.
3. Indisponibilidades por demoras entre el momento en que el agente declara que tiene disponible su Activo y la puesta en operación del mismo ordenada por el CND.
4. Indisponibilidades originadas en Eventos de fuerza mayor.
5. Indisponibilidades causadas por terceros.
6. Las solicitudes de Consignaciones de Emergencia, o las modificaciones al programa semestral de consignaciones o los incumplimientos en los tiempos de ejecución de maniobras, originadas en Eventos de fuerza mayor.
7. Indisponibilidades debidas a Mantenimientos Mayores. El tiempo máximo reconocido sin afectar la Indisponibilidad de los Activos, será de noventa y seis (96) horas en períodos de seis (6) años
8. Indisponibilidades asociadas con Eventos con duración igual o inferior a diez (10) minutos.

De acuerdo con lo anterior, se tiene a manera de ejemplo que para los años 2000 o 2001 un Agente Transmisor contaría para adelantar actividades de mantenimiento con un máximo de 24 horas anuales para los activos de Bahía de Línea y con período de 96 horas para “mantenimiento mayor” cada seis años para no superar la Meta de Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad (MHAI).

En el año 2002, la CREG, considerando que la Resolución 061 de 2000 solo fijaba metas de calidad de servicio para los años 2000 y 2001, expidió la Resolución 011 que estableció nuevas metas para el Índice de Disponibilidad y de Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad, para la calidad del servicio de Transporte de Energía Eléctrica. Las nuevas metas e indicadores establecidos en la Resolución 011 de 2002 se muestran en la Tabla 2 y estos estarán vigentes hasta el 31 de marzo de 2013 como se explica más adelante.

Tabla 2. Metas de Índice de Disponibilidad/Indisponibilidad CREG 011 de 2002

CREG 011 - 2002		
Activos	Meta del Índice de Disponibilidad Anual (%)	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI)
Bahía de Línea	99,83%	15
Bahía de Transformación	99,83%	15
Bahía de Compensación	99,83%	15
Módulo de Barraje	No definido	No definido
Módulo de Compensación	99,45%	48
Autotransformador	99,45%	48
Línea de 220 o 230 kV < 100 km	99,59%	24
Línea de 220 o 230 kV > 100km	99,73%	36
Línea de 500 kV	99,18%	72
VQC	No definido	No definido
Otros Activos	No definido	No definido

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG

## **2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD E IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN DE EEB**

### **2.1 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)**

Según el estándar IEC60300-3-11<sup>5</sup> correspondiente a la Guía de Aplicación de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), el RCM es un método para identificar y seleccionar políticas para el manejo de fallas para de una forma eficiente y efectiva alcanzar la disponibilidad, seguridad y economía de la operación. El RCM surge a finales de los años 70 ante una necesidad específica de la industria aeronáutica quien fue una de las primeras industrias que se vio enfrentada al reto de disminuir los grandes costos del mantenimiento preventivo que terminaba a veces en la realización de tareas poco efectivas con resultados contraproducentes en los equipos y a la vez aumentar la confiabilidad en la operación de los equipos mediante la selección de tareas apropiadas direccionadas específicamente.

#### **2.1.1. RCM y las 7 preguntas:**

El proceso de RCM involucra el planteamiento de siete preguntas para determinar las causas de la falla y poder establecer tareas específicas para prevenir o predecir su presencia. Las preguntas son:

- Cuáles son las funciones y los estándares de funcionamiento asociados al activo dentro de su contexto operativo?

---

<sup>5</sup> INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Dependability Management – Part 3-11: Application Guide – Reliability Centred Maintenance. IEC60300-3-11: 2009. 2ed. Geneve, Suiza: IEC, 2009. 98p

- En qué manera falla el activo o de deja de cumplir las funciones para las cuales fue diseñado?
- Qué causa cada falla funcional?
- En qué forma importa cada falla o cuáles son sus consecuencias?
- Que puede hacerse para predecir o prevenir cada falla?
- Qué debería hacerse si una tarea proactiva apropiada no puede encontrarse?

### 2.1.2. Funciones

El establecimiento de la función para el cual fue adquirido el activo es la primera parte del proceso de RCM. En ella el objetivo es establecer con claridad cual son las funciones primarias y secundarias del equipo. La función primaria del equipo corresponde a la función principal del equipo en el sistema y en general corresponde a la necesidad que soluciona el equipo. En el caso de una subestación de energía, la función primaria de un interruptor de potencia será de interrumpir o restablecer el paso de la corriente, mientras que la de un conductor será la de conducir la energía eléctrica. En cuanto a las funciones secundarias, son aquellas que apoyan la función principal de un equipo y se encuentran generalmente asociadas con aspectos de seguridad, confort, protección, señalización, etc. En el caso de un interruptor de potencia, se encontrarán de esta forma funciones secundarias tales como: Mantener el nivel mínimo de aislamiento entre parte activa y tierra, cumplir con los límites de tensión de paso y de contacto establecidos en la normativa aplicable y mantener una presión nominal de gas SF6 de 0,85 Mpa.

Dentro del análisis de las funciones y el rendimiento, el contexto operativo de un equipo juega un papel importante pues hace referencia a las condiciones

ambientales (temperatura, altura sobre el nivel del mar, contaminación, etc.) en las que se encuentra funcionando el equipo y también a la demanda por el equipo teniendo que considerarse si el mismo debe trabajar de forma continua durante largos períodos de tiempo, los tiempos disponibles de parada para mantenimiento y si cuenta con redundancia.

La definición de las funciones constituye una parte esencial del RCM no solo porque permite al equipo de mantenimiento ampliar su conocimiento del activo sino también porque es la base sobre la cual se desarrollará posteriormente todo el proceso.

#### 2.1.3. Fallas funcionales

Las fallas funcionales se entienden como todos aquellos estados del activo en los que el rendimiento del mismo no se encuentra dentro de los límites establecidos por el operador y el equipo de mantenimiento de forma conjunta. Las fallas funcionales constituyen estados donde el activo no cumple con alguna de las funciones definidas en el primer paso del proceso.

Una falla funcional se especifica describiendo la forma en que el equipo falla: “No interrumpir el paso de corriente ante el recibo de las señales sistema de control y/o protección” o también “Pérdida de aislamiento entre las partes activa del interruptor y tierra”.

#### 2.1.4. Análisis de Modos de Falla y Efectos (AMFE):

El Análisis de Modos de Falla y Efectos consiste en la determinación de los efectos que tendría sobre las personas, la seguridad, la operación, el medio ambiente o el equipo propiamente la presentación de un modo de falla asociado a una falla funcional. El modo de falla se entiende como cualquier evento razonablemente probable que conduce a que el equipo alcance un estado por fuera del rendimiento esperado o en otras palabras que cause una falla funcional.

La identificación de los modos de falla es parte esencial del proceso de RCM dado que es a este nivel que se establecerán las tareas de mantenimiento más apropiadas que permitirán que el activo continúe cumpliendo su función. Igualmente el análisis de los registros históricos de los modos de falla permitirá determinar las mejoras en el diseño y especificación del equipo requeridas para futuras adquisidores.

Por otra parte, los efectos de las fallas están orientados a mostrar qué acontece cuando se materializa un modo de falla y es clave en la determinación de la magnitud de la falla y de la criticidad de los modos de falla.

Los efectos se identifican lo que puede pasar si no se cuenta con ninguna actividad de mantenimiento para anticiparse a la falla y disponer de la información para la evaluación de consecuencias. A manera de ejemplo un efecto para el modo de falla “Calidad del gas deteriorada (Densidad inferior al 98%, descomposición mayor a 15 ppm y humedad mayor a 50 ppm)” correspondiente a un interruptor de potencia tendría los siguientes efectos: “No operatividad del interruptor, pérdida de la disponibilidad de la bahía. Alto riesgo de descarga en el compartimento. Afectación en el corto plazo al STN, tiempo Máximo de reparación 8 horas, costo de reparación 10 millones de pesos, lucro cesante y penalizaciones entre 300 y 900 millones de pesos.”

Para llegar a la información base para poder valorar el efecto, es necesario obtener información que refleja la experiencia, mantenimiento de equipos, manuales, mejores prácticas, conocimiento en estrategias de mantenimiento, análisis de datos, información de especificaciones y el conocimiento que se tenga de los equipos.

#### 2.1.5. Consecuencias de la falla:

Este paso del proceso consiste en la realización de un análisis de criticidad que consiste en una evaluación de la severidad y probabilidad de la presencia del

modo de falla para categorizar los modos de falla de acuerdo con un nivel de riesgo para la organización, considerando entre otras las consecuencias para la imagen de la organización, para el medio ambiente, consecuencias económicas, de seguridad u operacionales.

El análisis de criticidad permitirá valorar si un riesgo es aceptable o no para la organización y determinará consecuentemente la política de mantenimiento para asignar únicamente los recursos y esfuerzos necesarios para reducirlo.

La selección de tareas consiste en escoger la mejor política de mantenimiento para un modo de falla a través de un árbol de decisión y en el establecimiento de las frecuencias para la realización de las actividades de mantenimiento. Los tipos de tareas de mantenimiento a realizar una vez surtido el proceso de evaluación en el árbol de decisión corresponderán según la IEC-60300-3-11 a monitoreo de la condición, recuperación de la condición, cambio de partes y búsqueda de fallas. Sin embargo, podrán encontrarse durante el análisis tareas de mantenimiento de correr a falla o que requieren rediseño del equipo.

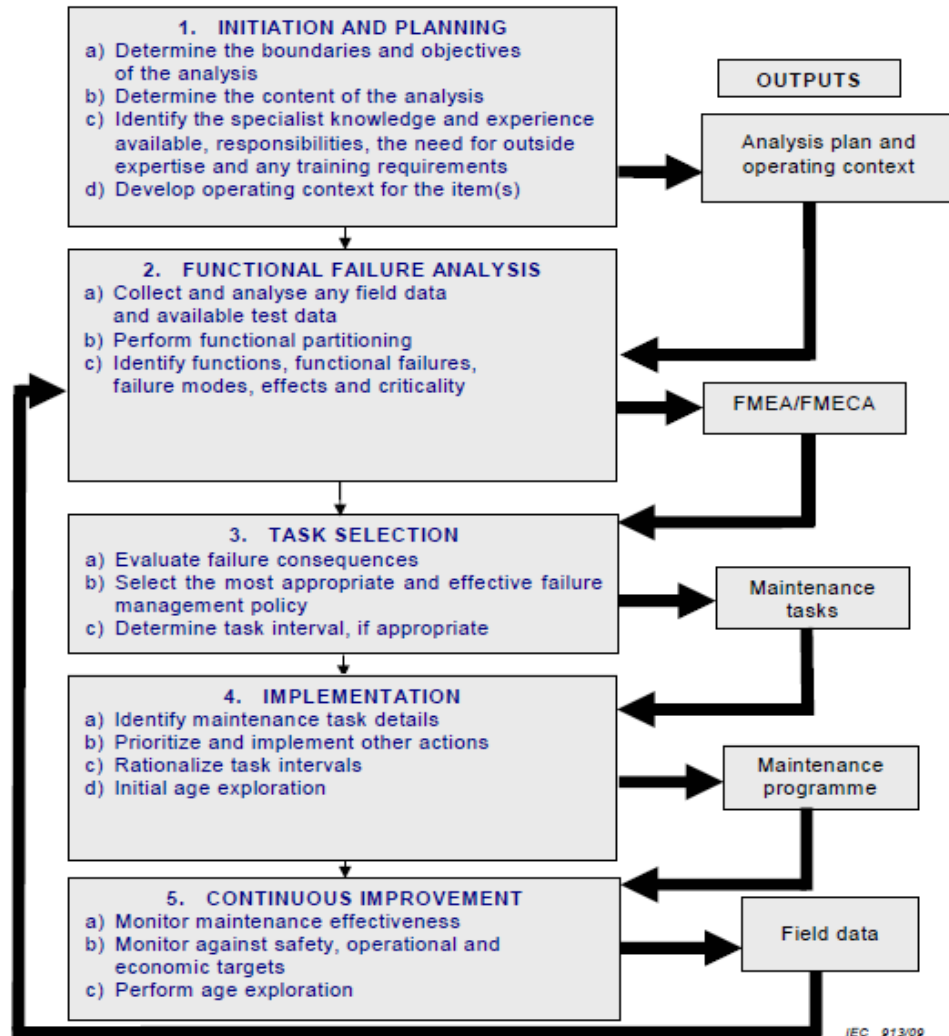
En cuanto a la definición de los intervalos para la realización de las tareas de mantenimiento, estos se estiman generalmente de acuerdo con la experiencia del personal de operación y mantenimiento pero debe siempre tratar de emplearse la mayor cantidad de información posible para complementar la decisión con el fin de alcanzar la frecuencia más costo-efectiva posible.

## **2.2 IMPLEMENTACIÓN DE RCM EN LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN DE EEB**

En el año 2009, EEB teniendo en cuenta su deseo de consolidarse como uno de los mayores Transportadores de Energía Eléctrica distinguido por el uso de prácticas de clase mundial y teniendo en cuenta el marco legal vigente para el servicio de Transmisión, inició la implementación de la metodología de

Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) para mejorar la gestión de mantenimiento de sus activos en el STN.

Figura 10. Proceso de RCM Según IEC-60300-3-11



Fuente: Internatonal Estandard - IEC

Para la implementación de RCM en EEB, se realizaron varios talleres guiados por un experto que contaron con la participación de integrantes del equipo de mantenimiento de líneas de transmisión y de subestaciones quienes con su experiencia contribuyeron a enriquecer las discusiones alcanzando el punto de incrementar el conocimiento colectivo de la función de cada uno de los equipos

instalados. La implementación, se realizó siguiendo el proceso incluido en el estándar IEC60300-3-11<sup>6</sup> correspondiente a la Guía de Aplicación de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) (Figura 11)

Los equipos identificados y que fueron incluidos dentro del proceso de RCM fueron: Torres, Vanos, Faros, Interruptores, Seccionadores, Transformadores de Corriente, Transformadores de Tensión, Pararrayos, Reactores, Bancos de Compensación Capacitiva, Sistema de Control y Medida, Trampas de Onda, Bobinas de Choque, Bujes de Transición, Sistema de Protecciones, Servicios Auxiliares, RTU y Sistema Scada.

