



**IDENTIFICAR BUENAS PRÁCTICAS DE GESTIÓN DE ACTIVOS QUE PERMITAN
MINIMIZAR LAS INDISPONIBILIDADES DE LOS ACTIVOS DEL SISTEMA DE
TRANSMISIÓN NACIONAL COLOMBIANO**

Jorge Andrés Flórez Tique

Viviana Sanín Patiño

Proyecto presentado para optar al título de Especialista en Gestión de Activos

Asesores

Erwin López Martínez, Magister (MSc) en Gestión Tecnológica

Luisa María Gómez Peláez, Magister (MSc) en Ingeniería Ambiental

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Especialización en Gestión de Activos

Medellín, Antioquia, Colombia

2022

Cita

(Flórez Tique., & Sanín Patiño., 2022)

Referencia

Flórez Tique J., & Sanín Patiño V., (2022). *Identificar buenas prácticas de gestión de activos que permitan minimizar las indisponibilidades de los activos del sistema de transmisión nacional colombiano*. [Trabajo de grado especialización]. Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia.



Especialización en Gestión de Activos Cohorte II

Grupo de Investigación Ingeniería Gestión de Activos



Repositorio Institucional: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - www.udea.edu.co

Rector: John Jairo Arboleda Céspedes

Decano/Director: Jesús Francisco Vargas Bonilla

Jefe departamento: Juan Carlos Orrego Barrera

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

Agradecimientos

Los autores expresamos su agradecimiento a la Empresa ISA INTERCOLOMBIA E.S.P S.A en especial al departamento del Centro de Transmisión de Energía Noroccidente y al ingeniero Robinson Toro por la colaboración, disposición y formación para el desarrollo de este proyecto.

A nuestras familias por su paciencia y colaboración para la realización de este proyecto.

Al ingeniero mecánico Erwin López Martínez en calidad de asesor, por sus aportes y conocimiento en el tema de Gestión de Activos y del sector eléctrico en Colombia, y su apoyo incondicional en el transcurso del proyecto.

Tabla de contenido

Lista de tablas	8
Lista de figuras	9
Siglas, acrónimos y abreviaturas	10
Resumen	11
Abstract	12
Introducción	13
1 Planteamiento del problema	14
2 Justificación.....	17
3 Objetivos	18
4 Hipótesis.....	19
5 Marco teórico	20
5.1 Gestión de Activos	20
5.1.1 ¿Qué es la Gestión de Activos?	20
5.1.2 Gestión de Activos en el Sector Eléctrico.....	21
5.2 Disponibilidad	22
5.2.1 La Mejora Continua	23
5.2.1.1 Lluvia de Ideas:	23
5.2.1.2 Entrevistas Estructuradas o Semiestructuradas:.....	24
5.2.1.3 Análisis de Causa y Efecto:	24
5.2.2 Disponibilidad para el Sector Eléctrico	25
5.3 Reseña del Sector Eléctrico en Colombia	25
5.4 Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia	26
5.5 Agentes Transmisores en Colombia.....	27

5.6 Remuneración de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia (CREG, 2009).....	28
5.6.1 Cálculo del Ingreso Anual (CREG, 2009)	28
5.6.2 Liquidación Mensual del Ingreso (CREG, 2009)	30
5.7 Calidad del Servicio en el STN (CREG, 2009).....	30
5.8 Medición y Cálculo de la Indisponibilidad de los Activos de Uso del STN (CREG, 2009)	32
5.9 Agente Transmisor INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A - ISA.....	32
5.10 Agente Transmisor ISA INTERCOLOMBIA.....	33
6. Investigación para la Identificación de algunas Causas que han Generado Indisponibilidad de los Activos de Transmisión de Energía Eléctrica.....	35
6.1 Investigación para la Identificación de algunas de las Causas que han Generado Indisponibilidad de los Activos de Transmisión de Energía Eléctrica a Nivel Internacional como en el caso del Reino Unido.....	35
6.1.1 Impactos Regulatorios que han Afectado la Disponibilidad de los Activos de Transmisión.....	36
6.1.2 Impactos por Estrategias y Reestructuración que han Afectado la Disponibilidad de los Activos de Transmisión	38
6.1.3 Impactos por Gestión en el Mercado que han Afectado la Disponibilidad de los Activos de Transmisión.....	38
6.1.4 Impactos por la Condición Operacional de los Activos que ha Afectado la Disponibilidad en el Sistema de Transmisión.....	39
6.1.4.1 Riesgo del Sistema Tipo 1:.....	39
6.1.4.2 Riesgo del Sistema Tipo 2:.....	39
6.1.4.3 Riesgo del Sistema Tipo 3:.....	39
6.1.5 El sistema de red de transmisión de energía del Reino Unido	40
6.2 Investigación de las Estrategias Implementadas en ISA INTERCOLOMBIA para Identificar las Causas Raíz de las Indisponibilidades en los Activos del Sistema de Transmisión Colombiano, y la definición de estrategias para minimizar su recurrencia.....	43
6.2.1 Disponibilidad de los activos por edad y grupo de activos.	43

6.2.2	Análisis elaborado por la ISA INTERCOLOMBIA para identificar las causas de las indisponibilidades	48
6.2.2.1	Análisis a nivel global de la organización:.....	48
6.2.2.2	Análisis en uno de los cuatro Centros de Transmisión de Energía (CTE)	49
6.2.2.3	Análisis en un activo que por su tasa de indisponibilidades superó las metas regulatorias.	49
6.2.3	Causas identificadas por la organización en cada una de las etapas del ciclo de vida...51	
6.2.3.1	Primera etapa del ciclo de vida (Diseño, construcción, montaje y comisionamiento):	51
6.2.3.2	Segunda etapa del ciclo de vida (Operación):	52
6.2.3.3	Tercera etapa del ciclo de vida (Mantenimiento):.....	52
6.2.3.4	Cuarta etapa del ciclo de vida (Renovación y disposición):	54
6.2.4	Buenas prácticas identificadas por la organización	54
6.2.4.1	Primera etapa del ciclo de vida:	55
6.2.4.2	Tercera etapa del ciclo de vida	55
6.2.4.3	Cuarta etapa del ciclo de vida:	55
6.2.4.4	Prácticas que impactan varias etapas del ciclo de vida	56
6.2.5	Conclusiones de los análisis realizados:	56
6.3	Comparación de las posibles causas raíz que afectaron la disponibilidad de los activos del sector eléctrico y, la etapa del ciclo de vida en la cual se presentaron con mayor frecuencia. ..57	
6.3.1	Primera etapa del ciclo de vida (Diseño, construcción, montaje y comisionamiento) ..58	
6.3.2	Segunda etapa del ciclo de vida (Operación).....	58
6.3.3	Tercera etapa del ciclo de vida (Mantenimiento).....	58
6.3.4	Cuarta etapa del ciclo de vida (Renovación y disposición final).....	59
6.3.5	Etapas del ciclo de vida en la cual se presentaron las mayores afectaciones a la disponibilidad de los activos	59

6.4 Buenas prácticas de la Gestión de Activos recomendadas que permite a las empresas y entidades del sector eléctrico transmisoras nacionales disminuir las recurrencias y horas de indisponibilidad para su mejoramiento en la calidad del servicio y cumplimiento regulatorio.	59
6.4.1 Primera etapa del ciclo de vida (Diseño, Construcción, Comisionamiento)	60
6.4.2 Segunda etapa del ciclo de vida (Operación)	61
6.4.3 Tercera etapa del ciclo de vida (Mantenimiento)	62
6.4.4 Cuarta etapa del ciclo de vida (Renovación y disposición final)	64
6.4.5 Otras buenas prácticas	66
7. Conclusiones	67
8. Referencias	69

Lista de tablas

Tabla 1 Operación y Representación comercial de activos en el STN.....	15
Tabla 2 Máximas Horas Anuales de Disponibilidad (MHAI) por Activo	31

Lista de figuras

Figura 1 Contraste entre la cantidad de eventos por indisponibilidad y el número de horas compensadas (HC) 2018 – 2019	16
Figura 2 Principios y atributos claves de la gestión de activos.	21
Figura 3 Balance de las cifras reportadas por ISA en el 2021 en su informe integrado de gestión.	33
Figura 4 Activos administrados por ISA INTERCOLOMBIA.....	34
Figura 5 Clasificación de la cantidad de veces que los activos de subestaciones superaron las metas regulatorias, versus los activos de líneas.....	44
Figura 6 Cantidad de activos de subestaciones que superaron las metas regulatorias y su recurrencia.....	45
Figura 7 Clasificación de activos de subestaciones que superaron las metas regulatorias, agrupados por referencias de equipos	46
Figura 8 Probabilidad de falla Vs edad cronológica, sin overhaul.....	47
Figura 9 Probabilidad de falla Vs edad cronológica, con overhaul.....	48
Figura 10 Activos con mayor cantidad de horas compensadas para ISA INTERCOLOMBIA en el 2019.	50
Figura 11 Curva de la bañera	57

Siglas, acrónimos y abreviaturas

APA	American Psychological Association
CEATI	Centre for Energy Advancement Through Technological Innovation
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques (Consejo Internacional en Grandes Redes Eléctricas)
CREG	Comisión de Regulación de Energía, Gas y Combustibles
CTE	Centro de Transmisión de Energía
DTGE	Dirección Técnica de Gestión de Energía
ENS	Energía No Suministrada
IAM	Institute of Asset Management
ITCO	ISA INTERCOLOMBIA
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas
MHAI	Máximas Horas Anuales de Disponibilidad
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSE	Scottish and Southern Energy
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliario
STN	Sistema de Transmisión Nacional
TN	Transmisor Nacional
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética

Resumen

El propósito de la presente monografía es proponer mejores prácticas de la Gestión de Activos que permitan a las empresas y entidades del sector eléctrico transmisoras nacionales, buscar una manera eficiente de que los activos físicos puedan mantenerse en los niveles de disponibilidad para su mejoramiento en la calidad del servicio y cumplimiento regulatorio.

Esta investigación se realiza a partir de la identificación de algunas posibles causas que han generado indisponibilidad de los activos físicos en el sector eléctrico a nivel internacional como es el caso del Reino Unido, y en el sector eléctrico colombiano, en especial en ISA INTERCOLOMBIA E.S.P S.A. Posteriormente, se realiza un análisis comparativo de los criterios de las posibles causas que afectan la disponibilidad, encontrándose, como factor común que la causa más relevante en la afectación de la disponibilidad de los activos del sistema de transmisión de energía eléctrica, es que, dichos activos se encontraban en la última etapa de su ciclo de vida.

Palabras clave: gestión de activos, disponibilidad, sector eléctrico, agente transmisor de energía eléctrica, vida útil, activos, ciclo de vida, agente regulador de energía eléctrica.

Abstract

The purpose of this monograph is to propose best practices of Asset Management that allow companies and entities of the sector electric transmission national to find an efficient way to maintain the physical assets at the availability levels for their improvement in the quality of service and regulatory compliance.

This research is based on the identification of some possible causes that have generated unavailability of physical assets in the sector electricity international, as is the case of the United Kingdom, and in the sector electricity colombian, especially in ISA INTERCOLOMBIA E.S.P. S.A. Subsequently, to do a comparative analysis of the possible causes that affect the availability, finding, as a common factor, that the most relevant cause in the affectation of the availability of the assets of the electric power transmission system is that these assets were in the last stage of their life cycle.

Key words: asset management, availability, electric sector, electric power transmission agent, useful life, assets, life cycle, electric power regulatory agent.

Introducción

En Colombia, las empresas del sector de energía eléctrica para garantizar la adecuada y confiable prestación del servicio con una disponibilidad de los activos contrastan sus niveles de desempeño, calidad y disponibilidad, con los requerimientos o regulaciones definidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG.

Para la vigencia 2019, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Superservicios – SSPD, presenta el Diagnóstico de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica, cuyo objetivo era realizar un seguimiento al comportamiento de la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional en el STN en niveles de tensión superiores a 220 kV y al cumplimiento de la Resolución CREG 011 de 2009 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG, la cual está asociada a la remuneración económica de la actividad de transmisión de energía eléctrica de cada Transmisor Nacional – TN, generada por la indisponibilidad de los activos físicos.

El diagnóstico plantea, que uno de las posibles causas de la indisponibilidad de los activos físicos en el STN es asociada a su vida útil, presentando fragilidad operativa en cuanto a la calidad y continuidad del servicio que ante cierta situación o evento puede ocasionar una afectación importante de desatención de demanda de energía eléctrica e incumplimientos a los estándares de calidad en el servicio de transmisión de energía eléctrica en cuanto a horas de indisponibilidad de activos de acuerdo con la resolución CREG 011 de 2009 por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Las empresas del sector eléctrico han iniciado adoptar la implementación de un Sistema de Gestión de Activos, para obtener beneficios en el logro de sus objetivos estratégicos, el uso eficiente y seguro de sus recursos, las personas, el medio ambiente y sus comunidades, la prestación del servicio con calidad y eficiencia, y una adecuada gestión del riesgo en sus activos durante todo el ciclo de vida, para mejorar la disponibilidad, facilitar la toma de decisiones y fomentar la visión integral de la organización permitiéndole identificar y aprovechar sus oportunidades maximizando el valor de sus activos y logrando la sostenibilidad del negocio.