El trabajo inició con la caracterización de cada uno de estos equipos que consistió en la identificación de sus características técnicas, el contexto operativo, sus fronteras e interfaces tal como se observa a manera de ejemplo en la siguiente tabla para un tramo de línea.

Tabla 3. Caracterización Torres 1B – 05, con Vanos y Franja de Seguridad

COD. EQUIPO / PLANTA	ELEMENTO DE ESTUDIO	CONDICIÓN OPERACIONAL/ CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	CONDICIÓN AMBIENTAL	FRONTERAS (PLANO-DIAGRAMA)	INTERFASES
Tramo Horizontal I Línea Guavio - Circo	Torres Pórtico, 1B, 1A,,001 y 005, con su vanos y franja de seguridad	Año de entrada en operación ( 1993 ) tensión de operación 220kV, 2 circuitos Guavio - Circo 1 y Guavio -Circo 2, STN, Capacidad de transporte en Amperios por circuito (Guavio -Circo -1 960, Guavio -Circo-2 960 A), Transposición de conductores y salida de Subestación, enlaces de comunicaciones OPGW , número de conductores por fase (2), rango de altura sobre el nivel del mar (1000-1026), rango de distancias mínimas de seguridad (6,8-7 metros), ancho de	Falla geotécnica regional, cobertura vegetal de bajo porte, resistividad del suelo (1000-1500 ohm/m), nivel de precipitación (alta), topografía con pendiente media, Nivel Isoceraunico 60 (Fuente Norma NTC 4552).	Pórtico, Torre salida subestación Guavio hasta Vano 5-6 (ver diagrama Unifilar)	-5% y +10% de tensión nominal.  Capacidad de transporte en 960 Amperios.

<sup>6</sup> INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION. Dependability Management – Part 3-11: Application Guide – Reliability Centred Maintenance. IEC60300-3-11: 2009. 2ed. Geneve, Suiza: IEC, 2009. 98p

		servidumbre (60mts), temperatura ambiente promedio, velocidad de viento máxima de diseño (100km/h), Conductor Rail 954 MCM, Cable de Guarda Minorca 110,8 MCM Familia de Torres Guavio y Familia de Torres Sistema Bogotá Tipo D modificadas. Mando 20°C +/- 10°. Tensión Operación mecanismo 125 VDC. Tensión de servicios auxiliares 120 VAC.			
--	--	---	--	--	--

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Con esta información se procedió posteriormente a identificar la función y a describir las fallas funcionales y a la identificación de los modos de falla y establecimiento de sus efectos en la operación.

Tabla 4. Función, Modo de Falla y Efectos Torres 1B – 05, con Vanos y Franja de Seguridad

ELEMENTO DE ESTUDIO	Función	Descripción Falla Funcional	Modo de Falla	Descripción Efectos
Torres Pórtico, 1B, 1A,,001 y 005, con su vanos y franja de seguridad	Mantener disponible la infraestructura para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial del tramo y el vano delante de la última torre para los circuitos que se describen en las condiciones Operativas y con una disponibilidad nivel mínimo de 99,8%	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Herrajes rotos por corrosión	Caída de conductor, pérdida de la disponibilidad (valor económico 38 SMMLV), Afectación en el corto plazo al STN, potenciales riesgo muy bajo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo Máximo de reparación 24 horas, costo de reparación 10 SMMLV.
Torres Pórtico, 1B, 1A,,001 y 005, con su vanos y franja de seguridad	Mantener disponible la infraestructura para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial del tramo y el vano delante de la última torre para los circuitos que se describen en las condiciones Operativas y con una disponibilidad nivel mínimo de 99,8%	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Aisladores cubiertos por sustancia conductora (cortocircuitado )	Disminución de aislamiento originando salidas forzadas usualmente recierres, pérdida de disponibilidad de minutos, riesgo de energía no suministrada (Creg 011 de 2009), tiempos reparación (1 hora), perdida de disponibilidad (valor económico 6 SMMLV), costo de la reparación 2,5 SMMLV. Afecta en el corto plazo al STN.

Torres Pórtico, 1B, 1A,,001 y 005, con su vanos y franja de seguridad	Mantener disponible la infraestructura para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial del tramo y el vano delante de la última torre para los circuitos que se describen en las condiciones Operativas y con una disponibilidad nivel mínimo de 99,8%	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Torre caída por inestabilidad del terreno (Eventos súbitos)	Potencial riesgo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo reparación en días, costos de reparación del orden de 2000 smlv.
Torres Pórtico, 1B, 1A,,001 y 005, con su vanos y franja de seguridad	Evacuar las descargas atmosféricas sin interrumpir el servicio con un indicador de 3 salidas forzadas por cada 100 Km al año.	Interrupción del servicio por no evacuar las descargas atmosféricas con un indicador anual superior a 3 salidas forzadas por cada 100 kilómetros de línea	Torre con resistencia de puesta a tierra mayor a 20 ohmios	Aumento de la resistencia del camino a tierra de la onda de sobretensión originando salidas forzadas usualmente recierres, pérdida de disponibilidad de minutos, riesgo de energía no suministrada (Creg 011 de 2009). 20 SMMLV

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

A continuación cada uno de los efectos establecidos para cada una de las fallas se valoró de acuerdo con la siguiente matriz de riesgo construida para el negocio de transmisión que contemplaba los impactos hacia los clientes, los impactos al medio ambiente, a los humanos y de tipo económico de acuerdo con el contexto regulatorio, macroeconómico y estrategia corporativa de la Empresa

Tabla 5. Matriz de Riesgo Vicepresidencia de Transmisión

IMPACTO		PROBABILIDAD OCURRENCIA				
Rango		Muy Baja	Baja	Moderada	Alta	Muy Alta
		A	B	C	D	E
Superior	1	Alto	Extremo	Extremo	Extremo	Extremo
Mayor	2	Alto	Alto	Extremo	Extremo	Extremo
Importante	3	Moderado	Alto	Alto	Alto	Alto
Menor	4	Bajo	Bajo	Moderado	Moderado	Moderado
Inferior	5	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Tabla 6. Clasificación Impactos Clientes, Ambiental, Humano, Económico

IMPACTO					
	Rango	Cientes	Ambiental	Humano	Económico (millardos)
1	<b>Superior</b>	Sobrevivencia del negocio	No recuperable	Uno o más muertos	$C > 4,9$
2	<b>Mayor</b>	Disminución calificación riesgo	Grave recuperable	Incapacidad permanente	$2,5 > C < 4,9$
3	<b>Importante</b>	Afectación en STN al corto plazo	Leve no recuperable	Incapacidad temporal	$0,9 > C < 2,5$
4	<b>Menor</b>	Afectación en STN al mediano plazo	Leve recuperable	Incapacidad menor	$0,3 > C < 0,9$
5	<b>Inferior</b>	Ningún impacto en el STN	Ningún daño	Ningún impacto	$< 0,3$

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Las valoraciones económicas para determinar el rango de impacto fueron determinadas teniendo en cuenta los siguientes aspectos: compensación al ingreso recibido de la Unidad Constructiva (bahía) según Resolución CREG 011 de 2002 por el tiempo de indisponibilidad de la misma, costo de reparación y penalizaciones por energía no suministrada por el grado de afectación de la falla a la operatividad de equipos en la subestación local u otras subestaciones del SIN.

A manera de ejemplo se tiene que para el modo de falla *“Herrajes rotos por corrosión”* para la falla funcional de un interruptor de potencia correspondiente a *“Mantener disponible la infraestructura para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial del tramo y el vano delante de la última torre para los circuitos*

*que se describen en las condiciones Operativas y con una disponibilidad nivel mínimo de 99,8%” se tendrían los siguientes efectos:*

*“Caída de conductor, pérdida de la disponibilidad (valor económico 38 SMMLV), Afectación en el corto plazo al STN, potenciales riesgo muy bajo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo Máximo de reparación 24 horas, costo de reparación 10 SMMLV..”*

La descripción del efecto fue valorada de acuerdo con la matriz de riesgos de la Tabla 5 y a continuación se realizó la selección del tipo de tarea (Monitoreo, Reacondicionamiento, Cambio, Búsqueda de fallas, Correr a falla o Rediseño) usando el árbol de decisión mostrado en la Figura 11. Posteriormente las tareas específicas fueron establecidas junto con la frecuencia correspondiente y los recurso requeridos.

La aplicación de la metodología se realizó para todos los equipos de líneas y subestaciones siendo la aplicación a subestaciones objeto del trabajo elaborado por Medrano<sup>7</sup> y en donde se presenta una descripción más amplia de definición de funciones, modos de falla, descripción de efectos para algunos de los activos de subestaciones más representativos de propiedad de EEB. Por otra parte, en el Anexo A se encuentra el ejercicio completo de RCM para el ejemplo de Líneas de Transmisión correspondiente a las Torres 1B – 05, con Vanos y Franja de Seguridad del circuito Guavio – Circo I que se presentó en ésta sección.

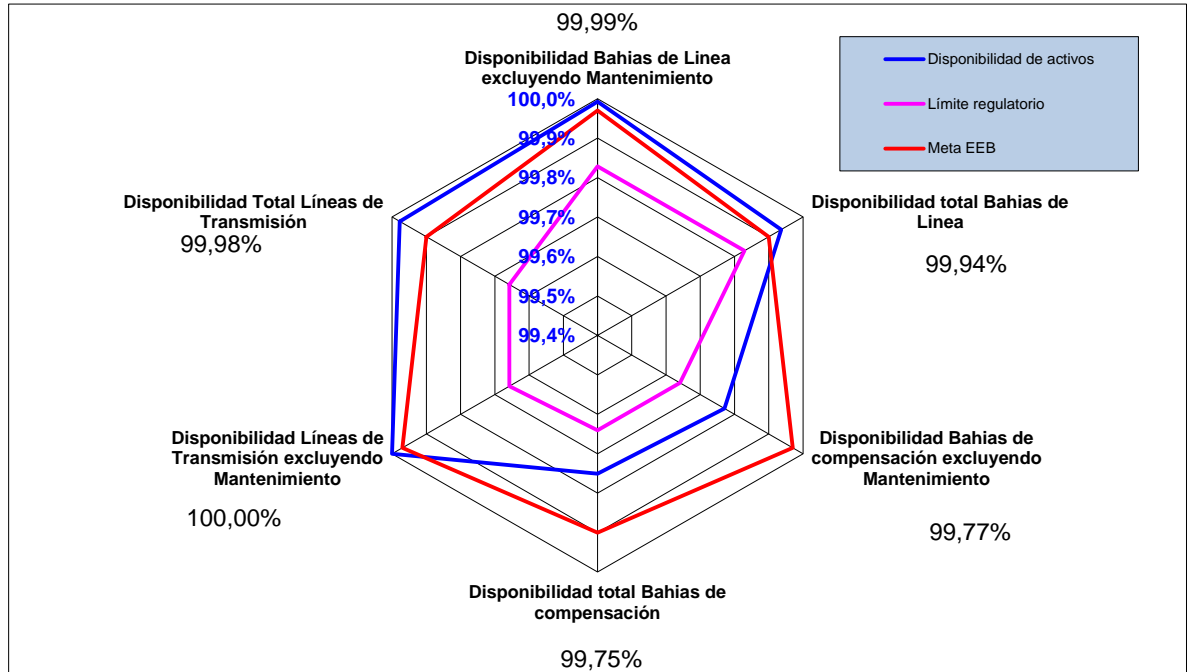
---

<sup>7</sup> MEDRANO Fredy. Metodología de Implementación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad para las Subestaciones de Propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá. Trabajo de Grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. 2010. 144p.



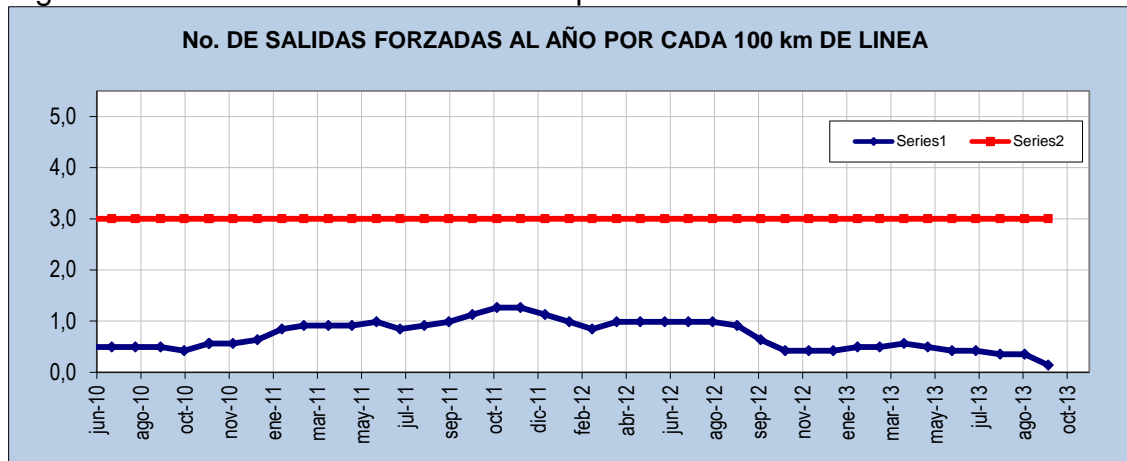
En general, a la fecha la aplicación de la metodología de RCM ha traído buenos resultados para EEB con mejoras sustanciales en los indicadores primordiales disponibilidad y de salidas forzadas de subestaciones y de líneas de transmisión como se puede apreciar en las siguientes figuras:

Figura 12. Disponibilidad de Activos Transmisión EEB Noviembre 2012 - Octubre de 2013.



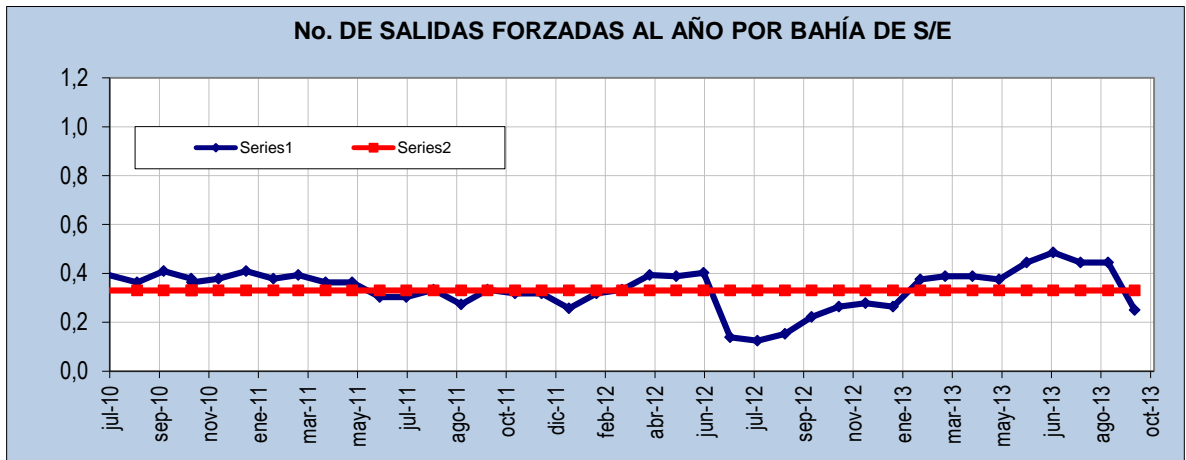
Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Figura 13. No. Salidas Forzadas al Año por Cada 100 km de Línea



Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Figura 14. No. Salidas Forzadas por bahía de Subestaciones



Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

### 3. ESTADO ACTUAL DEL MANTENIMIENTO BÁSADO EN CONFIABILIDAD EN EEB

#### 3.1 MATRIZ DE RIESGO DEL NEGOCIO DE TRANSMISIÓN

Para las empresas de servicios públicos en el sector de energía eléctrica, la necesidad de contar estrategias de mantenimiento acordes con el tipo de activo y el marco regulatorio actual, se convirtió en algo esencial dejando de lado las prácticas de realización únicamente de reparaciones y construyendo en su lugar planes de mantenimiento tomando como base experiencias obtenidas a través de los años, analizando información histórica, realizando análisis causa raíz y planificando adecuadamente cada uno de los recursos requeridos para la ejecución exitosa de las actividades de mantenimiento.

De este forma, la adopción de estrategias para gestión de mantenimiento como RCM en el sector eléctrico es una práctica común e inclusive la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) requirió en el año 2012 a un agente del SIN “*implementar un esquema de mantenimiento centrado en confiabilidad*”<sup>8</sup> para optimizar la gestión de mantenimiento para de esta forma mejorar los índices de calidad del servicio.

Tal y como se expresó en el ...Numeral 2..., en EEB la gestión el mantenimiento de los activos se realiza usando mantenimiento centrado en confiabilidad, resultando en un aumento en la confiabilidad y disponibilidad de los activos. Actualmente, el plan de mantenimiento, se realiza a través de la generación de avisos de mantenimiento con periodicidad definida de acuerdo con la metodología de RCM, para adelantar actividades de mantenimiento seleccionadas mediante el árbol de decisión de la Figura 11. **Árbol de Decisión RCM para EEB** Anualmente,

---

<sup>8</sup> ELECTRIFICADORA DEL CARIBE ESP – ELECTRICARIBE. Informe Ejecutivo de Gestión. Bogotá, 2013.

se realizan revisiones anuales de los resultados mediante comités de RCM integrados por miembros del equipo de mantenimiento.

Sin embargo, actualmente se tiene una gran preocupación en la efectividad del plan de mantenimiento generado con la metodología de RCM por los cambios que se han producido en EEB, relacionados con la incorporación de nuevos equipos de subestación, nuevas líneas de transmisión, nuevas tecnologías, la innovación, nuevos riesgos ambientales, reputacionales, financieros y la nueva normatividad del sector. Especialmente este punto es de gran preocupación dado los cambios introducidos con las Resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 093 de 2013 en la forma de remunerar los ingresos, en la forma de medir la calidad de prestación del servicio y en general por las compensaciones aplicables en virtud del incumplimiento de los índices establecidos para tal fin.

Para la fecha de la implementación de RCM en EEB mencionada ...en el Numeral 2..., no se contaba con una matriz dentro de riesgo formalmente formulada que considerara los impactos financieros, de imagen, ambientales y humano del negocio de transmisión de energía para el año 2009 por lo que la matriz de la Tabla 5. **Matriz de Riesgo Vicepresidencia de Transmisión** fue construida especialmente para llevar a cabo los análisis de consecuencias requeridos en el proceso de RCM.

Para el año 2013, la Vicepresidencia de Transmisión siendo consciente de la importancia de identificar y controlar adecuadamente los riesgos del negocio creó una matriz para valoración de riesgos identificando y estableciendo rangos para las categorías financiera, personas, servicios, comercial, reputación y ambiental, que son las de mayor impacto para el negocio.

Tabla 7. Matriz de Riesgos Vicepresidencia de Transmisión 2013

PROBABILIDAD	Casi Cierto (>90%)	Todas las veces, diario, cada dos operaciones	ALTO	ALTO	EXTREMO	EXTREMO	EXTREMO
	Probable (61-90%)	Que ocurra la mayoría de las veces. Mensual, cada 10 operaciones.	MODERADO	ALTO	ALTO	EXTREMO	EXTREMO
	Posible (41- 60%)	Posiblemente ocurra varias veces. Cada 6 meses, cada 100 operaciones.	BAJO	MODERADO	ALTO	EXTREMO	EXTREMO
	Improbable (11-40%)	Alguna posibilidad que ocurra el evento. Una vez cada año.	BAJO	BAJO	MODERADO	ALTO	EXTREMO
	Raro (0-10%)	Insignificante posibilidad que ocurra el evento. Una vez cada 10,000 operaciones.	BAJO	BAJO	MODERADO	ALTO	ALTO
	Categoría		<b>INSIGNIFICANTE</b>	<b>MENOR</b>	<b>MODERADO</b>	<b>MAYOR</b>	<b>SEVERO</b>
<b>FINANCIERO</b>		< 0,5% del EBITDA VT del año anterior	Entre el 0,5% y el 1% del EBITDA VT del año anterior	Entre el 1% y el 2% del EBITDA VT del año anterior	Entre el 2% y el 8% del EBITDA VT del año anterior	> 8% del EBITDA VT del año anterior	
<b>PERSONAS</b>		Lesión menor sin incapacidad. Prestación de primeros auxilios.	Incapacidad temporal > 1 día y hasta 3 días. Efectos en la salud reversibles. Se requiere de uno o varios días para recuperarse completamente. Afectación del rendimiento laboral.	Incapacidad temporal > 3 días. Efectos en la salud reversibles. Se requiere de uno o varios días para recuperarse completamente. Afectación del rendimiento laboral.	Incapacidad permanente (parcial o total). Daños irreversibles en la salud con inhabilitación seria sin pérdida de vida.	Una o más fatalidades	

<b>SERVICIOS</b>	No hay efectos sobre la operación, ni se sobrepasan los límites regulatorios u operativos propios	Uno o más activos superan su propia Meta en Horas Anuales de Indisponibilidad que establece la regulación vigente	Se supera el valor objetivo de uno o más de los cuatro indicadores de Salidas Forzadas y Tiempo de Reposición de fallas que hacen parte del objetivo C.2 del PEC de VT	Uno o más eventos asociados a activos de EEB ocasionan ENS que representa un PENS $\geq$ 2% y se genera informe de parte del CND a la SSPD	La CIM de un mes es $\geq$ al 12% del IMR. En caso de agravarse y continuar la tendencia, la SSPD podrá considerar causal de toma de posesión de la Empresa
<b>Categoría</b>	<b>INSIGNIFICANTE</b>	<b>MENOR</b>	<b>MODERADO</b>	<b>MAYOR</b>	<b>SEVERO</b>
<b>COMERCIAL</b>	No hay reducción en la participación en el STN a nivel de ingresos	Disminución parcial inferior al 1% de la participación actual en el STN a nivel de ingresos	Disminución parcial inferior al 5% de la participación actual en el STN a nivel de ingresos	Disminución parcial inferior al 10% de la participación actual en el STN a nivel de ingresos	Disminución parcial superior al 10% de la participación actual en el STN a nivel de ingresos
<b>REPUTACIÓN</b>	Deterioro de la reputación del área/unidad a nivel interno en la Empresa.	Deterioro de la reputación a nivel local/sectorial	Deterioro de la reputación a nivel nacional	Deterioro de la reputación a nivel entidad de supervisión o vigilancia	Deterioro de la reputación a nivel entidad de supervisión o vigilancia con implicación legal
	No hay efectos sobre la reputación de la empresa, ni se genera ningún tipo de proceso u reporte por parte de alguna autoridad o medio de comunicación	Citaciones y comentarios explícitamente críticos y no positivos en documentos públicos del sector (CNO, UPME, CREG, XM) o en medios de comunicación de circulación local o regional	Citaciones y notas explícitamente críticas y no positivas en medios de comunicación de circulación nacional	Apertura de investigación formal por parte de alguna entidad gubernamental: SSPD, SIC, ANLA, etc.	Determinación de sanción formal, mediante acto administrativo, por parte de alguna entidad gubernamental: SSPD, SIC, ANLA, etc.

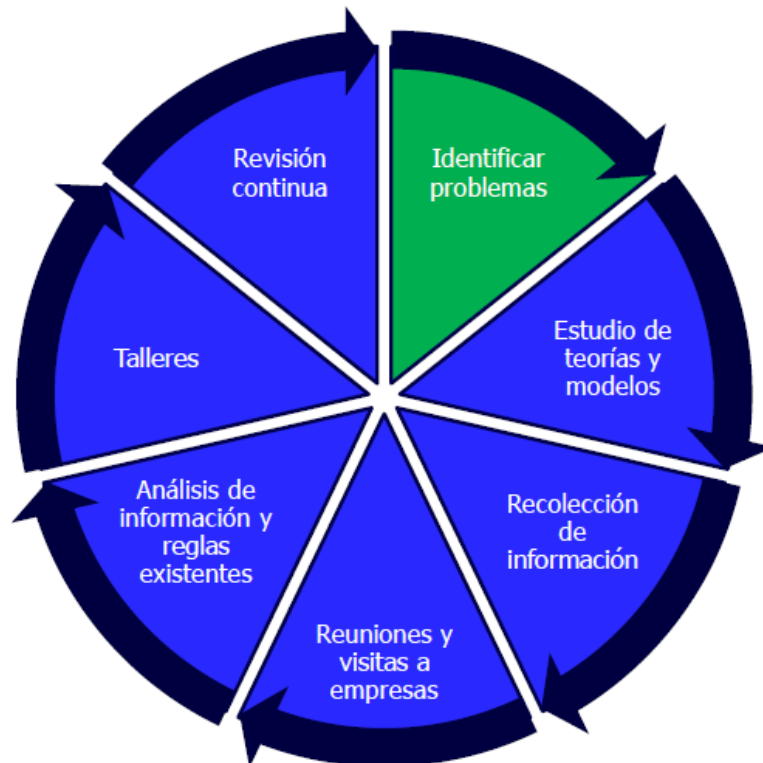
<b>AMBIENTAL</b>	<p>Efecto leve en los componentes ambientales, por debajo del límite inferior de los estándares de la normatividad ambiental.</p>	<p>Efecto menor en los componentes ambientales, en el límite inferior de los estándares de la normatividad ambiental, sin generar incumplimiento normativo.</p>	<p>Impacto localizado en los componentes ambientales, en el límite inmediatamente superior de los estándares de la normatividad ambiental, dentro de rangos de contaminación ambiental, sin generar incumplimiento normativo.</p>	<p>Impacto mayor en los componentes ambientales, en el límite superior de los estándares de la normatividad ambiental, sin generar incumplimiento normativo.</p>	<p>Impacto crítico por encima de la resiliencia (capacidad natural de recuperación) del componente y/o incumplimiento normativo.</p>
	<p>Con medidas simples, propias de las buenas prácticas del manejo Ambiental se logra el manejo. Manejo interno</p>	<p>Con medidas de manejo ambiental estándar se logra mitigar el efecto. Manejo dentro de la oficina</p>	<p>Se requiere medidas de manejo ambiental especializadas que pueden afectar la ejecución de las actividades de mantenimiento u operación en VT</p>	<p>Se requiere aplicar medidas de manejo de alto grado de especialidad que toman mayor tiempo que pueden afectar la Empresa y/o suspensión del mismo de actividades</p>	<p>Las medidas de control o recuperación no serán suficientes para evitar el impacto del desarrollo de actividades de mantenimiento u operación. Suspensión o cancelación del negocio (sanciones, reputación, etc.)</p>

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

### 3.2 RESOLUCIONES CREG 011 DE 2009 Y 093 DE 2012

A través de los años los prestadores del servicio de transmisión de energía eléctrica han venido revisando aspectos regulatorios del negocio en conjunto con la CREG, con el objetivo principal de prestar los servicios de energía a un mayor número de usuarios al menor costo con calidad, cobertura y expansión. Para garantizar el cumplimiento de esta meta la CREG realiza procedimientos de diagnóstico representados en la siguiente cadena:

Figura 15. Cadena Prestación del Servicio<sup>9</sup>



Fuente: Comisión Reguladora de Energía y Gas - CREG

Basado en estas revisiones que realiza la CREG, para medir la calidad del servicio se estableció la CREG 103 de 2000 donde se estableció la metodología de cálculo

---

<sup>9</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Presentación Suministro de Electricidad. Cartagena: CREG, Noviembre 2010.

y aplicación de los cargos por uso de STN, siendo esta vigente a partir de 1 de enero de 2001 que de conformidad con la ley 142 artículo 126 tendría una vigencia de 5 años en un llamado “Periodo Tributario”.