1 Planteamiento del problema

En Colombia, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Superservicios – SSPD, quien es la entidad con rango constitucional conforme al artículo 370 de la Constitución Política de 1991, ejerce las funciones de inspección, vigilancia y control de las entidades y empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía y gas.

La SSPD por delegación a la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE, en noviembre de 2020, presenta el Diagnóstico de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica 2019, cuyo objetivo era realizar un seguimiento al comportamiento de la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional con información correspondiente a la vigencia 2019 en el STN en niveles de tensión superiores a 220 kV y al cumplimiento de la Resolución CREG 011 de 2009 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG, la cual está asociada a la remuneración económica de la actividad de transmisión de energía eléctrica de cada Transmisor Nacional – TN, generada por la indisponibilidad de los activos físicos (Superservicios, 2022).

De acuerdo con la CREG, cabe resaltar que los TN son los responsables de garantizar la calidad y la disponibilidad en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica, el cual deberá ser suministrado dentro de los niveles establecidos (CREG, 2009). En caso, de que un activo físico del STN no cumpla con los niveles de servicio y disponibilidad definidos en la regulación, se reducirá al agente transmisor responsable del activo la remuneración mensual, de acuerdo con los cálculos definidos en la resolución CREG 011 de 2019 por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Dentro del Diagnóstico de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica 2019 elaborado por la SSPD, se menciona que el sistema interconectado nacional en Colombia – STN está conformado por 14 agentes que operan y representan comercialmente las líneas de transmisión y otros activos como bahías, transformadores, capacitores, entre otros, los cuales se mencionan a continuación:

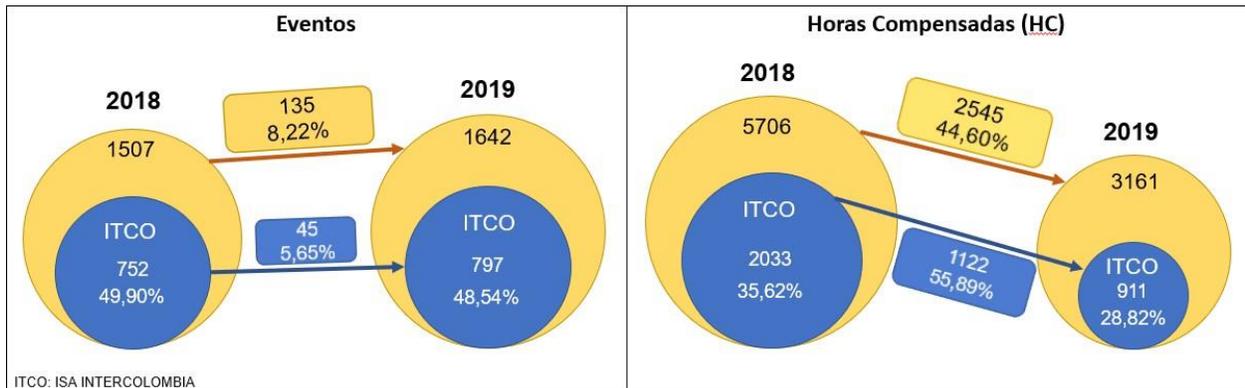
Tabla 1 Operación y Representación comercial de activos en el STN.

Agente Transmisor	Líneas	Otros Activos
CHEC		X
CELSIA COLOMBIA	X	X
CENS		X
DISTASA	X	X
EBSA		X
ELECTRICARIBE		X
EMGESA S.A		X
EPM	X	X
ESSA	X	X
GEB	X	X
ISA INTERCOLOMBIA	X	X
TEBSA		X
TRANSELCA	X	X
TUPROJECT		X

Fuente: Diagnóstico de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica 2019 (SSPD, 2020)

En el diagnóstico mencionado, la SSPD expone el balance de la cantidad de eventos y de horas de indisponibilidad que afectaron la calidad del servicio de transmisión de energía para el 2019, identificando que a pesar de que la cantidad de horas compensadas en el 2019 fue menor que en el 2018, la cantidad de eventos tuvo un comportamiento inverso incrementando en un 8,22%. Como fue el caso, del agente transmisor ISA INTERCOLOMBIA – ITCO, con la mayor cantidad de activos en el STN, se observa que entre el 2018 y el 2019 tuvo una reducción del 55,89% en horas compensadas, pero incrementó la cantidad de eventos comportándose de acuerdo a la tendencia general (ver figura 1).

Figura 1 Contraste entre la cantidad de eventos por indisponibilidad y el número de horas compensadas (HC) 2018 – 2019



Fuente: Diagnóstico de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica 2019 (SSPD, 2020)

Entre los datos relevantes del diagnóstico, se refleja que para el 2019 el GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ - GEB fue la empresa que presentó mayor incremento en el número de eventos por indisponibilidad (52,36%), a pesar, de ser el segundo agente con mayor cantidad de activos de transmisión con aproximadamente un 10%. Otros de los aspectos para tener en cuenta, es que, por más de la disminución de horas de indisponibilidad, TRANSELCA, ISA INTERCOLOMBIA y CELSIA aportan aproximadamente el 85% del total de las horas compensadas en el STN para el 2019.

Por lo tanto, en el Diagnóstico de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica 2019 por la SSPD, plantea que la afectación de la disponibilidad de los activos físicos en el STN podría ser una condición operativa que puede estar presentando condiciones de fragilidad operativa o asociadas a vida útil que ante cierta situación o evento puede ocasionar una afectación importante de desatención de demanda de energía eléctrica e incumplimientos a los estándares de calidad en el servicio de transmisión de energía eléctrica en cuanto a horas de indisponibilidad de activos de acuerdo con la resolución CREG 011 de 2009 por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

2 Justificación

El propósito de esta monografía es identificar cual es la etapa del ciclo de vida de los activos que más afecta en la indisponibilidad del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica, y que ha impactado en la calidad del servicio, la tendencia en el incremento de eventos de indisponibilidad y la remuneración que los agentes transmisores reciben por sus activos disponibles del STN de acuerdo con los criterios definidos por la Comisión de Regulación de energía y Gas - CREG en su resolución 011 de 2009. Además, proponer mejores prácticas de la Gestión de Activos que permitan a las empresas y entidades del sector eléctrico transmisoras nacionales, buscar una manera eficiente de que los activos físicos puedan mantenerse en los niveles de disponibilidad para su mejoramiento en la calidad del servicio y cumplimiento regulatorio.

3.1 Objetivo general

Identificar cual es la etapa del ciclo de vida que más afecta en la indisponibilidad de los activos de Transmisión de Energía Eléctrica, y proponer mejores prácticas de la Gestión de Activos que permitan a las empresas y entidades del sector eléctrico transmisoras nacionales, buscar una manera eficiente de que los activos físicos puedan mantenerse en los niveles de disponibilidad para su mejoramiento en la calidad del servicio y cumplimiento regulatorio.

3.2 Objetivos específicos

- Identificar cuáles han sido algunas de las causas que han generado indisponibilidad de los activos físicos en el sector eléctrico a nivel internacional como es el caso del Reino Unido, mediante la investigación de la literatura por medio tecnológico, base de datos y documentos de investigación de estudios superiores en universidades.
- Identificar algunas de las causas de afectación de la calidad del servicio en el sector eléctrico colombiano, en especial en ISA INTERCOLOMBIA E.S.P S. A mediante la investigación en bases de datos, informes de la empresa y la aplicación de la herramienta de mejora continua análisis de causa raíz.
- Realizar un análisis comparativo de los criterios de las posibles causas que afectan la disponibilidad de los activos físicos en el sector eléctrico a nivel internacional y nacional, partiendo de los datos obtenidos en los objetivos específicos anteriores.
- Elaborar recomendaciones de buenas prácticas de la Gestión de Activos que permita a las empresas y entidades del sector eléctrico transmisoras nacionales disminuir las recurrencias y horas de indisponibilidad para su mejoramiento en la calidad del servicio y cumplimiento regulatorio.

De acuerdo con el Diagnóstico de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia para el 2019 elaborado por la SSPD (SSPD, 2020), desde el 2018 se ha identificado una tendencia en el incremento de eventos de indisponibilidad en los activos del STN de acuerdo con los criterios definidos en la resolución CREG 011 del 2009 por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (CREG, 2009), impactando la calidad del servicio y la remuneración que los agentes transmisores reciben por sus activos disponibles. Por lo tanto, debido al incremento en los eventos de indisponibilidad surge el cuestionamiento a resolver: **¿será qué, de acuerdo con una de las conclusiones del diagnóstico, la indisponibilidad de los activos físicos se debe en mayor medida a la condición de vida útil en la última fase del ciclo de vida del activo?**

5.1 Gestión de Activos

Desde la década de 1980, la Gestión de Activos comienza a emplearse en los sectores públicos y privados en relación con los activos físicos. En el Reino Unido, después del desastre de la plataforma petrolera Piper Alpha, el sector petrolero adopta una visión completa del ciclo de vida causando grandes mejoras en el desempeño, la seguridad y la productividad. Al mismo tiempo, en Australia y Nueva Zelanda, el sector público enfrentaba problemas en el nivel de servicio, costos y planificación; provocando el origen al primer manual del sector público Asset Management Manual, publicado en 1993.

5.1.1 ¿Qué es la Gestión de Activos?

La norma ISO 55000, define la Gestión de Activos como la actividad coordinada de una organización para obtener valor de los activos, generando valor a través de un balance óptimo entre el costo, el riesgo y el desempeño en todo su ciclo de vida (ISO 55000, 2014).

De igual manera la IAM, expresa que la Gestión de Activos es una visión holística que puede unificar las diferentes áreas de una organización en conjunto con la búsqueda de objetivos estratégicos, con actividades y prácticas coordinadas y sistemáticas a través de las cuales una organización puede manejar de manera óptima y sostenible sus activos y sistemas de activos, su desempeño, riesgos y costos asociados a lo largo de su ciclo de vida, con el propósito de lograr su plan estratégico organizacional; administrando sus activos físicos para obtener un mayor retorno (costo – beneficio), demostrando una gestión adecuada de los riesgos en procesos y alineando sus activos con la estrategia corporativa (ver figura 2) (IAM, 2015).

Figura 2 Principios y atributos claves de la gestión de activos.



Fuente: *Gestión de activos: una anatomía - IAM (IAM, 2008)*

La implementación de la Gestión de Activos es de gran valor para las organizaciones y aunque nació de las prácticas en activos físicos, es aplicable a cualquier sector comercial y tipo de activo. Algunos beneficios de implementar la Gestión de Activos son:

- Mejoras en la gestión financiera de la organización.
- Gestión adecuada de los riesgos.
- Mejoras en la calidad de productos y servicios.
- Responsabilidad social demostrada.
- Gestión demostrable.
- Eficiente manejo del cambio
- Mejora continua de procesos.
- Garantiza la vigencia corporativa de la organización.

5.1.2 Gestión de Activos en el Sector Eléctrico

Para garantizar la adecuada y confiable prestación del servicio de energía eléctrica con una disponibilidad confiable de los activos, las empresas del sector eléctrico contrastan sus niveles de desempeño, calidad del servicio y competitividad, con los requerimientos o regulaciones definido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG; la cual, permite al estado controlar y supervisar la administración de las empresas del sector eléctrico sobre los activos. Estas

regulaciones son de índole en los estándares técnicos, la gestión del mantenimiento, la operación, entre otros. Por lo tanto, y de acuerdo con la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, estas empresas del sector, han comenzado adoptar la implementación de un Sistema de Gestión de Activos como una buena práctica de gestión en todo el ciclo de vida de la planta e instalaciones en su planificación, adquisición, puesta en marcha, operación, mantenimiento sustitución y/o reacondicionamiento y desmantelamiento (CREG, 2018); permitiendo, obtener grandes beneficios como el logro de sus objetivos estratégicos, el uso eficiente de sus recursos, la prestación del servicio con calidad, eficiencia y de forma segura para las personas, el medio ambiente y las comunidades, una adecuada gestión del riego en sus activos durante todo el ciclo de vida, mejorar la disponibilidad, facilitar la toma de decisiones y fomenta la visión integral de la organización permitiéndole identificar y aprovechar sus oportunidades maximizando el valor de sus activos y logrando la sostenibilidad del negocio (García & Guzmán & Prada & Trujillo, 2022).

5.2 Disponibilidad

Según Knezevic, la disponibilidad es una característica que resume cualitativamente el perfil de funcionalidad de un equipo. La mayoría de los usuarios aseguran que necesitan la disponibilidad de un equipo tanto como la seguridad. Hay dos métodos básicos para lograrlo: uno es construir los equipos de manera que cuando fallen sean fáciles de recuperar, y el segundo es construir los equipos extremadamente confiables y, por lo tanto, costosos. De esta forma, si se tiene un equipo muy fiable y es fácil de reparar, se obtiene un sistema muy eficaz (Knezevic, 1996, 27).

De acuerdo con O'Connor, la importancia de la disponibilidad radica en que es una medida útil en casos en que el usuario deba tomar decisiones para elegir un equipo entre varias alternativas, para tomar una decisión objetiva con respecto a la adquisición del nuevo equipo es necesario utilizar información que abarque todas las características relacionadas, entre ellas la disponibilidad, que es una medida que suministra una imagen más completa sobre el perfil de funcionalidad (O'Connor, 2002, 27).