Por esta razón, en el año 2005 se comenzó con los estudios para el cambio en la regulación en Colombia para hacer una metodología de medición de la calidad de servicio de los agentes involucrando las compensaciones que se harían efectivas cuando no se cumple con los estándares de calidad. La comisión aprobó la CREG 007 de 2005 por la cual *“se pone en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, en el siguiente periodo tarifario”*

A partir de esta resolución, la CREG dio inicio a los estudios para el siguiente periodo tarifario, cuyos productos resultantes:

- Asesoría de la valoración de los costos unitarios de las unidades constructivas para las actividades de transmisión de energía eléctrica de Colombia elaborado por la firma H MV
- Remuneración de Costos Eficientes de costos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM de las empresas de transmisión y distribución eléctrica” con la universidad de los Andes en el marco del convenio de COLCIENCIAS y CREG.

De estos estudios surgieron aspectos que la CREG consideró pertinente incluir en los proyectos de resolución que finalmente dieron origen a la Resolución CREG 011 de 2009. Los aspectos principales considerados por la CREG fueron:

- Unidades Constructivas para módulo de barraje, diferencial de barra, corte central, configuración de barra doble con seccionador de transferencia, en subestación encapsulada en SF6, los centros de supervisión y maniobra, y los Equipos de control de tensión, y potencia reactiva VQ’s.

- Definiciones de Conexión Superficial y Conexión profunda
- Modificaciones en el alcance de la UPME en cuanto a que ésta define la conveniencia de incluir proyectos de transmisión remunerados a través de cargos de uso para la conexión de un nuevo generador. Para el resto seguir manejando los valores de Unidades Constructivas conforme la resolución 051 de 1998.<sup>10</sup>
- Costos de reposición
- Energía No Suministrada – ENS o dejar activos no operativos
- Cambio de horas disponibles por cada Unidad Constructiva para mantenimientos normales, que estas fueron reducidas en un 17%.
- Castigo a los agentes por exceder recuperación de activos, causar energía no suministrada y dejar no operativos activos operativos.

En general, se tiene que la remuneración de los activos de transmisión se realiza con la metodología de ingreso regulado ahora establecida en el Capítulo 1 del Anexo a la Resolución CREG 011 de 2009, y para la calidad del servicio del STN, el Artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2009, estableció que la misma se medirá de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 4 del Anexo de dicha resolución. En este Capítulo 4, se establecen reducciones del ingreso o compensaciones aplicadas por incumplimiento en los indicadores de calidad, describiendo las características de la calidad a que está asociado el ingreso regulado de cada Transmisor Nacional – TN. De acuerdo con lo anterior, las causas que generan compensación serán:

- La duración de las indisponibilidad de los activos los que superen las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas
- Indisponibilidad máxima permitida por catástrofe natural siendo esta de seis meses.

---

<sup>10</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Metodología para La Remuneración de la Actividad De Transmisión De Energía Eléctrica. : CREG, Diciembre de 2007.

- Energía No Suministrada – ENS que supere el 2% de la predicción horaria de demanda establecida en el Centro Nacional de Despacho.
- Cuando las Horas de Indisponibilidad Acumuladas de un activo sean mayores a las Horas Máximas Anuales de Indisponibilidad del activo no operativo.

Las compensaciones en el ingreso regulado de los activos, son calculadas según lo establecido...en el Numeral 4.8... del Anexo de la Resolución CREG 011 de 2009, donde se muestra como debe realizarse el cálculo por indisponibilidades que excedan las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas (MHAIA), por indisponibilidad del activo por catástrofes naturales o actos de terrorismo y por Energía No Suministrada (ENS) o por dejar No Operativos otros activos.

Tabla 8. Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad permitidas por Activo CREG 011 de 2009

<b>Activos</b>	<b>Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAIA)</b>
Bahía de Línea	15
Bahía de Transformación	15
Bahía de Compensación	16
Módulo de Barraje	15
Módulo de Compensación	15
Autotransformador	28
Línea de 220 o 230 kV	20
Línea de 500 kV	37
VQC	5
Otros Activos	10

Fuente: Comisión Reguladora de Energía y Gas - CREG

Para la implementación de la Resolución CREG 011 de 2009, se hacía necesario reglamentar el reporte de eventos y contar con herramientas tecnológicas para llevar control del registro de eventos. Adicionalmente, era necesario establecer un procedimiento para el cálculo de Energía No Suministrada. Todos estos aspectos fueron consignados por la CREG y dieron origen a la Resolución 093 de 24 de agosto de 2012.

### **3.3 ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS EN EL PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONFIABILIDAD DE EEB.**

De conformidad con el análisis realizado en el numeral anterior, es claro que la introducción de las Resoluciones CREG 011 de 2009 y 093 de 2013, puede generar impactos importantes en los ingresos de los transportadores de energía eléctrica en el caso de la presentación eventos en los que se presenta Energía No Suministrada o Activos No Operativos. Esta situación fue considerada en la matriz de riesgos de la Vicepresidencia de Transmisión de la Tabla 7. **Matriz de Riesgos Vicepresidencia de Transmisión 2013** y la misma implica cambios para la valoración de consecuencias de los modos de falla del RCM afectando la consecuente toma de decisiones para las tareas de mantenimiento.

Para el desarrollo de la monografía, se tomará como caso de estudio una posible falla sobre la línea de 230 kV Circo – Guavio I con las siguientes características y con vigencia de las resoluciones CREG 011 de 2009 y 093 de 2013:

Lugar: Vano entre la torre 76 a 77, en la Zona Centro del País.

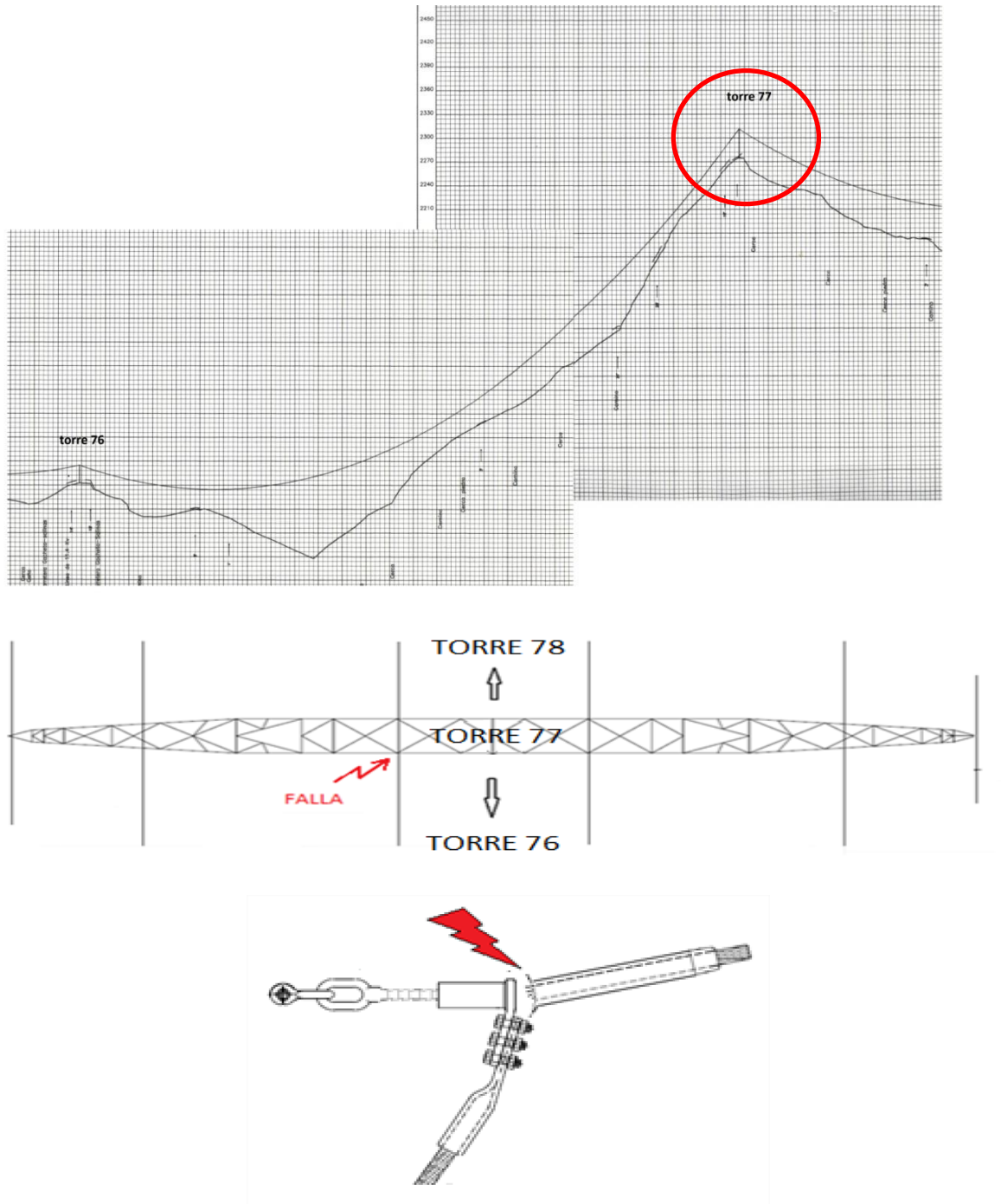
Fecha: 26 de Junio de 2013

Hora: 18:48

Elemento Fallado: Grapa de retención a compresión (manguito de anclaje) destinada a la fijación del conductor en haz a la cadena de aisladores en la torre 77.

Indisponibilidad generada por el evento: 32,05 horas, superando la meta regulatoria de 20 horas máximas permitidas.

Figura 16. Ubicación de la Falla - Caso de Estudio



Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Realizando el análisis de la compensación en el ingreso para EEB bajo la óptica de la Resolución CREG 011 de 2009, se tiene que los activos no operativos serían los siguientes:

- BL1 Circo a Guavio 230 kV
- BL1 Guavio a Circo 230 kV
- BL2 Circo a Guavio 230 kV
- BL2 Guavio a Circo 230 kV
- Línea de 230 kV Circo - Guavio 2

Realizando el cálculo de los ingresos de estos activos para el tiempo que se encontraron fuera de operación a causa del evento, se tendría que EEB tendría en total una compensación (disminución del ingreso) por valor de \$COP 27.787.751, por concepto de activos no operativos y también por superar la meta de indisponibilidad regulatoria de este activo.

En la siguiente tabla se presenta el resumen de los costos resultantes para EEB de realizar la reparación o atención de la emergencia junto con las compensaciones por no operatividad de activos mencionada anteriormente. En total los costos en que incurría la EEB por la presentación de la falla en la línea de 230 kV– Circo – Guavio I pueden alcanzar un valor de \$41.070.074 de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 9. Costos de Reparación y Compensaciones Caso de Estudio

<b>Concepto</b>	<b>Asignación</b>	<b>Valor</b>
Cuadrilla de mantenimiento y transporte de materiales	Pago a la empresa contratista de Mantenimiento	\$9.558.199
Costo de materiales	Separadores, empalmes, Manguitos, cable conductor	\$3.724.124
Compensaciones	Compensaciones Regulatorias por	\$27.787.751

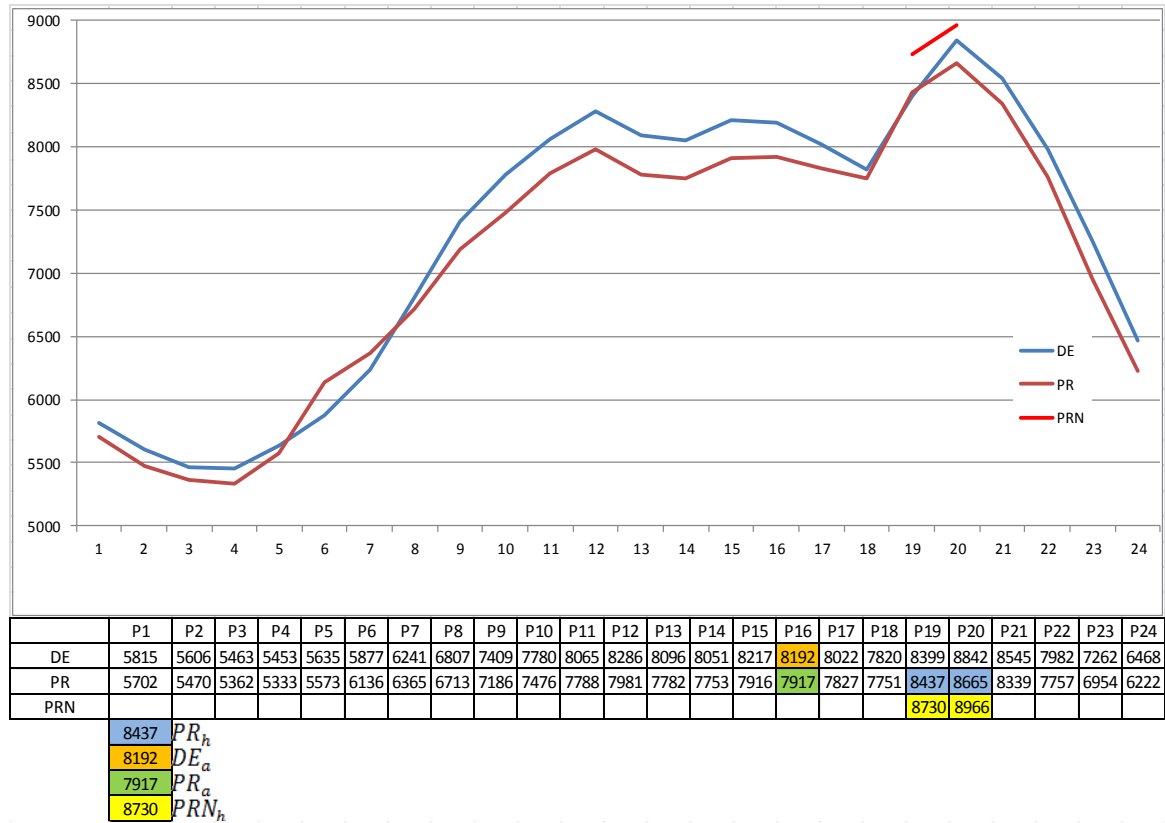
	indisponibilidades y activos no operativos. CREG 011/2009	
<b>Total</b>		<b>\$41.070.074</b>

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Por otra parte, en este tipo de evento es posible que se presente Energía No Suministrada o ENS. La ENS según la Resolución CREG 011 de 2009 se entiende como la diferencia entre la cantidad de energía de la predicción horaria de demanda para el Despacho Económico que estima el CND y la cantidad de energía suministrada.