El indicador de disponibilidad de equipos se agrupa en el conjunto de indicadores claves en los procesos operativos o KPI (Key Performance Indicator), en los que también se encuentra el desempeño, eficiencia y costo, los cuales sirven para evaluar de forma cuantitativa, el rendimiento

de una determinada actividad de un proceso o de un activo físico, permitiendo iniciar un proceso de mejora continua, orientado a elevar la rentabilidad de éstos.

5.2.1 La Mejora Continua

La mejora continua permite maximizar el uso y optimizar los recursos potencializando el rendimiento de los procesos y activos que posibilite llevar a cabo las operaciones cotidianas de las empresas para el cumplimiento de los compromisos adquiridos con las partes interesadas con relación a calidad, servicio y rentabilidad.

El concepto de mejora continua se refiere a que siempre se está en un proceso de cambio, de desarrollo y con posibilidades de mejorar. Es decir, es el esfuerzo de mejorar continuamente en un ciclo ininterrumpido, a través del cual se identifica un aspecto a mejorar, se planea como realizar la mejora, se implementa, se verifican los resultados y se actúa de acuerdo con ellos, ya sea para corregir desviaciones o para proponer nuevas metas.

Dentro de los planes y métodos de prevención de mejora continua, debe ser aplicado un método de análisis de causa raíz, que busque soluciones eficaces para evitar la recurrencia de un evento. Este método es aplicado luego de la etapa de planificación y donde se desarrollan las actividades de prevención.

De acuerdo con la norma ISO 31010, una de las prácticas que ayuda a mejorar la disponibilidad es la metodología de Análisis Causa Raíz (RCA), la cual ayuda a identificar, analizar y efectuar acciones para minimizar eventos no deseados de forma estructurada, sistemática, sistémica y disciplinada (ISO 31010, 2019). Algunas de las técnicas nombradas en la norma ISO 31010 son las siguientes:

5.2.1.1 Lluvia de Ideas:

La lluvia de ideas implica el estímulo y el fomento de conversaciones fluidas entre un grupo de personas competentes, con el objeto de identificar los posibles modos de falla y los peligros asociados, los riesgos, los criterios para la toma de decisiones, y /o las opciones del tratamiento.

El término "tormenta de ideas" se utiliza frecuentemente de forma muy imprecisa cuando se aplica a cualquier tipo de debate en grupo. Sin embargo, la tormenta de ideas verdadera implica técnicas particulares para tratar de garantizar que se fuerza la imaginación de las personas mediante las ideas y declaraciones de otras personas del grupo. En esta técnica es muy importante la facilitación eficaz e incluye la estimulación del debate desde el principio, las indicaciones periódicas del grupo sobre otras áreas importantes, y la aceptación de los resultados obtenidos en el debate (que normalmente suele ser bastante animado) (ISO 31010, 2019, 27).

5.2.1.2 Entrevistas Estructuradas o Semiestructuradas:

En una entrevista estructurada, los entrevistados son sometidos a un conjunto de preguntas preparadas a partir de una hoja de indicaciones, que estimulan al entrevistado a ver la situación desde una perspectiva diferente y por tanto a identificar los riesgos desde esta perspectiva.

Las entrevistas estructuradas y semiestructuradas son útiles cuando es difícil reunir a las personas para una sesión de tormenta de ideas o cuando un debate fluido en grupo no es apropiado para la situación o para las personas implicadas. Estas entrevistas se utilizan frecuentemente para identificar riesgos o para evaluar la eficacia de los controles existentes como parte del análisis del riesgo. Se pueden realizar en cualquier etapa de un proyecto o proceso. Constituyen un medio de proporcionar una entrada para la evaluación del riesgo a las partes interesadas (ISO 31010, 2019, 27).

5.2.1.3 Análisis de Causa y Efecto:

El análisis de causa y efecto es un método estructurado para identificar las posibles causas de un evento o problema indeseable. Este análisis organiza los posibles factores contributivos en categorías, de manera que se pueden considerar todas las posibles hipótesis. No obstante, no apunta por sí mismo a las causas reales, ya que éstas sólo se pueden determinar por medio de evidencias reales y de ensayos empíricos de las hipótesis. La información se organiza en un diagrama de espina de pescado Fishbone (también llamado diagrama de Ishikawa) o algunas veces en diagrama en árbol (ISO 31010, 2019, 62).

5.2.2 Disponibilidad para el Sector Eléctrico

La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG, en la resolución CREG 011 de 2009, define que la disponibilidad de los activos de uso del STN es basado como el tiempo total en un periodo determinado en el cual el activo estuvo operando, o en el que, a pesar de no estar en servicio, estuvo en condiciones para operar en el momento que el sistema lo requiera. Cabe resaltar que la disponibilidad de los activos se encuentra ligada a la Capacidad Nominal de Activo en condiciones normales de operación; es decir, si el activo presenta limitaciones o restricciones que le impidan un adecuado funcionamiento, se puede llegar a determinar que el activo no está disponible a pesar de que esté en servicio (CREG, 2009).

5.3 Reseña del Sector Eléctrico en Colombia

El servicio de energía eléctrica en Colombia tiene sus orígenes a finales del siglo XIX donde, a raíz de la necesidad de desarrollo que el país enfrentaba, un grupo de inversionistas privados crearon las primeras empresas del país para la prestación de servicios de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, debido a las necesidades que tenía la nación para su desarrollo, las cuales más adelante pasarían a manos del estado. A inicios de la década de los 60, habían aumentado las empresas de prestación de servicios de energía eléctrica, pero sólo a nivel regional por medio de subsistemas, lo que conllevó a la creación de la empresa INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A – ISA en el año 1967, compañía que sería responsable de interconectar los subsistemas que se habían creado a nivel regional, y de igual manera, la planeación y construcción de nueva infraestructura para la prestación del servicio de energía en Colombia.

A partir de la década de los 80 e inicios de los 90, el sector eléctrico colombiano entra en crisis, como consecuencia de: 1) múltiples ineficiencias en la planeación, estructuración y coordinación de las entidades del sector, que conducen al desarrollo de grandes proyectos de generación, con sobrecostos y atrasos considerables; 2) subsidio inadecuado de tarifas, 3) politización de las empresas estatales y 4) un fenómeno del niño de gran intensidad, lo que da paso a la denominada Crisis Energética del 1992, generando un racionamiento de energía que inició el 2 de marzo de 1992 y finalizó el 7 de febrero de 1993 (Bello & Beltrán, 2010). Debido a lo anterior, en 1994 el Gobierno Nacional decide reestructurar el Ministerio de Minas y Energía y las reformas

del sector eléctrico, emitiendo dos leyes que cambiarían la estructura del sistema eléctrico colombiano; la ley 142, por medio de la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones, y la ley 143 denominada ley eléctrica, con la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Con lo anterior, el gobierno colombiano busca mejorar los niveles de servicio, pasando de ser un ente administrador y prestador del servicio, a regular, controlar y supervisar el sector eléctrico creando tres unidades administrativas especiales: La Comisión de Planeación Minero Energética - UPME, responsable de la planeación, la Comisión de Regulación de Energía - CRE, convertida en 1994 en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, responsable de la regulación, y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD, encargada de controlar la prestación del servicio (García & Pérez, 2005). De igual manera, a partir de esta reestructuración el sector eléctrico se dividió en cuatro grupos, los agentes generadores, los transmisores, los distribuidores y los comercializadores.

5.4 Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia

El Sistema Interconectado Nacional –SIN, actualmente se encuentra conformado por cuatro grupos principales, la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización. La base de lo que actualmente llamamos transmisión de energía eléctrica surge por primera vez en 1886 en Massachusetts de la mano de empresario, ingeniero e inventor George Westinghouse quién emplea transformadores elevadores y reductores (Hughes, 1993). Pero, en 1891 en la exposición internacional electrotécnica en Frankfurt Alemania, se presenta el transporte de energía eléctrica de corriente alterna (AC) trifásica a larga distancia desde una central hidroeléctrica de 200kW en Lauffen a Neckar, recorriendo una distancia de 175 km y garantizando una adecuada operación de los motores y las luces de la feria.

La transmisión de energía eléctrica - AC, se convierte más rentable y eficiente que la transmisión en corriente continua - CC, por la simplicidad de los generadores y motores. Este proceso fue llamado el "sistema universal" y es considerado a hoy, como una de las innovaciones más influyentes para el uso de la electricidad a nivel internacional (Hughes, 1993).

El sistema que predomina en el SIN colombiano ha definido la transmisión de energía eléctrica, como la actividad de transporte de energía por líneas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales a más de 220 kV (CREG, 1994).

5.5 Agentes Transmisores en Colombia

El sistema de transmisión nacional colombiano transporta energía eléctrica a 220kV, 230kV y 500kV y está conformado por 16 agentes (García &, Guzmán & Prada &Trujillo, 2022). Algunos de ellos son:

- Celsia Colombia: es una empresa de energía del Grupo Argos que genera energía eléctrica de fuentes renovables (agua, sol y viento). Adicionalmente, transmite y comercializa energía y tiene respaldo térmico en Colombia, Panamá, Costa Rica y Honduras. En el área de transmisión de energía en Colombia, cuenta con 16 subestaciones de transmisión y 291 km de redes eléctricas (CELSIA, 2022).
- Centrales Eléctricas de Norte de Santander – CENS: es una empresa del grupo EPM que genera transmite y comercializa energía en el Norte de Santander y tiene sede en la ciudad de Cúcuta (CENS, 2022).
- Central Hidroeléctrica de Caldas - CHEC: es una empresa del grupo EPM que genera, transmite, distribuye y comercializa energía en el departamento de Caldas (CHEC, 2022).
- Empresa de Energía de Boyacá S.A - EBSA: es una empresa que genera energía térmica, transmite, distribuye y comercializa energía en el departamento de Boyacá. Adicionalmente, ha logrado contribuir al desarrollo del sector minero, siderúrgico y cementero (EMSA, 2022).
- Empresa Públicas de Medellín - EPM: es una empresa multilatina de servicios públicos domiciliarios (gas, energía, acueducto). Pertenece a la ciudad de Medellín y también presta servicios a nivel nacional e internacional gracias a su grupo empresarial Grupo EPM. En el Sistema Interconectado Nacional, EPM presta los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica (EPM, 2022).
- Grupo de Energía de Bogotá - GEB: es una empresa multilatina con operaciones en toda la cadena energética en América Latina en transmisión, generación y distribución de energía

eléctrica y transporte y distribución de gas natural en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala (GEB, 2022).

- Transelca: es una empresa de servicios públicos mixta del grupo empresarial ISA, que presta servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión y ofrece al mercado servicios de conexión al Sistema de Interconectado Nacional, administración, operación y mantenimiento en los activos eléctricos y otros asociados a su negocio (TRANSELCA, 2022).

5.6 Remuneración de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia (CREG, 2009)

La CREG en el ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, emite la resolución 011 en el 2009; por medio de la cual, establece la metodología, fórmulas tarifarias y niveles de servicio, para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el STN. Esta regulación aún continúa vigente y aplica para todas las empresas que presten el servicio de transmisión de energía.

A partir de la entrada en vigencia de la resolución 011 de 2009, la actividad de transmisión de energía eléctrica inicia a remunerar con la metodología de ingreso regulado, valor que es facturado a los comercializadores. Así mismo, define las unidades constructivas con sus respectivos costos unitarios y los niveles de servicio que determina la calidad y son de responsabilidad del agente transmisor. Estas variaciones que excedan o superen los límites definidos como la indisponibilidad, dan lugar a la reducción del ingreso, a través, de las compensaciones que se aplican disminuyendo el ingreso mensual que le corresponde a cada transmisor nacional, para lo cual, es el liquidador y administrador de cuentas (LAC), quién calcula mensualmente las compensaciones aplicables a cada transmisor que represente los activos (CREG, 2009).

5.6.1 Cálculo del Ingreso Anual (CREG, 2009)

La CREG en la resolución 011 de 2009, define que el cálculo del ingreso anual para cada transmisor nacional es de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IAT_j = CAEA_j * (1 + \%ANE) + VAOM_j + CAET_j + CAES_j - OI_j$$

$$CAEA_j = \sum_{i=1}^{UR_j} (NUC_i * CUI * PU_{j,i} * (1 - RPP_{j,i}) * \frac{TR}{1 - (1 + TR)^{-VUI}})$$

$$CAET = \%R * \sum_{i=1}^{aj} (ATUC_i * VCT_s)$$

$$VAOM_j = CRE_j * PAOMR_{j,a}$$

Donde:

- IAT_j: ingreso anual del transmisor 'j', expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008 (\$).
- CAEA_j: Costo anual equivalente del activo eléctrico valorado a costo de reposición, aplicando los costos unitarios de las unidades constructivas establecidos en la presente resolución.
- %ANE: 5,0%. Porcentaje reconocido por concepto de activo no eléctrico (porcentaje).
- VAOM_j: Valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), para el transmisor 'j'.
- CAET_j: Costo anual equivalente de terrenos para el transmisor 'j'.
- CAES_j: Costo anual equivalente de servidumbres para el transmisor 'j'. Este valor corresponde al demostrado por el transmisor con el reporte del inventario.
- OI_j: Otros ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica. Este valor corresponde al 33% del valor de los ingresos por este concepto durante el año que finaliza el 31 de diciembre anterior a la fecha de reporte del inventario. En caso de que el transmisor no reporte dicho valor, se tomará el 50% del valor más alto reportado por los transmisores nacionales.
- NUC_i: Cantidad de cada unidad constructiva 'i' reportada por el transmisor (número real).
- CUI: Costo unitario de cada unidad constructiva 'i', de acuerdo con lo establecido en la presente resolución.
- PU_{j,i}: Porcentaje remunerado al transmisor 'j' mediante cargos por uso de la unidad constructiva 'i' (porcentaje).