De esta forma, si en el momento de presentarse el evento sobre la línea Guavio – Circo 1 se presenta una desviación superior al 2% entre el pronóstico y la cantidad de energía efectivamente suministrada EEB tendrá compensaciones en su ingreso. Para efecto del análisis, se considerará también que adicionalmente en el SIN se encuentra en ejecución una consignación de otro agente, como por ejemplo que Interconexión Eléctrica S.A esté realizando un mantenimiento planeado con desenergización de la barra de 500 kV en la Subestación Bolívar II en Zona Norte del país que debió terminar a las 16:00 y que continuó en ejecución hasta las 17:53. En este escenario el cálculo de la ENS del evento original se ve afectado por esta condición del sistema dado que es necesario realizar el cálculo con el último periodo horario anterior a la presentación del evento en análisis (P16:00), para el cual no se tenía efecto en la demanda atendida causada por otros eventos en el STN. En la siguiente figura se muestran las curvas de pronóstico y demanda entregada para el día del evento Guavio – Circo I (26 de Junio de 2013)

Figura 17. Pronóstico y Demanda Entregada de Energía - 26 de Junio de 2013



Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Teniendo en cuenta la gráfica anterior, y de acuerdo con la Resolución CREG 093 de 2012, la energía no suministrada (ENS) será:

Tabla 10. Cálculo de Energía No Suministrada (ENS)

Descripción	Periodo 16 (MW)	Periodo 19 (MW)	Periodo 20 (MW)
<b>Demanda Entregada (DE)</b>	8192	8399	8842
<b>Pronóstico de demanda</b>	7917	8437	8665
<b>Pronóstico Nuevo de Demanda</b>		8730	8966
<b>ENS para cada periodo horario 77.8 200.2</b>		331,1	124
<b>PENS para cada periodo horario 1.0% 2.5%</b>		3,79%	1,38%
<b>ENSM – Máximo</b>		<b>331,1</b>	

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Para calcular el valor de la compensación por la ENS que se presentó a causa del evento, debe considerarse según la metodología vigente, los costos de racionamiento de energía y dentro de ellos específicamente los valores que rigen a partir de junio de 2013. Según la publicación UPME estos valores corresponden a los mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 11. Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía

<b>COSTO</b>	<b>Racionamientos % de demanda</b>	<b>\$ / kWh</b>
CRO1	0,0% - 1,5%	678,72
<b>CRO2</b>	<b>1,5% - 5,0%</b>	<b>1.230,63</b>
CRO3	5,0% - 10%	2.158,12
CRO4	10,0% - 100%	4.273,59

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

El valor total de la compensación por ENS, se calcula teniendo en cuenta el rango en el que se ubica el porcentaje de energía no suministrada (PENS) de acuerdo con la tabla anterior. Dado que el PENS fue del 3,79%, el rango aplicable corresponderá a CRO2:

$$\text{Compensación ENS} = 1230,63 \times 331,1 = \$\text{COP } 407.415.318$$

En conclusión por el evento los costos asociados ascendieron a tres (3) hechos Energía No Suministrada, Reparación y Compensación de Activos No Operativos cuyos costos totales se describen en la siguiente tabla:

Tabla 12. Consolidado Costos Totales por Evento Guavio - Circo I

<b>Hecho</b>	<b>Costos</b>
Energía No Suministrada (ENS)	\$ 407.415.318
Costos de Reparación (Materiales y Mano de Obra)	\$ 41.070.074
Compensación por Activos No Operativos (CANO)	\$ 27.787.751
<b>Total</b>	<b>\$ 476.273.143</b>

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

Siendo estos los costos y la compensación del ingreso que pueden generasen por una falla correctiva bajo la regulación CREG 011 de 2009 y teniendo en cuenta que para un evento de igual magnitud bajo la regulación anterior (CREG 011 de 2002) no habría compensación en el ingreso para EEB y los únicos costos serían los inherentes a la reparación, la revisión del plan de mantenimiento construido bajo RCM en año 2009 se convierte en una necesidad.

### **3.4 IMPACTO DE MARCO REGULATORIO AL MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN DE EEB**

#### **3.4.1 Definición de funciones**

El cambio en el marco regulatorio no modifica los aspectos iniciales de implementación de la metodología de RCM tales como condiciones operacionales, características técnicas, condiciones ambientales, definición de fronteras, e interfaces. Sin embargo, en lo relacionado con las funciones, para el equipo mostrado en el Anexo A dentro de la definición de una de sus funciones, se establecen estándares de desempeño relacionados con disponibilidad de la siguiente forma: *“Mantener disponible la infraestructura para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial del tramo y el vano delante de la última*

*torre para los circuitos que se describen en las condiciones Operativas y con una disponibilidad nivel mínimo de 99,8%.”<sup>11</sup>*

En la resolución CREG 011 de 2009 se establecen nuevos niveles máximos de horas de indisponibilidad para las unidades constructivas (Tabla 8. Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad permitidas por Activo) por lo que la definición de función para el equipo del Anexo A se establecería en los siguientes términos: *“Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de No Suministrada y con una indisponibilidad máxima de 20 horas/año.”*

En la Tabla 13. **Equipo y Funciones RCM para Líneas de Transmisión** se presenta un ejemplo del desarrollo inicial de RCM hasta la descripción de una de las funciones para el equipo del Anexo A, considerando la Resolución CREG 011 de 2009.

---

<sup>11</sup> LIBRO INFORME RCM LÍNEAS DE TRANSMISIÓN. Guavio – Circo I y II: EEB S.A. ESP, 2009.

Tabla 13. Equipo y Funciones RCM para Líneas de Transmisión

ELEMENTO DE ESTUDIO	CONDICIÓN OPERACIONAL * CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	CONDICIÓN AMBIENTAL	FRONTERAS (PLANO-DIAGRAMA)	INTERFASES	Cod. Fun.	FUNCIONES
Torres Pórtico, 1B',1C',1E',1', con sus vanos y franja de seguridad	Año de entrada en operación Guavio-Tunal y Guavio Reforma 1994 230kV, STN, Capacidad de transporte en Amperios por circuito (Guavio-Tunal 960, Guavio-Reforma 960 A), Transposición de conductores y salida de Subestación, enlaces de comunicaciones ADSS (2 hilos acuerdo ISA actualmente en uso) , número de conductores por fase (2), rango de altura sobre el nivel del mar (950-1011), rango de distancias mínimas de seguridad (6,8-7 metros), ancho de servidumbre (60mts), temperatura ambiente promedio, velocidad de viento máxima de diseño (100km*h), Conductor Rail 954 kcmil, Cable de Guarda Minorca 110,8 kcmil Familia de Torres Guavio (ver anexos Técnicos ) y Familia de Torres Sistema Bogotá Tipo D modificadas (Ver documentos técnicos).	Falla geotécnica regional, cobertura vegetal de bajo porte, resistividad del suelo (1000-1500 ohm/m), nivel de precipitación (alta), topografía con pendiente suave, cruce del río Trompeta, cruce vía acceso a subestación Guavio entre torres .1C'-1B', Nivel ceraunico 150-180 (Fuente Norma NTC 4552)	Desde el punto de anclaje de la cadena de aisladores al pórtico, hasta Vano 1'-2	-5% y +10% de tensión nominal. Capacidad de transporte en 960 Amperios.	GURE10	Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad máxima de 20 horas/año

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

### 3.4.2 Falla funcional, modos de falla y efectos

Las descripciones de las fallas funcionales y los modos de fallas no se ven afectadas con el cambio en el marco regulatorio introducido por las Resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 093 de 2012. De esta forma, los modos de falla identificados en la implementación inicial de RCM y en las revisiones anuales posteriores de la metodología se mantendrían. Para el equipo mostrado en el Anexo A los modos de falla identificados son:

1. Conductor Roto (por herrajes)
2. Conductor Roto por volcamiento de árbol por fuera de la franja de servidumbre
3. Conductores con distancia de seguridad vulnerada (modificaciones del perfil del terreno)
4. Puente roto
5. Puente Suelto
6. Conductores con distancia de seguridad vulnerada (por vegetación)
7. Cable de Guarda desconectado de la torre
8. Cable de guarda roto por amortiguadores
9. Cable de guarda roto por herraje
10. Cable de guarda roto por descarga atmosférica
11. Torre caída por accidente de tránsito  
    Poste o brazo caído por corrosión en las uniones
12. Torre averiada por atentado
13. Torre caída por atentado
14. Torre caída por inestabilidad del terreno (Eventos súbitos)
15. Conducto o cable de guarda Roto por agentes externos fuerza mayor (disparos, explosiones, eventos naturales)

16. Conductores con pérdida de aislamiento provocado por incendio antrópico o natural.

17. Cable de guarda roto por agentes externos fuerza mayor (disparos, explosiones, eventos naturales)

El cambio principal se presenta en los efectos de las fallas donde como se mostró ... en el Numeral 3.3..., los costos por indisponibilidad de los activos se aumentan de forma importante a consecuencia de dejar activos no operativos y por la eventual materialización de Energía No Suministrada. La redacción de un efecto bajo la Resolución 011 de 2009, a modo de ejemplo sería: *“Caída de conductor, pérdida de la disponibilidad (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, supera las metas de Horas Anuales de Indisponibilidad, tiempo máximo de reparación en 15 horas, costos 70 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación, deterioro de la reputación ante los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”*

#### 3.4.3 Evaluación de consecuencias

La evaluación de las consecuencias de las fallas se realizará usando la matriz de riesgo del negocio de transmisión mostrada en la Tabla 7. **Matriz de Riesgos Vicepresidencia de Transmisión 2013** del Numeral 3.1. que fue elaborada considerando la Resolución CREG 011 de 2009. Esta matriz difiere de la matriz elaborada para la implementación inicial de RCM mostrada en la Tabla 5. **Matriz de Riesgo Vicepresidencia de Transmisión** pues incluye nuevas categorías para valoración que se describen a continuación:

- Financiero: Se valora la disminución del Margen EBITDA asociado al incremento en los costos y gastos en efectivo.

- Personas: Se valora de acuerdo con la severidad de las lesiones que puedan sufrir una o más personas.
- Servicio: Se valora de acuerdo con temas regulatorios y límites operacionales propios del negocio, Salidas Forzadas en líneas y Subestaciones y Tiempo de Reposición de Fallas.
- Comercial: Se valora según la reducción en la participación en el STN a nivel de ingresos.
- Reputación: Se valora a niveles a nivel sectorial, empresarial “accionario”, nacional o a nivel de entidad de supervisión o vigilancia.
- Ambiental: Afectaciones en normatividad vigente y cumplimiento de planes de manejo contenidos en las licencias ambientales.

A manera de ejemplo, el modo de falla “Conductor roto por herrajes”, cuyo modo de falla es “Caída de conductor, pérdida de la disponibilidad (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, supera las metas de Horas Anuales de Disponibilidad, tiempo máximo de reparación en 15 horas, costos 70 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación, deterioro de la reputación ante los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”, presentará la siguiente evaluación de consecuencias según la matriz de la Tabla 7. **Matriz de Riesgos Vicepresidencia de Transmisión 2013**

Tabla 14. Evaluación de Consecuencias Modo de Falla

Categoría	Observaciones	Impacto	Probabilidad	Riesgo
Financiero	El evento se puede presentar dos (2) veces en año. La compensación puede significar hasta 0,7 %	Menor	Posible (41%-60%)	Moderado

	del EBITDA			
Personas	Probabilidad muy baja de afectación a personas. Afectación leve.	Insignificante	Raro (41%-60%)	Bajo
Servicios	El evento Genera PENS > 2%.	Mayor	Posible (41%-60%)	Extremo
Comercial	Presenta Disminución parcial de ingresos con probabilidad media	Menor	Posible (41%-60%)	Moderado
Reputación	Afectación a la reputación a Nivel local, sectorial	Menor	Posible (41%-60%)	Moderado
Ambiental	Efecto leve en el medio ambiente	Insignificante	Posible (41%-60%)	Bajo

Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

#### 3.4.4 Selección de tareas

Para la toma de decisiones para la selección de las tareas de mantenimiento dentro de la implementación de RCM en el año 2009 se estableció el diagrama de decisión contenido en la Figura 11. **Árbol de Decisión RCM para EEB** Para el análisis bajo la Resolución CREG 011 de 2009 se utilizará el mismo árbol de decisión que contempla los siguientes tipos de tareas

- Tareas de monitoreo o Condición
- Tareas de Reacondicionamiento o Cambio Periódico
- Tareas de monitoreo y preventivas combinadas
- Tarea de Búsqueda de falla
- Correr a falla
- Rediseño del equipo

Con el uso de este diagrama de decisión se seleccionarán las tareas más adecuadas. Estas tareas estarían descritas así:

- Inspección Visual de herrajes: Determinaría las condiciones en las que se encuentran las conexiones.
- Tomar muestras de herrajes y probar en laboratorio:
- Inspección Visual de cadenas de aisladores con registro fotográfico: Determinaría arcos que se estén presentando, para saber si es apantallamiento o puestas a tierra o simplemente pérdida de más del 30% de platos de la cadena de aisladores.
- Inspección Visual de Aisladores: Revisión de suciedad que pueden generar pérdida de aislamiento.
- Inspección Visual de Conductores: Anuncia alertas para decisión de mantenimiento normal en términos de reparación de conductor.
- Limpieza Franja de Servidumbre: Alerta de manera temprana acercamientos que pueda tener la línea
- Inspección Visual estructura de la torre y hacer pruebas de martillo (corrosión): Monitoreo para decidir cuándo hay que reforzar galvanizado.
- Inspección Visual perfiles estructura: Determinaría fallas geológicas por pandeos, fallas en el creep (elongación) del conductor o simplemente reforzamiento de los tornillos de estructura.