- RPP_{j,i}: Esta fracción se calculará a partir de la parte del valor de la unidad constructiva que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de dicha unidad constructiva.
- TR: Tasa de retorno definida para la actividad de transmisión (porcentaje).
- VU_i: Vida útil de la unidad constructiva 'i', de acuerdo con lo establecido en la presente resolución (años).
- %R: 5,69%. Valor igual al costo real de deuda incluido en la tasa de retorno (porcentaje).
- ATUC_i: Área típica de la unidad constructiva 'i', establecida en esta resolución (m²).
- VCTs: Valor catastral del metro cuadrado de terreno de la subestación 's', donde está ubicada la unidad constructiva 'i' (\$/m²).
- UR_j: Número total de unidades constructivas reportadas por el transmisor 'j'.
- CRE_j: Costo de reposición de los activos eléctricos del transmisor 'j' expresado en pesos del 31 de diciembre de 2008 (\$).
- PAOMR_{j,a}: Porcentaje de AOM a reconocer calculado de acuerdo con lo establecido en esta resolución.

5.6.2 Liquidación Mensual del Ingreso (CREG, 2009)

La CREG tiene en cuenta factores para la liquidación del ingreso mensual de los transmisores, como las compensaciones por variaciones en la calidad del servicio, donde las indisponibilidades excedan la cantidad de horas permitidas en la presente resolución (CREG, 2009).

5.7 Calidad del Servicio en el STN (CREG, 2009)

La CREG por medio de la resolución 011 de 2009, establece los niveles de servicio para garantizar una adecuada calidad del servicio y las reducciones en el ingreso o compensaciones debido a las variaciones del mismo. Las máximas horas anuales de indisponibilidad (MHAI) permitidas, se designan por cada tipo de activo, por lo cual, no todos los activos tienen los mismos niveles de servicio. A continuación, se mencionan las MHAI que los activos no podrán superar en una ventana móvil de 12 meses:

Tabla 2 *Máximas Horas Anuales de Disponibilidad (MHAI) por Activo*

Activos	MHAI
Bahía de línea	15
Bahía de transformación	15
Bahía de compensación	16
Módulo de barraje	15
Módulo de compensación	15
Autotransformador	28
Líneas de 220 o 230kV	20
Líneas de 500kV	37
VQC	5
Otros activos	10

Fuente: CREG 011 de 2009

Cabe resaltar, que el ingreso regulado de cada transmisor estará asociado a una calidad con las siguientes características:

- La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN no superará las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas.
- Las indisponibilidades máximas permitidas de un activo originadas en catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados, y las debidas a actos de terrorismo, no superarán los seis meses, contados desde la fecha de ocurrencia de la catástrofe.
- La energía no suministrada –ENS- por la indisponibilidad de un activo no superará el 2% de la predicción horaria de demanda para el despacho económico estimada por el centro nacional de despacho.
- A partir del momento en que las horas de indisponibilidad acumulada de un activo sean mayores que las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas, no se permitirá que la indisponibilidad de este activo deje no operativos otros activos.
- La variación en estas características de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el STN que exceda o supere los límites señalados en cualquiera de estos cuatro

literales, generará una reducción o compensación en el ingreso del transmisor que se calculará y aplicará en la forma prevista (CREG, 2009).

5.8 Medición y Cálculo de la Indisponibilidad de los Activos de Uso del STN (CREG, 2009)

LA CREG en la resolución 011 de 2009, define que la duración de las indisponibilidades de los activos del STN se medirá por su duración en horas, aproximadas al segundo decimal y se agruparán por mes calendario.

Para más información respecto a definiciones y cálculos de los demás factores, remitirse al anexo general de la resolución CREG 011 de 2009.

5.9 Agente Transmisor INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A - ISA

El agente transmisor INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A – ISA, es una empresa multilatinamericana del grupo ECOPEPETROL, con más de 54 años en el sector eléctrico. Cuenta con negocios de vías, telecomunicaciones y TIC y tiene presencia en Colombia, Brasil, Perú, Bolivia, Chile, Argentina y Centroamérica (ISA, 2022).

ISA fue fundada en 1967 con el propósito de planear, construir, mantener, administrar e integrar el sistema interconectado en Colombia. Operando activos con niveles de tensión mayor a los 220kV. Como parte de sus funciones, ISA adiciona en su portafolio de servicios, la generación de energía eléctrica con centrales hidroeléctricas como Chivor (1000MW), San Carlos (1240MW), Jaguas (170MW), entre otras (Guerrero, 2004).

A raíz de la crisis energética, ISA en el año 1995 fue dividida en dos empresas, ISA como agente transmisor e ISAGEN como agente generador. A partir de ese año, ISA lleva a cabo un plan de crecimiento que le permitió comprar el 65% de TRANSELCA, compañía de transmisión de energía en la región de la Costa Atlántica en 1998 y, además, empieza a incursionar en las telecomunicaciones por medio de redes de fibra óptica, fundando en el año 2000 la empresa INTERNEXA. Al año siguiente, incursiona en el mercado internacional en la construcción, operación y mantenimiento de 242km de línea a 220kV y 131km de línea a 138kV en el Perú, y posteriormente en Bolivia, Brasil, Chile, entre otros países (Guerrero, 2004).

En agosto del año 2021, ISA se integra al Grupo Ecopetrol, quien se afianza como el accionista mayoritario al adquirir el 51,4% de sus acciones.

Figura 3 Balance de las cifras reportadas por ISA en el 2021 en su informe integrado de gestión.



Fuente: ISA (ISA, 2022)

5.10 Agente Transmisor ISA INTERCOLOMBIA

El 30 de septiembre de 2013, ISA como parte de su estrategia asume el rol de casa matriz para enfocarse en temas estratégicos de carácter corporativo y constituye a ISA INTERCOLOMBIA como filial, con el propósito de representar, administrar, operar y mantener los activos de uso y conexión del STN en Colombia. Cuenta con 4 centros de transmisión de energía - CTE - definidos como Noroccidente, Oriente, Centro y Suroccidente (ISA INTERCOLOMBIA, 2022).

ISA INTERCOLOMBIA adicional a los servicios de transmisión de energía, presta servicios asociados como soluciones integrales para la conexión eléctrica al SIN, arrendamiento de infraestructura eléctrica, servicios de gerenciamiento y servicios corporativos a filiales de ISA.

Figura 4 *Activos administrados por ISA INTERCOLOMBIA.*



Fuente: ISA INTERCOLOMBIA (ISA INTERCOLOMBIA, 2022)

6. Investigación para la Identificación de algunas Causas que han Generado Indisponibilidad de los Activos de Transmisión de Energía Eléctrica

6.1 Investigación para la Identificación de algunas de las Causas que han Generado Indisponibilidad de los Activos de Transmisión de Energía Eléctrica a Nivel Internacional como en el caso del Reino Unido

Con el ánimo de identificar cuáles han sido algunas de las principales causas que han generado indisponibilidad de los activos físicos en el sector eléctrico, se ha investigado a nivel internacional como es el caso del Reino Unido, algunos factores que influyeron para la implementación y práctica de la Gestión de Activos en las empresas de transmisión de energía.

En las investigaciones realizadas se identifican aspectos claves que permiten que los activos físicos logren la disponibilidad alcanzada como lo es por el mantenimiento de rutina; sin embargo, la disponibilidad de la red de transmisión no solo depende del desempeño de los activos físicos, sino de la función del diseño, aspectos operativos, tipos y apoyo de regulación y la cultura de la organización.

El organismo industrial internacional CIGRE en el año 2000, los comités de estudios 23 y 39, publican la “encuesta internacional de políticas de mantenimiento y tendencias” sobre las prácticas de Gestión de Activos en las empresas de transmisión (CIGRE SG 23 y 39, 2000), revelando que el desempeño y las políticas de las empresas de transmisión de energía varían significativamente incluso cuando las estadísticas se comparan por región.

Algunos aspectos reveladores en la encuesta realizada por CIGRE en el año 2000, fueron:

- Diferencias significativas en las estrategias de mantenimiento y costos directos de mantenimiento.
- Diferencias en los criterios de reposición y tasa de reposición de los activos físicos.
- Variación considerable en la gestión de los mantenimientos planeados y de los mantenimientos no planeados.
- Vida útil de los activos físicos entre los cuarenta y los cincuenta años, y algunas redes con activos de ochenta años.
- En las regiones de Australia y Sudáfrica se hace más uso del mantenimiento predictivo, mientras que en América del Norte es relativamente bajo.

- Las empresas de la región de América del Sur realizan más mantenimiento que el recomendado por los fabricantes.
- En las empresas de América del Norte y América del Sur, la práctica de estimar la vida útil de los activos físicos parece ser menos común.
- La región Europa del Este cuenta con mayor cantidad de reemplazos de equipos en el momento de la encuesta.

6.1.1 Impactos Regulatorios que han Afectado la Disponibilidad de los Activos de Transmisión

La industria de transmisión ha realizado reformas desde política pública/económica que ha permitido el logro de los resultados deseados, mecanismos de precios de transmisión, gobernanza, control de riesgo regulatorios y gestión de la congestión de la inversión.

De acuerdo con la investigación energética en el pacífico del Asia en el año 2000 (COPE, 2000), a principios de la década de 1980, por los cambios económicos y competitivos, se da la reestructuración y privatización proporcional al mecanismo para retirar la deuda pública mediante la venta de activos a inversores privados de las organizaciones del sector de transmisión, como lo fue en el Reino Unido (Newbery, 1994) y en Australia (EIA, 1997).

Según Izaguirre con su participación en el Grupo del Banco Mundial en el 2000, menciona que desde 1990 ha sido un periodo de variación en la industria de energía eléctrica alrededor del mundo, debido a la regulación, al mercado, la operación, a los cambios de propiedad y a la estructura de la industria. Durante este periodo, también ha habido una importante participación de la inversión privada en la industria que ha visto una reevaluación de las metas y prioridades en las organizaciones de energía, facilitando la competencia efectiva en aras de la eficiencia económica y eficiencia productiva (Izaguirre, 2000).

Newbery cita que la regulación en las organizaciones de transmisión de energía eléctrica, por lo general incluye una obligación de suministro y garantía de seguridad, disponibilidad, estabilidad y seguridad y que deberá proporcionar ingresos estables a los proveedores de los servicios de transmisión, con el fin de promover la inversión y garantizar la viabilidad a largo plazo de la red de transmisión (Newbery, 1994).

Bajo la regulación basada en tarifas, las empresas de servicios públicos pueden alcanzar una tarifa razonable de retorno de la inversión y recuperar los costos de operación y mantenimiento. Greer como parte del CIGRE, cita que esta regulación ha sido la más tradicional y predominante

en América del Norte (Greer, 2001), pero que existe un riesgo para las empresas de servicios públicos basada en carga, y por lo tanto en sus ingresos. Newbery escribe “la regulación de la tasa de rendimiento es una forma atractiva de asegurar derechos de propiedad y garantizar la capacidad de financiar la expansión a bajo costo, pero lo hace a costa de la rigidez, la aversión al riesgo hacia las nuevas tecnologías que puede reducir los costos y a una renuencia a cruzar los límites institucionales para busca soluciones de menor costo, así como la tendencia habitual a costos excesivos de inversión y empleo” (Newbery, 1994).

Bajo la autorregulación, las empresas de servicios públicos establecen sus propios niveles de precios y generalmente con el requisito de justificar los niveles para el cliente como lo es por ejemplo en Suecia (Greer, 2001) y Nueva Zelanda (Read, 1997).

Bajo la regulación del tope de ingresos, los ingresos totales que pueden ser recaudados por el negocio de transmisión es limitado, pues los ingresos generalmente se calculan en base al retorno de y sobre la inversión más costos de operación y mantenimiento, como es el caso en Australia por la comisión de competencia y consumidores en Australia - ACCC (ACCC, 1999).

De acuerdo con Newbery, independientemente del tipo de regulación en la transmisión es fundamental el impacto que se tenga sobre los ingresos (Newbery, 1994), efecto importante en la capacidad de la empresa de operar, mantener, extender la red para brindar la disponibilidad del suministro; y es por esto, la relación de los extensos cambios en la regulación con la Gestión de Activos.

En el año 2002, en la Unión Europea se realiza un estudio sobre la fijación de precios en la transmisión de energía y encuentra que la valoración de activos es una fuente importante de diferencia entre la regulación en diferentes países con impacto en las tarifas y, por lo tanto, en los ingresos e inversión para la renovación de activos (Pérez & Arriaga, 2002). Adicionalmente, existe una amplia variedad de enfoques para la valoración de activos, por ejemplo, en Australia, un gran componente de los ingresos por transmisión es basado en los costos de reposición optimizados y depreciados (ACCC, 1999). En Nueva Zelanda, la valoración de los activos se basa en los costes de reposición optimizados. En ambos casos, el término “optimización” refiere a la valoración en un sistema ideal a través del tiempo, y cuando esto sucede, las empresas de transmisión no podrán recuperar el capital ni obtener el rendimiento de su inversión en los activos de su infraestructura.