Una vez seleccionado el tipo de decisión y se ha establecido apropiadamente la tarea para cada modo de falla, se establecen las frecuencias para la realización de las actividades junto con los recursos necesarios para completar la labor.

En el Anexo B se encuentra el detalle completo del ejercicio de selección de valoración de consecuencias y de selección de tareas para el equipo de tramo de línea para la Bahía Guavio – Circo I.

#### 4. ESTRUCTURACIÓN DEL PLAN DE TRABAJO

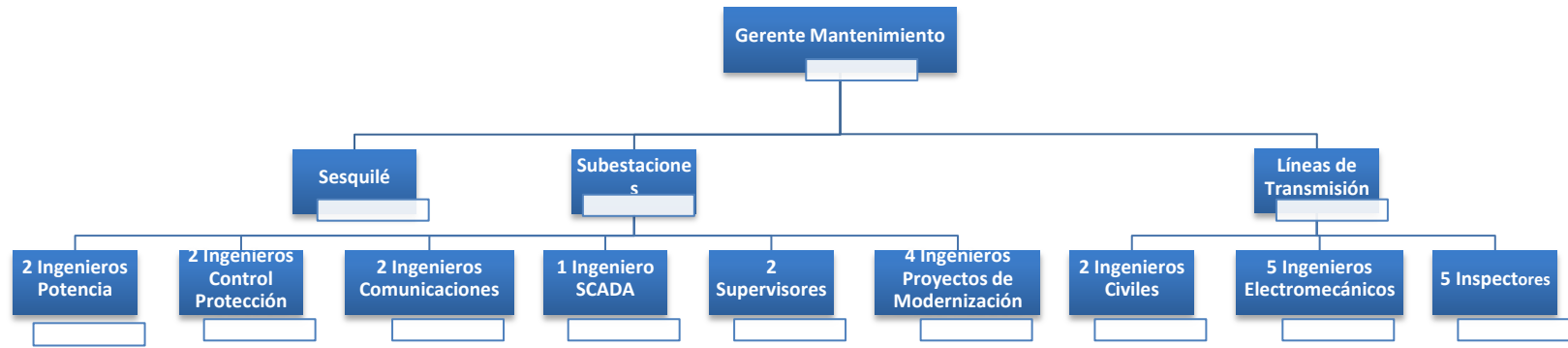
En EEB, la Gerencia de Mantenimiento de la Vicepresidencia de Transmisión tiene por objetivo principal dentro de la organización el planear, supervisar y controlar los trabajos de mantenimiento preventivo y/o correctivo, orientados a preservar las funciones principales y secundarias de la infraestructura de líneas de transmisión y unidades constructivas en subestaciones eléctricas. Como objetivo secundario, se encuentra el planear y ejecutar proyectos de modernización y repotenciación sobre los activos existentes, y participar en la recepción de nuevos proyectos que entran en operación como resultado de la participación de la Empresa en convocatorias de la UPME.

Para alcanzar sus objetivos la Gerencia de Mantenimiento – GM cuenta con un equipo conformado 29 trabajadores que se distribuyen en 22 ingenieros y 7 tecnólogos y técnicos especializados en un área específica de conocimiento. Este equipo de trabajo está organizado para atender las actividades de líneas de transmisión de subestaciones de acuerdo con el organigrama de la Figura 18.

##### **Organigrama Gerencia de Mantenimiento**

Para que el proyecto de revisión e implementación de la metodología sea llevado a cabo con éxito es necesario contar con el apoyo de la alta dirección, quienes son artífices del uso de práctica de clase mundial para alcanzar los objetivos del Plan Estratégico Corporativo. El uso de una estrategia de mantenimiento acorde con los requerimientos del negocio, orientada a preservar la función de los activos de forma óptima que logre minimizar los costos en el ciclo de vida del activo mejorará los beneficios económicos para la Empresa y sus accionistas.

Figura 18. Organigrama Gerencia de Mantenimiento



Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

También se requiere que el personal de mantenimiento participe activamente en cada una de las etapas del proceso para que aumente no solo el conocimiento de los equipos sino también para que aumente su grado de conciencia de su rol en la organización y para que se cree la cultura de confiabilidad.

El proyecto debe iniciar capacitando al equipo de la Gerencia de Mantenimiento en la metodología de RCM dado que se ha vinculado personal nuevo y algunos no tienen las bases conceptuales para apoyar correctamente el desarrollo del proyecto. En las capacitaciones de RCM, el equipo de mantenimiento comprenderá y analizará conceptos como el de las siete preguntas del RCM.

Basado en estos requerimientos, para adelantar el plan de mantenimiento es necesario un cronograma de actividades y recursos para logra la actualización del RCM-2013 de la GM de la Vicepresidencia de Transmisión.

#### **4.1. PLAN DE TRABAJO PARA ACTUALIZACIÓN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.**

##### 4.1.1. Capacitaciones

Al personal de mantenimiento, se requiere realizar capacitación con el fin de sensibilización y aprendizaje del concepto de confiabilidad, de allí, se pretende que los trabajadores se involucren más en mantenimiento, además, que el personal conozca las condiciones actuales en temas de regulación nacional.

##### 4.1.2. Talleres de Actualización RCM

en este ciclo es importante concientizar al personal en temas de confiabilidad, además de conocer los antecedentes del plan actual RCM – 2009 y revisar las memorias de las decisiones tomadas en el momento de ejecución e implementación de la estrategia de mantenimiento, una vez realizada esta revisión y teniendo el conocimiento regulatorio el personal de mantenimiento de Líneas de Transmisión y Subestaciones, mediante 44 talleres se actualizaría el plan de

mantenimiento involucrando a profesiones en HSEQ, Ambiental, Social, Seguridad, Técnico y Administrativo, de aquí, resultarían las tareas para el plan de mantenimiento.

#### 4.1.3. Documentación del plan RCM

Se crean los planes, manuales, instructivos, proyectos para alcanzar el cumplimiento del plan, en este se involucran las áreas de mantenimiento para la revisión del esquema a utilizar en cumplimiento de las funciones de los activos, organización del mantenimiento para lograr los índices de disponibilidad y la minimizar las compensaciones por indisponibilidades de los activos.

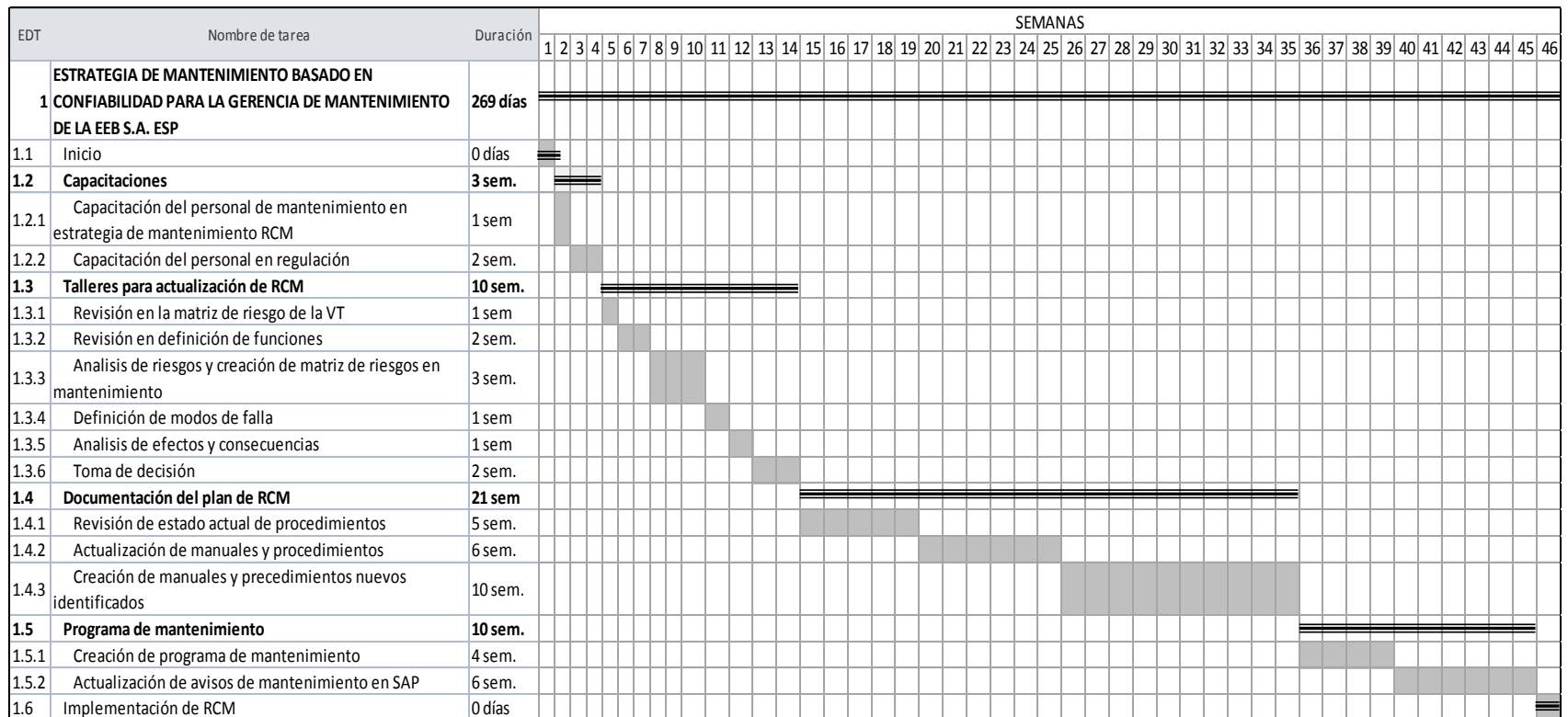
#### 4.1.4. Programa de Mantenimiento

Se busca tener con un horizonte a 6 años “periodo regulatorio” crear un programa de ejecución de actividades en términos de predictivo, correctivo, preventivo de los activos en operación, donde se establecen rutinas de mantenimiento, en términos de inspección, valoración, mantenimientos normales programados y correctivos controlados, y desde aquí establecer los comités de RCM donde se revise exhaustivamente el comportamiento de dicho programa.

#### 4.1.5. Tiempo de ejecución

A continuación en la , se muestra el tiempo de ejecución para la implementación del RCM versión 2013.

Figura 19. Cronograma para Actualización Plan de Mantenimiento



Fuente: Empresa de Energía de Bogotá

## 5. CONCLUSIONES

El marco regulatorio se convirtió en un factor importante para la toma de decisiones en referencia a las actividades mantenimiento de los activos de transmisión, que para esta monografía se focalizada en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. La Resolución CREG 011 de 2009 en lo referente a temas de calidad castiga onerosamente a los agentes transportadores siendo estos de carácter Económico y Reputación, caracteres que envuelven el resto de riesgos tales como ambientales, humanos, servicios y comerciales.

El desarrollo de la monografía, ayudó a tener las bases para comenzar a concientizar a todos los integrantes del equipo de mantenimiento de la importancia del marco regulatorio dentro de las actividades diarias de mantenimiento. Además, de ver la importancia de tener y aplicar la estrategia de mantenimiento y de porque la vigilancia y control de los planes de mantenimiento dentro de la EEB S.A. ESP.

Es importante resaltar, que el haber comenzado con la aplicación de una estrategia de mantenimiento dentro de la EEB S.A. ESP ha ayudado a las mejores prácticas en temas de calidad para el cumplimiento de los requerimientos energéticos del país, y a cumplimiento de los objetivos de la organización. Teniendo dicha estrategia se facilita la revisión de las implicaciones del marco regulatorio en cada periodo tarifario y de los cambio de la Empresa en temas de riesgos.

El cambio obtenido en la Resolución 011 de 2009 en cuanto a las compensaciones de activos no operativos – CANO y energía no suministrada -

ENS, resultan en efectos económicos mayores por la materialización de cada uno de los modos de falla identificados en los equipos, esto lleva que una vez revisada en la valoración de la consecuencia de acuerdo con la matriz de riesgo de la Vicepresidencia de Transmisión se tenga un mayor riesgo, lo que implica modificar la toma de decisión del tipo de tarea de mantenimiento a realizar impactando directamente los costos de mantenimiento.

Estos costos están reflejados en las rutinas de mantenimiento, ya que si bien es cierto que se tienen monitoreos e inspecciones en los activos, requiere hacer acciones preventivas a más activos y con mayor frecuencia, esto hace necesario comenzar a evaluar nuevas tecnologías de vigilancia para el control del estado de los activos de la EEB S.A. ESP.

## BIBLIOGRAFIA

COLOMBIA. COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS. Resolución 001 (2, noviembre, 1994). Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por el Sistema de Transmisión Nacional y se regula la liquidación y administración de las cuentas originadas por los cargos de uso de dicho sistema. Bogotá: CREG, 1994. 17p.