6.1.2 Impactos por Estrategias y Reestructuración que han Afectado la Disponibilidad de los Activos de Transmisión

Por las nuevas regulaciones y reestructuración de las empresas de transmisión, Davies T.C, en la conferencia internacional sobre los sistemas de alta tensión en Paris, arguye que en los últimos años ha habido una fuerte presión a la baja sobre los costos de operación y mantenimiento (Davies, 1998), como lo fue entre el periodo 1990 y 1996 en las empresas en América del Norte; el gasto del mantenimiento en los activos de transmisión se redujo en un 22% afectación proporcional a la disponibilidad de los activos (Kirby, 1999).

En el año 2000, Urwin R. en el simposio de ingeniería de alta tensión de voltaje, expone el estudio realizado y argumenta que las empresas de transmisión, que anteriormente formaban parte integral de los servicios públicos, como fue el caso de la empresa Powerlink Queensland, se incrementó la incertidumbre en la planificación; pues, los plazos de entrega de instalación y puesta en operación de la nueva infraestructura y activos físicos se disminuyeron (Urwin, 2000).

CIGRE Asset Management WG en el año 2001, documenta que estas presiones comunes de las empresas de transmisión para optimizar la eficiencia en las operaciones y el mantenimiento junto con la incertidumbre en la planificación de los proyectos de nuevos activos en la infraestructura de red de transmisión, hizo que surgiera la atención en la gestión del riesgo (Jay, 2001). Las regiones Australia y Nueva Zelanda fueron los impulsores de la estrategia de mejorar la disponibilidad a un menor costo de operación y mantenimiento y consideraron nuevas tecnologías, fomentando una estrategia de inversión de capital siempre y cuando reduzca los costos de operación y mantenimiento (Jones, 2000).

6.1.3 Impactos por Gestión en el Mercado que han Afectado la Disponibilidad de los Activos de Transmisión

Los cambios de las reglas de la competitividad y comercialización del mercado de transmisión de energía eléctrica han hecho que el acceso a la red eléctrica sea abierto; pues, se basa en licitaciones y contratos en lugar del costo de operación de la planta de generación y transmisión de energía. Por ejemplo, en el Reino Unido, como es el caso de National Grid Company quien, como proveedor en la transmisión de energía, también posee, opera y mantiene dicha red.

Jones S. en su ponencia en el CIGRE 2000 con su estudio “problemas en la desregulación en las empresas del sector eléctrico en Australia y Nueva Zelanda, nombra algunos de los impactos

que han afectado la disponibilidad de los activos de la infraestructura de transmisión eléctrico (Jones, 2000):

- Nuevos pasivos potenciales derivado de otros participantes en el mercado.
- La incapacidad de obtener un retorno sobre el capital de los activos no infrautilizados, por los cambios que surgen en las operaciones del mercado y sus patrones.
- Cambios en las actividades de mantenimiento, como la reducción en el tiempo de parada, uso de trabajo del mantenimiento activo y la transferencia de trabajo a periodos de baja carga.
- Operación de la red de transmisión no prevista por los fabricantes y/o diseños originales, generando mayores desgastes (Jones, 2000).

6.1.4 Impactos por la Condición Operacional de los Activos que ha Afectado la Disponibilidad en el Sistema de Transmisión

El grupo de trabajo conjunto CIGRE 23/39-07 (CIGRE, 2000), categoriza el riesgo de la operación del sistema en tres tipos:

6.1.4.1 Riesgo del Sistema Tipo 1:

Asociados con cortes por actividades de mantenimiento, influenciados por la topología del sistema, la edad y estado de los activos, prioridades de generación, dificultados en cortes de corta duración como el uso del trabajo de fin de semana.

6.1.4.2 Riesgo del Sistema Tipo 2:

Por retraso en el mantenimiento que resulta en el deterioro de componentes desconocidos, están influenciados por el efecto de la vida útil del activo. Y

6.1.4.3 Riesgo del Sistema Tipo 3:

Derivados de no realizar una interrupción y operar el sistema con los activos defectuosos o agotados, influenciados típicamente por los procedimientos operacionales.

De acuerdo con el Banco Mundial en Kazajstán (Banco Mundial, 1999), expresó que la suspensión del mantenimiento provocó aumento de fallas en el sistema en aproximadamente 7 a 8 años. De otra manera, esto es que la tasa de degradación depende de la efectividad del mantenimiento y condiciones operaciones del activo.

Adicionalmente, una encuesta internacional sobre el rendimiento de los activos GIS (Chan, 1998), encontró que la tasa de fallas de los equipos en Japón era significativamente inferior al del resto del mundo. El informe de la encuesta atribuye esto a los altos estándares de las especificaciones técnicas y de calidad. Las fallas en el diseño o control de calidad durante la fabricación pueden resultar de un deficiente análisis del costo de ciclo de vida y en algunos casos, pueden surgir problemas de disponibilidad debido a las fallas de sistemas generalmente confiables. El suministro de diseños de prototipos a clientes, diseño y problemas de producción en etapas tempranas de fabricación y falta de apreciación de la necesidad de montaje en obra en condiciones limpias (Chan, 1998).

Otros de las causas que afecta la disponibilidad del sistema, es la falta de habilidad en ingeniería o personal de mantenimiento que resulte en una aplicación inapropiada en la condición de supervisión o practicas ineficientes de mantenimiento.

6.1.5 El sistema de red de transmisión de energía del Reino Unido

El Reino Unido tiene una red de transmisión y distribución de 813.000 km más larga que la distancia de ida y vuelta a la luna (Ofgem, 2014). SCOTTISH AND SOUTHEM ENERGY – SSE, es el segundo proveedor de electricidad y gas natural del Reino Unido, el mayor generador de energías renovables y la única empresa británica que se dedica a la transmisión y la distribución de electricidad y gas (SSE, 2022).

La empresa SSE, en el año 2013 realiza un diagnóstico para su transición del uso más eficiente del capital para mantener la disponibilidad de la red eléctrica a través de un cambio mayor en sus operaciones y cultura (SSE, 2022).

En dicho diagnóstico evidencian los impactos que afectaron la indisponibilidad los activos fueron:

- El comportamiento organizacional desde una cultura heredada que no eran adecuados para su propósito de continuar siendo líder en el sector eléctrico del Reino Unido.
- Las métricas tradicionales y la cantidad de terreno cubierto en kilómetros, que no permitían que los equipos de trabajo de mantenimiento de SSE no se centraran suficientemente en el costo, calidad y rendimiento de la red.

- Las normas de gestión de mando y control estrictos desde arriba, era otra barrera que afectaba la mejora de la disponibilidad de la red eléctrica.
- No tener mayor responsabilidad los ingenieros de campo y los gestores de proyectos en la toma de decisiones. Los ejecutivos no cedían el control.

Adicionalmente, la empresa Nlyte en el año 2017, en un artículo publicado menciona que una de las causas que afectaba la disponibilidad a la empresa SSE era la obsolescencia y el no monitoreo de las condiciones de los activos físicos, lo que generaba una serie de fallas técnicas esporádicas (Nlyte, 2022).

Otra de las empresas más grandes del Reino Unido es SP ENERGY NETWORKS – SP, la red de transmisión de SP consta de más de 3700 kilómetros de líneas aéreas y más de 600 kilómetros de cables subterráneos, cuentan con más de 150 subestaciones y más de 100 puntos de suministro de red de alto voltaje (SP, 2022). La empresa SP en su compromiso de entregar servicios seguros y confiables, valor sostenible, y un futuro mejor, más rápido, ha identificado algunas de las causas que han afectado la disponibilidad de la red de transmisión son las siguientes:

- Deterioro en los activos debido a las tensiones que están expuestos. Pueden ser mecánicos, como la vibración que experimentan los componentes de las líneas aéreas; térmico, por ejemplo, como lo experimentan los transformadores y los cables; o eléctricos, como los experimentados por los interruptores automáticos. Si bien una exposición más prolongada a las tensiones conduce a un mayor deterioro, no todos los activos están sujetos al mismo grado de tensión y también existe variabilidad en la capacidad de los activos individuales y las familias de activos para resistir las tensiones (SP, 2022).
- Además, la vida útil de los activos como lo es el conductor de línea aérea ACSR, donde su instalación fue desde la década de 1950 hasta la década de 1980 y comprende el 55% de los conductores de línea aérea de la red (SP, 2022).

Por consiguiente, las empresas que lideran la transmisión de energía en el Reino Unido han experimentado cambios significativos debido a los desarrollos técnicos, socioeconómicos, ambientales, a la reestructuración y desregulación, además, la mayoría de las redes eléctricas existentes se construyeron en el siglo anterior y tienen componentes que están significativamente envejecidos, especialmente las líneas de transmisión, transformadores de potencia, dispositivos de

protección, equipos de subestaciones y estructuras de soporte; y, es por esto que la Gestión de Activos ha sido uno de los componentes claves para la optimización de la disponibilidad del servicio y continuar en la línea de sostenibilidad en el tiempo.

Por lo tanto, la identificación de dichas causas que afectaban la disponibilidad de los activos en la transmisión de energía eléctrica como 1) la regulación la cual era necesaria para evitar el abuso del mercado y el monopolio con el fin de garantizar precios y calidad del servicio justo y adecuado a los consumidores, pues la regulación es un aliado de la competitividad y en promover la eficiencia económica, productiva y dinámica en los negocios del sector. 2) la falta de interconexión de redes reduciendo el nivel de reserva requerido y la limitación de dicha interconexión por no contar con equipos actualizados que lograran interconectar el sistema de transmisión con estándares armónicos y límites de estabilidad de disponibilidad y calidad en el servicio durante la operación y uso de la red. 3) la recurrencia en la ejecución de mantenimiento innecesario, ineficaz o excesivo que como consecuencia era la indisponibilidad de los activos y por ende el incumplimiento en la calidad del servicio. 4) equipos obsoletos mayores a 40 años en operación lo que no solo afectaba la disponibilidad y el deterioro en el desempeño, sino los sobre costos por la penalización de poner fuera de servicio un activo por mantenimiento. Sin embargo, en la encuesta internacional de políticas de mantenimiento y tendencias” sobre las prácticas de Gestión de Activos en las empresas de transmisión realizada por el CIGRE en el 2000 (CIGRE SG 23 y 39, 2000), “el rendimiento operativo del sistema está en deterioro” es el primer en la lista de los factores o impactos que afectan la disponibilidad de los activos, considerando el inadecuado mantenimiento ya sea por suficiencia o por deficiencia en su extensa edad en la operación y la limitación y falta de intención de reposición de los activos aun cuando estos se encontraran con una alta edad de servicio en operación y/o con altas frecuencias de fallas (CIGRE, 2000).

En conclusión “el rendimiento operativo del sistema en deterioro”, sitúa a los activos de dicho sistema en su última etapa de su ciclo de vida debido a su envejecimiento y obsolescencia tecnología, pues los modos de fallas de los activos están directamente relacionados con esta etapa del ciclo del vida, existiendo también otros mecanismos de falla de carácter acumulativo que dan lugar al aumento de la tasa de fallas con el tiempo, afectando considerablemente la disponibilidad del sistema de transmisión.

6.2 Investigación de las Estrategias Implementadas en ISA INTERCOLOMBIA para Identificar las Causas Raíz de las Indisponibilidades en los Activos del Sistema de Transmisión Colombiano, y la definición de estrategias para minimizar su recurrencia.

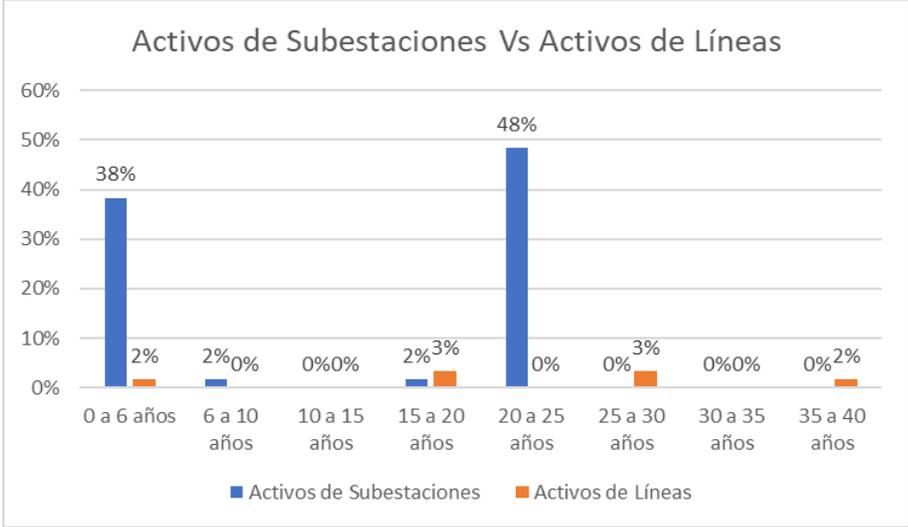
6.2.1. Disponibilidad de los activos por edad y grupo de activos.