COLOMBIA. COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS. Resolución 061 (12, septiembre, 2000). Por la cual se establecen las normas de calidad aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y de Conexión al STN como parte del Reglamento de Operación del SIN. Bogotá: CREG, 2000. 19p.

COLOMBIA. COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS. Resolución 011 (28, febrero, 2002). Por la cual se establecen las Metas del Índice de Disponibilidad y de las Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad, para la calidad del servicio de Transporte de Energía Eléctrica. Bogotá: CREG, 2002. 2p.

COLOMBIA. COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS. Resolución 011 (11, febrero, 2009). Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional. Bogotá: CREG, 2009. 47p.

COLOMBIA. COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS. Resolución 093 (24, agosto, 2012). Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional. Bogotá: CREG, 2012. 20p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Dependability Management – Part 3-11: Application Guide – Reliability Centred Maintenance. IEC60300-3-11: 2009. 2ed. Geneve, Suiza: IEC, 2009. 98p

MEDRANO Fredy. Metodología de Implementación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad para las Subestaciones de Propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá. Trabajo de Grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. 2010. 144p.

MOUBRAY John. Reliability-centered Maintenance. New York: Industrial Press Inc. 2ª Edición, 1997. 440 p.

## ANEXOS

### ANEXO A. RCM PARA LINEA DE TRANSMISIÓN GUAVIO CIRCO I TORRES 1B – 05, CON VANOS Y FRANJA DE SEGURIDAD – SEGÚN RESOLUCION CREG 011 DE 2002

Función	Descripción Falla Funcional	Modo de Falla	Descripción Efectos	ER RA	ER RH	ER RE	ER OR	TIPO DE DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FRECUENCIA (meses)	RECURSOS
Mantener disponible la infraestructura para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial del tramo y el vano delante de la ultima torre para los circuitos que se describen en las condiciones Operativas y con una disponibilidad nivel mínimo de 99,8%.	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Herrajes sueltos (retención y suspensión)	caída de conductor, pérdida de la disponibilidad (valor económico 38 SMMLV), Afectación en el corto plazo al STN, potenciales riesgo muy bajo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo Máximo de reparación 24 horas, costo de reparación 10 SMMLV.	A4	A1	A5	A3	Monitoreo	Inspección Visual de herrajes (procedimiento detallado)	24	Supervisor Liniero

	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Herrajes rotos por fatiga	caída de conductor, pérdida de la disponibilidad (valor económico 38 SMMLV), Afectación en el corto plazo al STN, potenciales riesgo muy bajo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo Máximo de reparación 24 horas, costo de reparación 10 SMMLV.	A4	A1	A5	A3	Monitoreo	Tomar muestras de herrajes y probar en laboratorio	72	Grupo de mantenimiento Zona centro, laboratorio UNAL y/o Escuela de Ingeniería
	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Herrajes rotos por corrosión	Caída de conductor, pérdida de la disponibilidad (valor económico 38 SMMLV), Afectación en el corto plazo al STN, potenciales riesgo muy bajo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo Máximo de reparación 24 horas, costo de reparación 10 SMMLV.	A4	A1	A5	A3	Monitoreo	Tomar muestras de herrajes y probar en laboratorio . Idem. Herraje roto por fatiga	72	Grupo de mantenimiento Zona centro y laboratorio UNAL
	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Aisladores cubiertos por sustancia conductora (cortocircuitado)	Disminución de aislamiento originando salidas forzadas usualmente recierres, pérdida de disponibilidad de minutos, riesgo de energía no suministrada (Creg 011 de 2009), tiempos reparación (1 hora),	A5	A5	A5	A3	Monitoreo	Inspección Visual de cadenas de aisladores con registro fotográfico	72	Supervisor Liniero

			perdida de disponibilidad (valor económico 6 SMMLV), costo de la reparación 2,5 SMMLV. Afecta en el corto plazo al STN.								
	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Aisladores rotos	Disminución del aislamiento efectivo contra sobrevoltajes, perdida de disponibilidad en minutos aumentando la posibilidad de salidas forzadas ante descargas atmosféricas con riesgo de energía no suministrada, tiempo de reparación (4 horas), perdida de disponibilidad (valor económico 8 SMMLV), costo de la reparación 2,5 SMMLV. Afectación en el mediano plazo	B5	B5	B5	B4	Monitoreo	Inspección Visual de Aisladores	24	Supervisor Liniero
	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Conductor Roto (por hilos sueltos, por separadores o por vibración)	caída de conductor, pérdida de la disponibilidad (valor económico 66 SMMLV), potenciales riesgo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo reparación y tiempo de reparación 48 horas, costo de la reparación 10 SMMLV	C4	C1	C5	C3	Monitoreo	Inspección Visual de Conductores	6	Supervisor Liniero

	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Conductor Roto por árboles	caída de conductor, pérdida de la disponibilidad (valor económico 66 SMMLV), potenciales riesgo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo reparación y tiempo de reparación 48 horas, costo de la reparación 10 SMMLV. Afectación en el corto plazo al STN	A4	A1	A5	A3	Reacondicionamiento	Limpieza franja de servidumbre	12	Cuadrilla de mantenimiento
	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Conductores con distancia de seguridad vulnerada (modificaciones del perfil del terreno)	Disminución de aislamiento originando salidas forzadas usualmente recierres, pérdida de disponibilidad de minutos, riesgo de energía no suministrada (Creg 011 de 2009), tiempos reparación (del orden de semanas) costo del rango de 20 smlv y 50 smlv, riesgo sobre la vida humana y animal y sobre la cobertura vegetal	A5	A5	A5	A5	Correr a falla			
	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Puente con hilos rotos	Disminución de aislamiento (hilos acercándose a la estructura) originando salidas forzadas usualmente recierres, pérdida de disponibilidad de minutos, riesgo de energía no	B5	B5	B5	B4	Correr a falla			

			suministrada (Creg 011 de 2009), tiempos reparación (del orden de horas) costo del rango de 13 smlv .								
	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Conductores con acercamiento a vegetación	Disminución de aislamiento (por árboles) originando salidas forzadas usualmente recierres repetitivos, pérdida de disponibilidad de horas con 14 smlv, riesgo de energía no suministrada (Creg 011 de 2009), tiempos reparación (del orden de horas) costo del rango de 0,5 smlv .	C4	C5	C5	c5	Reacondicionamiento	Limpieza franja de servidumbre	12	Cuadrilla de mantenimiento
	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Cable de Guarda Roto	caída sobre el conductor, pérdida de la disponibilidad (valor económico 30 SMMLV), potenciales riesgo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo reparación superior a las 20 horas. Costo de la reparación de 4,5 SMMLV. Afectación en el corto plazo al STN	A5	A3	A5	C3	Monitoreo	Inspección Visual de Cable de guarda	6	Supervisor Liniero
	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Cable de Guarda desconectado de la torre	Aumento de resistencia del camino a tierra de la onda de sobretensión originando salidas forzadas usualmente recierres, pérdida de	A5	A5	C5	A4	Correr a falla		6	Supervisor Liniero

			disponibilidad de minutos valor económico de 0,5 SMMLV, riesgo de energía no suministrada (Creg 011 de 2009).								
	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Torre caída por corrosión	Perdida de la disponibilidad (valor económico) en semanas, potenciales riesgo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo reparación en meses, costos de reparación superiores a 500 smlv	A4	A4	A4	A3	Monitoreo	Inspección Visual estructura de la torre y hacer pruebas de martillo (corrosión)	72	Liniero
	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Torre caída por inestabilidad del terreno (Problemas geotécnicos, Erosiones progresivos)	Perdida de la disponibilidad (valor económico) en semanas, potenciales riesgo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo reparación en meses, costos de reparación superiores a 2500 smlv	B5	B5	B3	B3	Monitoreo	Inspección Visual de movimientos del terreno	6	Supervisor Liniero
	Pérdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Torre caída por inestabilidad del terreno (Problemas geotécnicos, Erosiones progresivos)	Perdida de la disponibilidad (valor económico) en semanas, potenciales riesgo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo reparación en meses, costos de reparación superiores a 2500 smlv	B5	B5	B3	B3	Monitoreo	Estudio geotécnico	72	Geotecnista

	Pérdida de alguno o todos los circuitos que no afecta la disponibilidad del activo	Torre caída o averiada por atentado o vandalismo	Perdida de la disponibilidad (valor económico) en semanas, potenciales riesgo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo reparación en meses, costos de reparación superiores a 260 smmlv	A4	A4	A5	A3	Monitoreo	Inspección Visual perfiles estructura	12	Supervisor Liniero
	Perdida de alguno o todos los circuitos que no afecta la disponibilidad del activo	Torre caída por inestabilidad del terreno (Eventos súbitos)	Potenciales riesgo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo reparación en días, costos de reparación del orden de 2000 smlv.	A5	A5	A5	A5	Correr a falla			
	Perdida de alguno o todos los circuitos que no afecta la disponibilidad del activo	Conductor Roto por agentes externos fuerza mayor (disparos, explosiones ,etc.)	Caída de conductor , potenciales riesgo muy bajo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo reparación excenta, costo de reparación 10 SMMLV.	A5	A5	A5	A5	Correr a falla			
Evacuar las descargas atmosféricas sin interrumpir el servicio con un indicador de 3 salidas forzadas por cada 100 Km al año.	Interrupción del servicio por no evacuar las descargas atmosféricas con un indicador anual superior a 3 salidas forzadas por cada 100 kilómetros de línea	Cable de Guarda desconectado de la torre	Aumento deresistencia del camino a tierra de la onda de sobretensión originando salidas forzadas usualmente recierres, perdida de disponibilidad de minutos, riesgo de energía no suministrada (Creg 011 de 2009). 5	C5	C5	C5	C4	Correr a falla			

			SMMLV Afectación en el mediano plazo al STN								
	Interrupción del servicio por no evacuar las descargas atmosféricas con un indicador anual superior a 3 salidas forzadas por cada 100 kilómetros de línea	Torre con puesta a tierra desconectada	Aumento de resistencia del camino a tierra de la onda de sobretensión originando salidas forzadas usualmente recierres, pérdida de disponibilidad de minutos, riesgo de energía no suministrada (Creg 011 de 2009). 5 SMMLV	C5	C5	C5	C4	Correr a falla			
	Interrupción del servicio por no evacuar las descargas atmosféricas con un indicador anual superior a 3 salidas forzadas por cada 100 kilómetros de línea	Torre con resistencia de puesta a tierra mayor a 20 ohmios	Aumento de la resistencia del camino a tierra de la onda de sobretensión originando salidas forzadas usualmente recierres, pérdida de disponibilidad de minutos, riesgo de energía no suministrada (Creg 011 de 2009). 20 SMMLV	B5	B5	B5	B4	Monitoreo	Mediciones de puesta a tierra	72	Supervisor Liniero
Permitir el enlace de comunicaciones con un nivel disponibilidad 99,6% para datos y/o teleprotección entre	Interrupción del servicio de comunicaciones por el Enlace	Cable OPGW roto	caída OPGW sobre el conductor, pérdida de la disponibilidad (valor económico 130 SMMLV), pérdida del servicio de	A5	A3	B5	C3	Monitoreo	Inspección Visual de Cable OPGW	6	Supervisor Liniero

subestaciones y con calidad menor o igual a 10 <sup>-7</sup> bits para datos.			telecomunicaciones, potenciales riesgo de afectaciones en la vida humana o medio ambiente y tiempo reparación superior a las 20 horas. Costo de la reparación de 100 SMMLV. Afectación en el corto plazo al STN								
	Interrupción del servicio de comunicaciones por el Enlace	Cable OPGW roto		A5	A3	B5	C3	Rediseño	Evaluar reemplazo Fibra optica por deterioro, y evaluar posibilidad que se independize para su mantenimiento de la función Principal		Grupo de mantenimiento Zona centro
	Interrupción del servicio de comunicaciones por el Enlace	Empalme de fibra óptica desconectado	Perdida del servicio de comunicaciones, en el corto plazo, perdida de supervisión del CCT, sobre las Bahías y activos relacionados con Guavio	A3	A5	A5	C3	Monitoreo	Inspección Visual Cajas de Empalme	12	Grupo de Telecomunicaciones
Informar al público del riesgo eléctrico por una línea de alta tensión en todas las torres	Pérdida de señalización de riesgo eléctrico en alguno de las torres	Señales oxidadas o corroídas	Perdida de vida humana y demanda por la deficiente señalización. 2000SMMLV	A5	A1	A3	A5	Monitoreo	Inspección Visual de Señales de riesgo eléctrico	12	Liniero
	Pérdida de señalización de riesgo eléctrico en alguno de las torres	Señales vandalizadas	Perdida de vida humana y demanda por la deficiente señalización. 2000SMMLV	A5	A1	A3	A5	Monitoreo	Inspección Visual de Señales de riesgo eléctrico	12	Liniero

	Pérdida de señalización de riesgo eléctrico en alguno de las torres	Señales hurtadas	Perdida de vida humana y demanda por la deficiente señalización. 2000SMMLV	A5	A1	A3	A5	Monitoreo	Inspección Visual de Señales de riesgo eléctrico	12	Liniero
	Pérdida de señalización de riesgo eléctrico en alguno de las torres	Señales con pintura deteriorada	Perdida de vida humana y demanda por la deficiente señalización. 2000SMMLV	A5	A1	A3	A5	Monitoreo	Inspección Visual de Señales de riesgo eléctrico	12	Liniero
Informar los nombres de las torres para visualización aérea y terrestre (por medio de placas)	Pérdida de señalización del numero de torre	Señales oxidadas o corroidas	Toma de decisiones erradas por falta de información de la torre afectada. Disponibilidad entre 4 y 8 horas con un costo entre 13 y 26 SMMLV	A5	A5	A5	A5	Monitoreo	Inspección Visual de Señales de identificación de torres (aéreas y terrestres)	12	Liniero
	Pérdida de señalización del numero de torre	Señales aéreas sucias	Toma de decisiones erradas por falta de información de la torre afectada. Disponibilidad entre 4 y 8 horas con un costo entre 13 y 26 SMMLV	C5	C5	C5	C5	Monitoreo	Inspección Visual de Señales de identificación de torres (aéreas y terrestres)	12	Liniero
	Pérdida de señalización del numero de torre	Señales con pintura deteriorada	Toma de decisiones erradas por falta de información de la torre afectada. Disponibilidad entre 4 y 8 horas con un costo entre 13 y 26 SMMLV	B5	B5	B5	B5	Monitoreo	Inspección Visual de Señales de identificación de torres (aéreas y terrestres)	12	Liniero
	Pérdida de señalización del numero de torre	Señales terrestres vandalizadas	Toma de decisiones erradas por falta de información de la torre afectada. Disponibilidad entre 4 y 8 horas con un costo entre 13 y 26 SMMLV	A5	A5	A5	A5	Monitoreo	Inspección Visual de Señales de identificación de torres (aéreas y terrestres)	12	Liniero