Para la realización del seguimiento mensual al nivel de desempeño de los activos del Sistema de Transmisión Nacional, ISA INTERCOLOMBIA define el indicador Disponibilidad Regulatoria de los Activos con el propósito de medir, controlar y mejorar sus procesos y niveles de servicio, el cual reporta los activos que debido a las indisponibilidades y a la cantidad de horas que estuvieron fuera de servicio (bien sea por fallas, mantenimientos, u otras condiciones) compensaron económicamente, es decir, cuales activos superaron las metas regulatorias definidas por la resolución CREG 011 del 2009, respecto a las Máxima Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI) permitidas.

De los datos obtenidos en el indicador para el Centro de Transmisión de Energía de la zona Noroccidente, se tomó una muestra entre enero y agosto de 2022 los cuales se agruparon teniendo en cuenta la edad de los activos, iniciando con la edad entre 0 a 6 años, pues de acuerdo con la estrategia definida por la empresa, este es el periodo comprendido que los activos se encuentran en garantía y sus intervenciones deberían ser asumidas por los proveedores, en las demás agrupaciones de los activos se incrementaron la edad en un periodo de 5 años hasta llegar a los 40. Años. De la clasificación se obtuvieron las siguientes conclusiones:

A. Cantidad de activos de subestaciones versus activos de líneas, que por sus indisponibilidades superaron las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI) llevando a los activos a superar las metas regulatorias.

Figura 5 Clasificación de la cantidad de veces que los activos de subestaciones superaron las metas regulatorias, versus los activos de líneas.



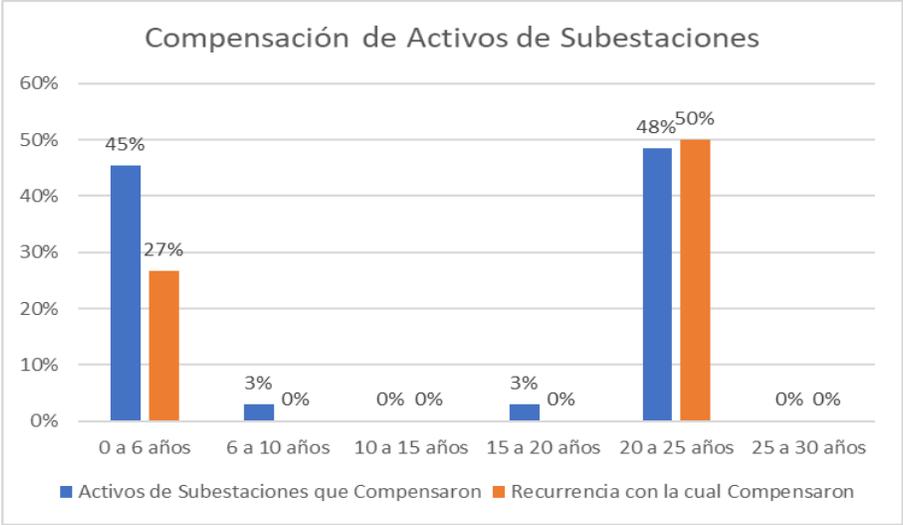
Fuente. Creada en la investigación a partir de los datos obtenidos de las bases de datos “Disponibilidad Regulatoria de los Activos”

La grafica se clasifica en los activos de subestación y líneas de transmisión que compensaron (ver figura 5), encontrando que del 100% de los eventos de indisponibilidad que llevaron a superar las metas regulatorias, la mayor parte corresponde a activos de subestaciones con un 90%, mientras que los activos de líneas corresponden al 10%. Cabe resaltar, que los activos de subestaciones superan aproximadamente en 3 a 1 a los activos de líneas, de todas maneras, los datos permitieron afirmar lo identificado.

Debido a que las fallas en las líneas de transmisión fueron mucho menores, la empresa continua el análisis a partir de las fallas en los activos de subestaciones.

B. Cantidad de activos de subestaciones que superaron las MHAI (Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad), y su recurrencia.

Figura 6 Cantidad de activos de subestaciones que superaron las metas regulatorias y su recurrencia.

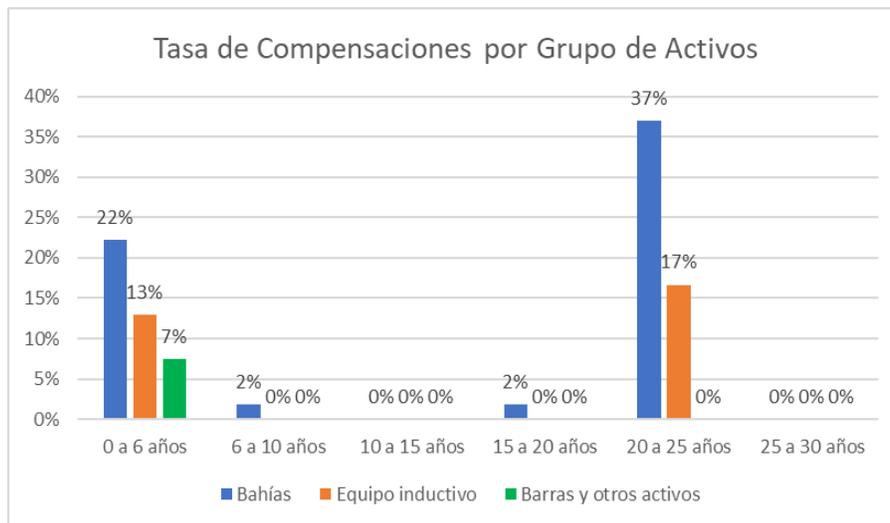


Fuente. Creada en la investigación a partir de los datos obtenidos de las bases de datos “Disponibilidad Regulatoria de los Activos”

A partir de la figura 6, la organización logra identificar que de los activos de subestaciones, la mayor cantidad de los que compensaron se encuentran entre los 20 y 25 años (cuarta y última etapa del ciclo de vida), seguidos muy de cerca por los activos entre 0 a 6 años (primera etapa del ciclo de vida), pero de los activos que compensaron en la cuarta etapa la mitad de ellos es de forma recurrente (más de una vez), mientras que para la primera etapa sólo fue un poco más de un cuarto de los activos.

C. Cantidad de veces que los activos superaron las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad, catalogados en bahías, equipos inductivos y otros activos.

Figura 7 Clasificación de activos de subestaciones que superaron las metas regulatorias, agrupados por referencias de equipos.



Fuente. Creada en la investigación a partir de los datos obtenidos de las bases de datos "Disponibilidad Regulatoria de los Activos"

Para este punto, se clasificaron los diferentes activos de la siguiente manera:

I. Bahías: Se encuentra conformado por los activos asociados a las bahías de línea, las bahías de compensación, las bahías de transformación y autotransformación, las bahías de transferencia y cortes centrales, entre otras, los cuales son maniobrables o cambian su posición.

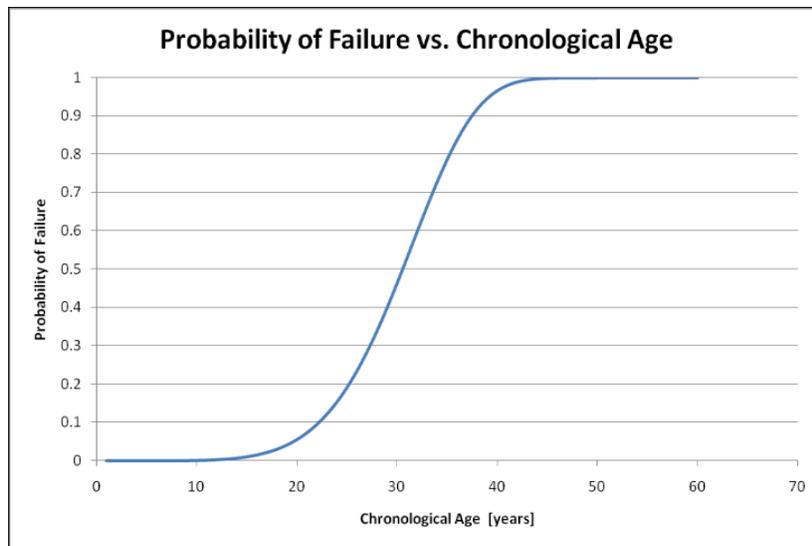
II. Equipo inductivo: Hace referencia a todos los equipos estáticos encargados de realizar la compensación de la línea (reactores, capacitores, FACTS, entre otros) y la transformación de los niveles de tensión (transformadores y autotransformadores).

III. Barras: A este grupo hacen parte activos como el módulo de barras, la diferencial de barras y equipos que no pertenecen a los grupos anteriores.

En esta sección se evidenció que la mayor cantidad de compensaciones se presenta en equipos maniobrables (bahías), los cuales presentan una mayor indisponibilidad en su cuarta etapa del ciclo de vida (ver figura 7). Para los activos ubicados en la primera etapa, las indisponibilidades

se generan en mayor medida por novedades desde el montaje y no en configuración y parámetros propios del activos, mientras que los activos ubicados en la cuarta etapa del ciclo de vida, las indisponibilidades más comunes son atribuibles al desgaste de los equipos, especialmente los interruptores de potencia, ratificando lo definido por el Centre for Energy Advancement through Technological Innovation (CEATI) donde en la imagen 8, representa la Probabilidad de Falla Vs Edad Cronológica, evidenciando que la probabilidad de falla en los interruptores comienza a incrementarse a partir de los 20 años sin intervenciones mayores como overhaul (ver imagen 8); es decir , los activos ubicados en la cuarta etapa del ciclo de vida. Por lo tanto, y validando la información con algunos fabricantes de los interruptores de SF6 recomiendan realizar por lo menos un mantenimiento mayor cada 20 años por la cantidad acumulada de corrientes de falla despejada y el número de maniobras o por tiempo de servicio.

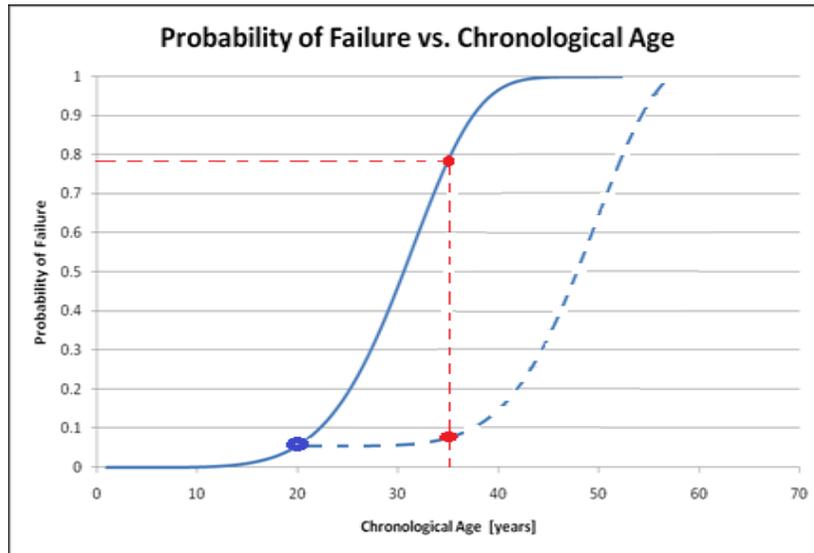
Figura 8 Probabilidad de falla Vs edad cronológica, sin overhaul.



Fuente: CEATI, 2016

Teniendo en cuenta el análisis realizado por CEAT y lo recomendado por algunos fabricantes, la empresa ISA INTERCOLOMBIA definió dentro de su estrategia de mantenimiento que los interruptores deben ser renovados cada 35 años pero que se debe realizar un overhaul cada 20 años (ver figura 9).

Figura 9 Probabilidad de falla Vs edad cronológica, con overhaul.



Fuente: ISA INTERCOLOMBIA, 2022

De igual manera, en la figura 7 se observa que los equipos inductivos presentan una tendencia similar a los activos de bahía, donde su mayor cantidad de indisponibilidades se presentan en los activos con vida útil entre 20 a 25 años, seguidos por los activos entre los 0 y 6 años de vida útil.

6.2.2 Análisis elaborado por la ISA INTERCOLOMBIA para identificar las causas de las indisponibilidades

Para identificar algunas de las causas por las cuales los activos han presentado niveles de indisponibilidad, ISA INTERCOLOMBIA procedió a implementar y realizar un análisis de causa raíz con el propósito de determinar las posibles causas. El análisis se compone de tres categorías:

6.2.2.1 Análisis a nivel global de la organización:

A principios del año 2022, se creó un equipo de trabajo interdisciplinario en búsqueda de identificar las posibles causas primarias de las indisponibilidades en los activos de toda la

organización, a través del análisis causa raíz. El equipo interdisciplinario fue conformado por los líderes metodológicos de la Mejora Continua de los cuatro Centros de Transmisión de Energía (Noroccidente, Oriente, Centro y Suroccidente), la Dirección de Mantenimiento y la Dirección de Operación; el análisis se tituló “Incumplimiento de la regulación CREG por la compensación de activos de uso (CREG 011 de 2009)”. Para el desarrollo del análisis la organización tomó como referencia los activos de toda la empresa que han compensado desde el año 2018 hasta el mes de junio de 2022.

6.2.2.2 Análisis en uno de los cuatro Centros de Transmisión de Energía (CTE):

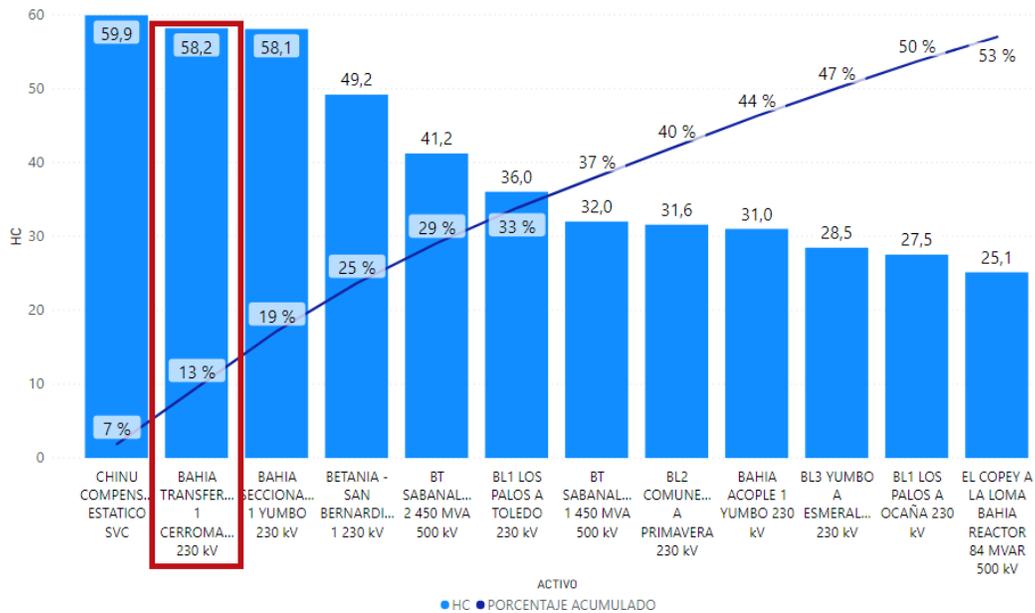
Buscando ahondar aún más en las posibles causas de las compensaciones, la organización delimitó el análisis en los eventos de compensación presentados en el CTE Noroccidente, dirección responsable de administrar los activos de transmisión ubicados en los departamentos de Antioquia, Córdoba, Sucre, Bolívar, Magdalena, Cesar, Atlántico y la Guájira. Para llevar a cabo el análisis se realizó sesiones entre el Grupo Ejecutor de Mantenimiento de Subestaciones del CTE (GEM subestaciones), los especialistas de la Dirección de Mantenimiento y los ingenieros y asistentes de las subestaciones, generando conversaciones de alto nivel que le permitió a la organización identificar algunas causas raíz. Para esta categoría se tomó una muestra de los datos entre julio de 2021 y Julio de 2022.

6.2.2.3 Análisis en un activo que por su tasa de indisponibilidades superó las metas regulatorias.

Para desarrollar el análisis de causa raíz en uno de los activos del sistema de transmisión, la organización seleccionó la bahía de transferencia a 230kV en la subestación Cerromatoso, la cual está integrada por un interruptor de potencia, dos seccionadores y dispositivos electrónicos inteligentes para su control y protección. Los criterios para seleccionar el activo fueron:

- A. Del diagnóstico realizado por la SSPD en el 2019 para los activos de ISA INTERCOLOMBIA, la bahía de transferencia ocupó el segundo lugar en la cantidad de horas compensadas después del SVC de la subestación Chinú (ver figura 10).

Figura 10 Activos con mayor cantidad de horas compensadas para ISA INTERCOLOMBIA en el 2019.



Fuente: SSPD, 2020

B. Se realizó un compendio desde el 2018 hasta julio de 2022 de los activos que compensaron, el activo seleccionado se encuentra entre los primeros diez activos con mayor recurrencia en la superación de las metas regulatorias.

C. Teniendo en cuenta que el activo sólo se requiere para condiciones particulares del sistema y no está continuamente en operación, la organización tuvo una gran expectativa del porqué de su cantidad de intervenciones o indisponibilidades.

Durante el desarrollo del análisis la organización evidenció que las indisponibilidades de la bahía fueron generadas debido a las fallas o intervenciones requeridas por el interruptor de 230kV, desde el inicio de operación en el año 1999 y al cual, de acuerdo con su estrategia de mantenimiento, en el 2019 se le realizó un mantenimiento mayor overhaul.

Para los análisis en las tres categorías, la empresa sólo tuvo en cuenta los activos que por su indisponibilidad y cantidad de horas fuera de servicio llevaron a superar las metas regulatorias, y no incluyeron los activos que estuvieron indisponibles pero que aún contaban con horas de indisponibilidad permitida.

6.2.3 Causas identificadas por la organización en cada una de las etapas del ciclo de vida.

De los análisis que la organización realiza en los grupos descritos anteriormente, se obtuvo las siguientes causas y observaciones, que han sido clasificadas en cada una de las etapas del ciclo de vida del activo:

6.2.3.1 Primera etapa del ciclo de vida (Diseño, construcción, montaje y comisionamiento):

La organización definió que para esta etapa del ciclo de vida se tendría en cuenta los activos con una edad entre los 0 a los 6 años de puesta en servicio o inicio de su operación.

A partir de los análisis, se evidenció que en este grupo las indisponibilidades se presentaron en mayor medida debido a los procesos de montaje, y en menor medida a los diseños y fabricación, por lo que la empresa abre espacios de análisis entre su área de diseño y proyectos. A pesar de que los costos han sido asumidos por terceros, las compensaciones y las horas de indisponibilidad fueron cargadas a los activos impactando la remuneración de estos por parte del Liquidador y Administración de Cuenta.

Otra de las causas ha sido las demoras para restablecer el sistema por la falencia de repuestos, pues en algunas ocasiones no fueron adquiridos por el proveedor después de realizar la puesta en servicio de los activos. Este es otro reto que la organización ha logrado visualizar y se encuentra evaluando la estrategia de repuestos de tal manera, que a través de una adecuada gestión de riesgos se defina la criticidad de los repuestos e incluirlos dentro de las ofertas de compra de maquinaria y equipos.

Por último, se identificó que otra de las posibles causas que generaron fallas en determinados equipos instalados en menos de los 6 años, ha sido generado por las barreras que

existieron respecto al idioma entre el personal contratado para realizar las actividades de montaje y comisionamiento y los especialistas enviados por las fábricas para coordinar el montaje, puesto que en muchas ocasiones la comunicación se daba a través de traductores ocasionando que las instrucciones posiblemente no fuera totalmente claras.

6.2.3.2 Segunda etapa del ciclo de vida (Operación):

En esta etapa se evidenció que las fallas en el proceso de operación fueron las de menor cuantía, y se generaron especialmente por errores o demoras en las maniobras de los equipos.

6.2.3.3 Tercera etapa del ciclo de vida (Mantenimiento):

En el análisis global, se encontró en esta etapa que varias de las indisponibilidades se presentaron en un tiempo menor a un (1) año después de intervenir los activos por parte de los grupos de mantenimiento, lo anterior debido a fallas en los procesos de mantenimiento, bien sea por una manipulación inadecuada, cierre de las actividades con pendientes, o el uso de repuestos no apropiados y la falta de elementos necesarios para las intervenciones. Otra de las causas más comunes que se identificó en esta etapa, ha sido los mantenimientos donde los activos se encontraban indisponibles o fuera de servicio, y por deficiencias en el proceso de planeación, retrasos en maniobras y/o en ejecución, o por causas de fuerza mayor como condiciones ambientales y meteorológicas, requirieron mayor tiempo del programado, superando las MHAI - Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad) definidas por la CREG.

Del análisis en el Centro de Transmisión de Energía Noroccidente la organización identificó algunas causas las cuales clasificó en los siguientes dos grupos:

A. Planeación y programación del mantenimiento: En este subproceso se identificó un gran aporte a la cantidad de horas compensadas y a la frecuencia con la cual se presentaron, puesto que se gestionaron intervenciones en los activos sin que éstos hubieran recuperado las MHAI (Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad) definidas por la CREG, lo que llevó a la organización a revisar la metodología implementada por parte de la Dirección de Mantenimiento para planear los mantenimiento y del Grupo Ejecutor de Mantenimiento de Subestaciones para programar las actividades.

B. Mantenimiento por Inspección: En la primera línea del mantenimiento de los activos se encuentran las inspecciones operativas, actividades previamente definidas y documentadas por la Dirección de Mantenimiento a partir del análisis de causas y modos de falla, con el propósito de hacer seguimiento a los aspectos relevantes de cada activo particularmente y realizar mantenimientos preventivos menores que al final aportarán a la buena salud y determinación de la condición de los activos en tiempo real. En este eslabón se encontraron falencias como la omisión de algunas actividades de mantenimiento programadas, falta de inspección y reporte incompleto del estado de algunos equipos, los cuales llevaron a que algunos activos fallaran o se desgastaran antes de lo previsto por la estrategia de mantenimiento, requiriendo una intervención no programada. Lo anterior, sumado con la política de que todo activo con una falla potencial debe ser atendido debido al riesgo de generar mayores afectaciones en otros equipos, al sistema o incurrir en mayores costos, independientemente de si cuenta o no con horas disponibles para su indisponibilidad, llevó a que muchos activos compensaran o superasen las metas regulatorias definidas por la CREG 011 de 2009.

A partir del análisis en la bahía de transferencia de 230kV, la organización ratificó las causas determinadas en el análisis de los activos del Centro de Transmisión de Energía, las cuales se agruparon de la siguiente manera:

A. Planeación y programación del mantenimiento: identifica consistencia con los resultados de los análisis anteriores, donde se programaron actividades sobre el interruptor superando o incrementando las horas de indisponibilidad.

B. Inspecciones operativas: en este punto se observó que una de las razones por las cuales este y otros interruptores de la misma referencia han presentado fallas recurrentes, es debido a la acumulación de agua condensada en el tanque acumulador para interruptores de 230kV y en el sistema motocompresor en interruptores de 500kV, a causa de la humedad de la zona, por lo que una de las actividades del mantenimiento preventivo es el drenaje de dichas aguas en un periodo determinado. El hallazgo de agua en los equipos al momento de realizar el mantenimiento correctivo llevó a la organización a cuestionarse si las actividades posiblemente no se estaban ejecutando de forma adecuada o si su frecuencia de ejecución debe ser mayor para zonas con condiciones ambientales de alta humedad. Por lo anterior, realizarán a futuro conversatorios con los ingenieros y asistentes a cargo de cada una de las subestaciones del CTE (Centro de

Transmisión de Energía) en los cuales se tenga el mismo tipo de interruptor, con el propósito de validar si las actividades si se están ejecutando, si el método es eficaz y si es necesario incrementar las frecuencias determinadas debido a las evidencias.

C. Ejecución del mantenimiento: se encuentra que algunas de las intervenciones en las cuales el activo estuvo indisponible, fue debido a actividades que quedaron con pendientes de mantenimientos pasados debido a la falta de herramientas, equipos, materiales, repuestos, o atenciones requeridas por los equipos que no fueron anteriormente informadas, entre otros, reconociendo una oportunidad de mejora en la preparación de las actividades antes del desplazamiento al sitio, por lo cual fue necesario realizar nuevas sesiones con el Grupo Ejecutor de Mantenimiento para validar el proceso y la metodología actualmente utilizada, con el propósito de definir acciones que minimicen las indisponibilidades debido a los pendientes en los mantenimientos.

6.2.3.4 Cuarta etapa del ciclo de vida (Renovación y disposición):

Del análisis, la organización observó que algunos activos de gran edad incrementaron su número de fallas o necesidad de intervención en un periodo de un año, de igual manera, identificó que las indisponibilidades fueron más acentuadas en los interruptores, donde se evidencio que el 21% de los equipos a los cuales se les realizó overhaul desde el 2013 hasta el 2021 han presentado fallas, y que el proceso de renovación ha presentado ligeros retrasos debido a las actividades de obras civiles y montajes electromecánicos, ya que por parte del área de compras los equipos se encontraban disponibles en los almacenes. Ahora bien, en la investigación del porqué algunos activos a los cuales se les practicó el overhaul continuaban fallando, la organización logró determinar que algunas de las fallas se han presentado sobre los componentes que no fueron incluidos dentro del alcance del mantenimiento mayor, quedando con la inquietud si es necesario revisar los alcances del overhaul y teniendo en cuenta las tasas de fallas de los componentes que no se remplazan.

6.2.4 Buenas prácticas identificadas por la organización

Algunas de las buenas prácticas identificadas por ISA INTERCOLOMBIA durante el proceso de análisis fueron:

6.2.4.1 Primera etapa del ciclo de vida:

Realizar análisis de riesgos para definir los activos y repuestos de alta criticidad, con el fin de optimizar los inventarios y solicitar a los proveedores el suministro de dichos repuestos desde la compra de los equipos. Por medio de lo anterior, se podrá minimizar los tiempos de indisponibilidad o mejorar la mantenibilidad debido a la falta de repuestos.