	Pérdida de señalización del numero de torre	Señales terrestres hurtadas	Toma de decisiones erradas por falta de información de la torre afectada. Disponibilidad entre 4 y 8 horas con un costo entre 13 y 26 SMMLV	A5	A5	A5	A5	Monitoreo	Inspección Visual de Señales de identificación de torres (aéreas y terrestres)	12	Liniero
Mantener la zona de seguridad en las franjas de servidumbre en el ancho descrito en la condición operativa.	Invasión por viviendas o construcciones no permitidas en la franja servidumbres	Invasión detectada posterior a las 72 horas de construida	Perdida de vida humana por invasión indebida a la franja de seguridad. 2000SMMLV, acciones policivas y reubicación de las construcciones	A5	A1	A3	A5	Monitoreo	Inspección Visual de construcciones en franja de servidumbre	12	Liniero
	Invasión por viviendas o construcciones no permitidas en la franja servidumbres	Cartografías de la infraestructura no radicadas por parte de la Empresa ante alcaldía y curadurías	Perdida de vida humana por invasión indebida a la franja de seguridad. 2000SMMLV, acciones policivas y reubicación de las construcciones	C5	A1	A3	A3	Reacondicionamiento	Envío de comunicación a las alcaldías sobre las frajas de servidumbre con la cartografía de la EEB	12	Profesional de mantenimiento zona centro
	Invasión por viviendas o construcciones no permitidas en la franja servidumbres	Derechos de Servidumbre no formalizados	Perdida de vida humana por invasión indebida a la franja de seguridad. 2000SMMLV, acciones policivas y reubicación de las construcciones	C5	A1	A3	A3	Correr a falla			
	Crecimiento de arboles de alto porte que interfieran distancias de seguridad	Conductores con acercamiento a arboles	Gestión administrativa adicional ante las autoridades ambientales y posibilidad de sanciones o multas. Multas ambientales	B4	B5	A2	A5	Reacondicionamiento	Limpieza franja de servidumbre	12	Cuadrilla de mantenimiento

			hasta de 5000 SMMLV por el decreto XXX								
	Crecimiento de arboles de alto porte que interfieran distancias de seguridad	Permisos ambientales no tramitados	Gestión administrativa adicional ante las autoridades ambientales y posibilidad de sanciones o multas. Multas ambientales hasta de 5000 SMMLV por el decreto XXX	B4	B5	A2	A5	Correr a falla			
	Crecimiento de arboles de alto porte que interfieran distancias de seguridad	Franja servidumbre vulnerada por arboles (función franja de servidumbre)	Gestión administrativa adicional ante las autoridades ambientales y posibilidad de sanciones o multas. Multas ambientales hasta de 5000 SMMLV por el decreto XXX	B4	B5	A2	A5	Reacondicionamiento	Limpieza franja de servidumbre	6	Cuadrilla de mantenimiento
Cumplir los valores de campos electromagnéticos y radio interferencia de acuerdo a lo establecido por el RETIE o la normatividad vigente en el momento de la construcción	Valores de campos electromagnéticos en kv/m, Teslas y Decibeles por encima de los marcos normativas	Detección de la construcción posterior a las 72 horas de construida	Demandas, tutelas, gestión administrativa, reubicación de viviendas costo económico 200 smmlv	A5	A5	A5	A5	Correr a falla			
	Valores de campos electromagnéticos en kv/m, Teslas y Decibeles por encima de los marcos	Perfil del terreno modificado	Costo económico 100 smmlv	A5	A5	A5	A5	Correr a falla			

	normativas										
Cumplir los valores de tensión, de paso y de contacto establecidos en la normativa aplicable	No cumplir los valores de tensión de paso y de contacto establecidos en la norma	Torre con puesta a tierra desconectada	Perdida de vida humana por invasión indebida a la franja de seguridad. 2000SMMLV.	B5	A1	A3	A5	Correr a falla			
	No cumplir los valores de tensión de paso y de contacto establecidos en la norma	Torre con resistencia de puesta a tierra mayor a 20 ohmios	Perdida de vida humana por invasión indebida a la franja de seguridad. 2000SMMLV.	B5	A1	A3	A5	Correr a falla			
	No cumplir los valores de tensión de paso y de contacto establecidos en la norma	Terreno modificado	Perdida de vida humana por invasión indebida a la franja de seguridad. 2000SMMLV.	A5	A5	A5	A5	Correr a falla			

**ANEXO B. RCM PARA LINEA DE TRANSMISIÓN GUAVIO CIRCO I TORRES 1B – 05, CON VANOS Y FRANJA DE SEGURIDAD – SEGÚN RESOLUCION CREG 011 DE 2009**

Función	Descripción Falla Funcional	Modo de Falla	Descripción Efectos	E R F N	E R R P	E R R S	E R R C	E R R R	E R R A	TIPO DE DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FRECUENCIA (meses)	RECURSOS
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Conductor Roto (por herrajes)	“Caída de conductor, pérdida de la disponibilidad (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, supera las metas de Horas Anuales de Disponibilidad, tiempo máximo de reparación en 15 horas, costos 70 SMMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación, deterioro de la reputación ante	M	B	E	M	M	B	Reacondicionamiento	Cambio u acondicionamiento del Herraje	Cada vez que ocurra	Cuadrilla de TcT

Suministrada y con una indisponibilidad máxima de 20 horas/año			los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”										
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad máxima de 20 horas/año	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Conductor Roto por volcamiento de arbol por dentro de la franja de servidumbre	“Caída de conductor, pérdida de la disponibilidad (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, supera las metas de Horas Anuales de Indisponibilidad, tiempo máximo de reparación en 15 horas, costos 70 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación, deterioro de la reputación ante los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades	M	B	E	M	M	B	Reacondicionamiento	Limpieza franja de servidumbre	12	Cuadrilla de mantenimiento

			gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”											
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad máxima de 20 horas/año	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Conductores con distancia de seguridad vulnerada (vegetación)	“Disminución de aislamiento, pérdida de la disponibilidad en minutos originando salidas forzadas (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, puede afectar las metas de Horas Anuales de Indisponibilidad, tiempo máximo de reparación en 1 horas, costos 2.5 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación si es mayor a un minuto, deterioro de la reputación ante los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los	B	B	M	B	M	B		Reacondicionamiento	Limpieza franja de servidumbre	12	Cuadrilla de mantenimiento

			componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”										
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad máxima de 20 horas/año	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Conductores con distancia de seguridad vulnerada (modificaciones del perfil del terreno)	“Disminución de aislamiento, pérdida de la disponibilidad en minutos originando salidas forzadas (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, puede afectar las metas de Horas Anuales de Indisponibilidad, tiempo máximo de reparación en 1 horas, costos 2.5 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación si es mayor a un minuto, deterioro de la reputación ante los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de	B	B	M	B	M	B		Reacondicionamiento	Limpieza franja de servidumbre	Supervisor 6 Liniero

			conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”										
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad máxima de 20 horas/año	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Conductores con perdida de aislamiento por robocado incendio al interior de la franja de servidumbre	“Disminución de aislamiento, pérdida de la disponibilidad en minutos originando salidas forzadas (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, puede afectar las metas de Horas Anuales de Indisponibilidad, tiempo máximo de reparación en 1 horas, costos 2.5 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación si es mayor a un minuto, deterioro de la reputación ante los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente,	B	B	M	B	M	B	Operar hasta que falle - Monitoreo	Inspección Visual estructura de la torre y hacer pruebas de martillo (corrosión)		

			medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”										
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Puente roto	“Disminución de aislamiento, pérdida de la disponibilidad en minutos originando salidas forzadas (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, puede afectar las metas de Horas Anuales de Indisponibilidad, tiempo máximo de reparación en 1 horas, costos 2.5 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación si es mayor a un minuto, deterioro de la reputación ante	B	B	M	B	M	B	reacondicionamiento	Inspección Visual estructura de la torre y hacer pruebas de martillo (corrosión)	Cada vez que ocurra	Cuadrila de mantenimiento

máxima de 20 horas/año			los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”										
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Puente suelto	“Disminución de aislamiento, pérdida de la disponibilidad en minutos originando salidas forzadas (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, puede afectar las metas de Horas Anuales de Indisponibilidad, tiempo máximo de reparación en 1 horas, costos 2.5 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación si es mayor a un minuto, deterioro de la reputación ante	B	B	M	B	M	B	reacondicionamiento	Reparación de puente	Cada vez que ocurra	Cuadrilla de TcT

máxima de 20 horas/año			los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”											
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Conductores con distancia de seguridad vulnerada (por vegetación)	“Disminución de aislamiento, pérdida de la disponibilidad en minutos originando salidas forzadas (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, puede afectar las metas de Horas Anuales de Disponibilidad, tiempo máximo de reparación en 1 horas, costos 2.5 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación si es mayor a un minuto, deterioro de la reputación ante	B	B	M	B	M	B	Reacondicionamiento		Limpieza franja de servidumbre	12 o	Cuadrilla de mantenimiento

máxima de 20 horas/año			los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”										
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Cable de Guarda desconectado de la torre	"Caída sobre el conductor, pérdida de la disponibilidad en minutos originando salidas forzadas (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, puede afectar las metas de Horas Anuales de Indisponibilidad, tiempo máximo de reparación en 1 horas, costos 4.5 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación si es mayor a un minuto, deterioro de la reputación ante	B	B	M	B	M	B	Reacondicionamiento	Reparación de cable de guarda	Cada vez que ocurra	Cuadrilla de mantenimiento

máxima de 20 horas/año			los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”										
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Cable de guarda roto por amortiguadores	"Caida sobre el conductor, pérdida de la disponibilidad en minutos originando salidas forzadas (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, puede afectar las metas de Horas Anuales de Indisponibilidad, tiempo máximo de reparación en 1 horas, costos 4.5 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación si es mayor a un minuto, deterioro de la reputación ante	B	B	M	B	M	B	Reacondicionamiento	Reparación de cable de guarda	Cada vez que ocurra	Cuadrilla de mantenimiento

máxima de 20 horas/año			los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”										
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Cable de guarda roto por herraje	"Caida sobre el conductor, pérdida de la disponibilidad en minutos originando salidas forzadas (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, puede afectar las metas de Horas Anuales de Indisponibilidad, tiempo máximo de reparación en 1 horas, costos 4.5 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación si es mayor a un minuto, deterioro de la reputación ante	B	B	M	B	M	B	Reacondicionamiento	Reparación de cable de guarda	Cada vez que ocurra	Cuadrilla de mantenimiento

máxima de 20 horas/año			los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”										
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Cable de guarda roto por descarga atmosférica	"Aumento de resistencia de camino a tierra de la onda de sobretensión, pérdida de la disponibilidad en minutos originando salidas forzadas (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, puede afectar las metas de Horas Anuales de Indisponibilidad, tiempo máximo de reparación en 1 horas, costos 0.5 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación si es mayor	B	B	M	B	M	B	Operar hasta que falle - Monitoreo	Inspección Visual estructura de la torre y hacer pruebas de martillo (corrosión)		

máxima de 20 horas/año			a un minuto, deterioro de la reputación ante los agentes y la superintendencia de servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”												
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Torre caída por accidente de tránsito	“Caída de torre, pérdida de la disponibilidad en semanas (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, supera las metas de Horas Anuales de Disponibilidad, tiempo máximo de reparación en 15 horas, costos 70 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación, deterioro de la reputación ante los agentes y la superintendencia de	M	B	E	M	M	B			Reacondicionamiento	Colocación de señales de advertencia y topes de protección	12	Cuadrilla de mantenimiento

máxima de 20 horas/año			servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”										
Estar disponible para permitir el flujo de energía en el tramo entre la torre inicial y el vano delante de la torre final para los circuitos que se describen en las condiciones operativas, que hacen parte del STN, sin la presencia de eventos no excluidos que generen Activos No Operativos y/o Energía de Suministrada y con una indisponibilidad	Perdida de alguno de los circuitos o fases o todos que afecta disponibilidad del activo	Poste o brazo caído por corrosión en las uniones	“Caída de torre, pérdida de la disponibilidad en semanas (que generan disminución del EBITDA conforme al año anterior), riesgo bajo de afectaciones en la vida humana, supera las metas de Horas Anuales de Disponibilidad, tiempo máximo de reparación en 15 horas, costos 70 SMMLV de reparación, disminución de los ingresos actuales de los activos en operación, deterioro de la reputación ante los agentes y la superintendencia de	M	B	E	M	M	B	Monitoreo	Inspección Visual estructura de la torre y hacer pruebas de martillo (corrosión)	12	Cuadrilla y especialista

<p>máxima de 20 horas/año</p>			<p>servicios públicos, sanciones por entidades gubernamentales, efecto leve en los componentes ambientales de conformidad con la normatividad vigente, medidas casi nulas para las buenas prácticas ambientales”</p>										
-------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--