6.2.4.2 Tercera etapa del ciclo de vida:

Incorporar en el proceso de planeación y programación el concepto de Programación Consciente, el cual permitirá ampliar la visión del mantenimiento de 6 meses a 18 meses, con el propósito de identificar que actividades pueden ejecutarse en con una sola intervención o cuando se pueden programar las intervenciones sin afectar las MHAI.

Implementar el uso de nuevas tecnologías con el propósito de minimizar las actividades menores pero que requieren el activo fuera de servicio, o permitir que puedan ser atendidas durante los mantenimientos programados. Un ejemplo de lo anterior es la instalación de ahuyentadores de aves electrónicos en determinados equipos para minimizar la creación de nidos que puedan llegar a disminuir las distancias de seguridad aumentando el riesgo de fallas por arcos eléctricos; este es un gran avance puesto que anteriormente para retirar algunos nidos o animales se debía indisponer el activo, con el ahuyentador los nidos se han disminuido junto con las indisponibilidades. El uso de las nuevas tecnologías puede llegar a minimizar las indisponibilidades por mantenimientos NO programados.

Centralizar los requerimientos menores de tal manera que se agilice el suministro de materiales y repuestos, mejorando los mantenimientos preventivos y evitando a futuro mantenimientos correctivos o el deterioro de los equipos, de esta manera se pueden llegar a minimizar las indisponibilidades identificadas en la tercera etapa del ciclo de vida, debido fallas por mantenimientos preventivos e inspecciones incompletas.

6.2.4.3 Cuarta etapa del ciclo de vida:

Teniendo en cuenta los estudios realizados por la CEATI (Centre for Energy Advancement through Technological Innovation) respecto al comportamiento de los interruptores en su

última etapa del ciclo de vida, y con el propósito de disminuir su tasa de fallas de tal manera que los mismos puedan ser renovados a los 35 años, se realizará un mantenimiento mayor u overhaul a los 20 años, más que para alargar su vida útil es para mejorar su confiabilidad, es decir, para mejorar las condiciones del equipo (ver imagen 9).

Realizar una programación a mediano y corto plazo de las renovaciones de activos que la organización debe ejecutar para garantizar la prestación del servicio, buscando identificar si los recursos con los cuales cuenta son suficientes para ejecutar las actividades, de lo contrario, hará que la organización deba implementar otras estrategias como la implementación de outsourcing. El no identificar con anticipación los retos al momento de realizar las renovaciones, puede causar el represamiento de activos con un desgaste mayor al esperado y el incremento en la tasa de fallas.

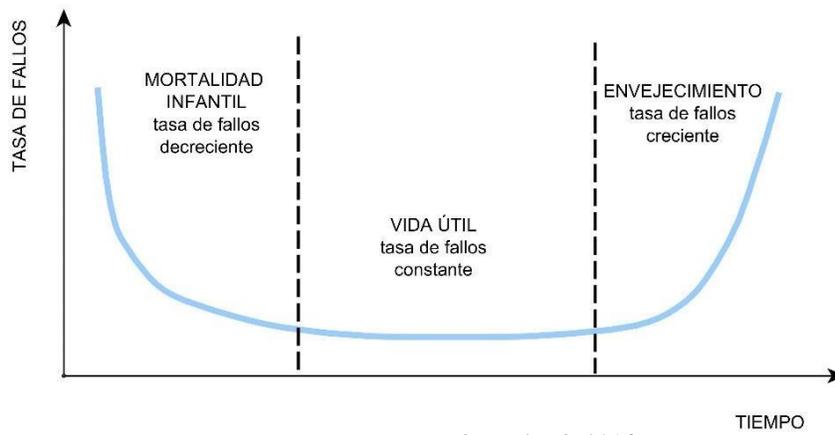
6.2.4.4 Prácticas que impactan varias etapas del ciclo de vida:

Realizar cambio de los procesos internos con una nueva diagramación, ubicación de controles y así poder identificar los puntos de mayor incidencia en las indisponibilidades y capitalizar las oportunidades para mejorar la disponibilidad de los activos y la calidad del servicio.

6.2.5 Conclusiones de los análisis realizados:

Del análisis de las imágenes 5, 6 y 7 se puede concluir que la mayor cantidad de indisponibilidades en activos de subestaciones que llevaron a superar las metas regulatorias se encuentran en la primera etapa del ciclo de vida, de 0 a 6 años (fallas infantiles), y en la cuarta etapa del ciclo de vida, de 20 a 25 años, haciendo que los resultados sean consistentes a los definidos por la curva de la bañera para mantenimiento (ver imagen 11), aunque cabe resaltar que en la cuarta etapa se presentaron la mayoría de indisponibilidades al parecer por desgaste en los equipos o repuestos no reemplazados en los overhaul.

Figura 11 *Curva de la bañera.*



Fuente. mantenimiento industrial web, 2016

De la investigación en la muestra tomada por ISA INTERCOLOMBIA del indicador Disponibilidad Regulatoria de los Activos, la mayor cantidad de activos que compensaron se encuentran en la cuarta etapa del ciclo de vida debido en gran parte al desgaste excesivo de los equipos, ya sea por falta de mantenimiento, por obsolescencia o por exceso de vida útil.

6.3 Comparación de las posibles causas raíz que afectaron la disponibilidad de los activos del sector eléctrico y, la etapa del ciclo de vida en la cual se presentaron con mayor frecuencia.

De la investigación realizada a nivel internacional y a nivel nacional, se menciona algunas de las causas relevantes por las cuales los activos físicos del sistema de transmisión han presentado indisponibilidades, y la etapa del ciclo de vida que más aportó:

6.3.1 Primera etapa del ciclo de vida (Diseño, construcción, montaje y comisionamiento)

- Debilidades en el proceso del montaje electromecánico, lo cual ha generado que los activos sean intervenidos antes de lo estimado y recomendados por fábrica.
- No identificación ni adquisición de los repuestos con alta criticidad que afectaban la disponibilidad lo que generó altos tiempos improductivos y demoras en la normalización y corrección de las fallas.
- El diseño inicial de los activos y de la infraestructura es limitada y obsoleta con respecto al crecimiento y desarrollo de las ciudades, las regulaciones normativas y a las expectativas y exigencias del cliente.

6.3.2 Segunda etapa del ciclo de vida (Operación)

- Deficiencias en las maniobras de operación, donde han sido operados de forma errónea.
- Falencias en el conocimiento técnico, financiero del negocio y de las consecuencias por los incumplimientos del agente regulador e insatisfacción del cliente.
- Toma de decisiones centralizada en el mando alto de la jerarquización de la empresa, incluyendo decisiones de la operación y de la prestación del servicio.

6.3.3 Tercera etapa del ciclo de vida (Mantenimiento)

- Fallas o intervenciones no programadas debido a actividades pendientes en los mantenimientos mayores o por condición, las cuales se presentaron por la falta de repuestos y/o equipos, por omisiones, o por causas de fuerza mayor como condiciones ambientales y meteorológicas.
- Indisponibilidades que afectaron las máximas horas anuales de indisponibilidad (MHAI) debido a la planeación, programación y ejecución de los mantenimientos antes de los tiempos permitidos por el ente regulador.
- Deficiencia en el monitoreo de variables en tiempo real y análisis de datos que impide la predicción de fallas, la identificación de la condición del activo y la proactividad, oportunidad y acierto en las actividades de mantenimiento.
- Activos con tecnología obsoleta lo que generaba modificaciones parciales del mismo generando incremento en las fallas imprevistas o por falta de repuestos fuera del mercado.

6.3.4 Cuarta etapa del ciclo de vida (Renovación y disposición final)

- Deficiencia en el estudio de vida útil de los activos que ha generado un incremento de mantenimientos correctivos debido al desgaste de los componentes al llegar a la etapa final del ciclo de vida.
- Fallas en activos que se ha realizado overhaul en vez de hacer reposición.
- Activos obsoletos con vida útil mayores a 30 años.

6.3.5 Etapa del ciclo de vida en la cual se presentaron las mayores afectaciones a la disponibilidad de los activos

A partir de la investigación nacional e internacional, se logró identificar que, tanto para el Reino Unido como para Colombia, la cuarta etapa del ciclo de vida fue en la que más se impactó la disponibilidad de los activos del sistema de transmisión de energía eléctrica. De igual manera, la causa más frecuente por la cual los activos de ambos países se indispusieron en esta etapa se debió al incremento en los mantenimientos no programados, o a las fallas a causa del desgaste en los equipos, lo anterior dado que:

- Las estrategias definidas por determinadas organizaciones buscan extender la vida útil de los activos, donde algunos han llegado a alcanzar los 80 años.
- Las empresas han tenido dificultades al momento de sustituir los equipos debido a la falta de recursos disponibles, o a la gran cantidad de activos pendientes por renovar en un periodo determinado.
- O por las actualizaciones parciales donde algunos componentes no son reemplazados debido a que el alcance de los mantenimientos mayores o/y overhaul no los contemplan.

6.4 Buenas prácticas de la Gestión de Activos recomendadas que permite a las empresas y entidades del sector eléctrico transmisoras nacionales disminuir las recurrencias y horas de indisponibilidad para su mejoramiento en la calidad del servicio y cumplimiento regulatorio

Las empresas de servicio públicos en las prácticas de administración de activos relacionada con la planificación, el diseño, la construcción, las operaciones, el mantenimiento y la seguridad de las instalaciones de transmisión de energía, incluida la automatización y la tecnología de la información, suelen ser bastante estáticas: construir el plan, incorporar las órdenes de trabajo y

volver a situar el plan en el estante. Pero actualmente, el entorno es más complejo y dinámico, especialmente porque las empresas de servicios públicos están descarbonizando su infraestructura del sector de energía, lo que crea efectos dominó aguas arriba y aguas abajo.

Adicionalmente, la pandemia ha creado enormes desafíos financieros y logísticos en el mantenimiento y reemplazo de activos. Por lo que ahora más que nunca se requieren que las empresas del sector público, incluyendo las empresas y entidades del sector eléctrico transmisoras nacionales, implementen dentro de sus estrategias la serie de normas internacionales ISO 5500X para la Gestión de Activos como marco esencial en la mejora de la disponibilidad de los activos, mejorar la alineación y establecer objetivos entre la alta dirección y la operación de campo para la toma de decisiones eficaces y optimizar el uso eficaz de los recursos como el capital de inversión y operación de los activos físicos y de su personal.

Por lo tanto, a continuación, se presenta algunas recomendaciones de buenas prácticas para la Gestión de Activos que impulsará el interés y desencadenará la necesidad de crear un sistema holístico y sistemático que obtenga la transición de minimizar la indisponibilidad operativa a través de las oportunidades de la optimización de los activos físicos y adecuadas decisiones de gestión:

6.4.1 Primera etapa del ciclo de vida (Diseño, Construcción, Comisionamiento)

I. El diseño de los sistemas de la red de transmisión juega un papel importante en la provisión de seguridad, calidad y disponibilidad, por esto, se recomienda la instalación y construcción de activos y sistemas redundantes, con criterios de garantizar la disponibilidad para la continuidad del servicio, conservando el criterio de operar sin pérdida de suministro cuando se produzca alguna contingencia.

II. Diseñar un modelo de gestión financiero basado en gastos y costos totales, eliminando la distinción entre los gastos y costos de capital (CAPEX) y los costos y gastos operativos (OPEX). Este modelo beneficia la identificación de los rendimientos basado en la disponibilidad de los activos y su infraestructura desde la primera etapa de su ciclo de vida; teniendo implicaciones para la planificación de inversiones, decisiones de gastos y costos rutinarias, a partir de la reducción de interrupciones del servicio por indisponibilidad de activos por

paros excesivos programados o por paros no programados debidos a fallas recurrentes en el sistema. Considerando, además la priorización de actividades en aquellos activos que aporten el mayor riesgo de indisponibilidad para enfocar las decisiones de operación y de inversión en tres variables:

- Decisiones de gestión de inversiones. Es decir, gestión del plan maestro de inversiones en activos de la infraestructura de la red.
- Ingeniería y construcción sobre el terreno (construcción y mantenimiento de la infraestructura).
- Riesgos políticos y relacionamiento con los gobiernos, comunidades y clientes.

III. Realizar evaluación de riesgos en esta fase, para definir los activos y repuestos de alta criticidad con una consecuencia alta en la disponibilidad, con el fin de optimizar las actividades de mantenimiento tipo preventivo o por condición, los inventarios y solicitudes tempranas a los proveedores y definición de stock de repuestos basado en confiabilidad. Por medio de lo anterior, se podrá minimizar los tiempos de indisponibilidad mejorando la mantenibilidad.

6.4.2 Segunda etapa del ciclo de vida (Operación)

I. Desarrollar sinergias entre los agentes reguladores y las empresas operadoras del sector eléctrico, en búsqueda del equilibrio en el marco de la competitividad, la conectividad y el lenguaje universal del acceso abierto a la red eléctrica, para reducir el riesgo de la indisponibilidad del servicio conservando la capacidad de carga nominal y continua de los activos evitando paradas recurrentes que podrían generar fallas imprevistas y que aporte en la creación de sinergias de estrategias y ejecución del mantenimiento integral de la red como lo han realizado en Australia, Nueva Zelanda y el Reino Unido.

II. Diseñar un modelo operativo holístico y sistemático situando al cliente y a los agentes reguladores en el centro de las decisiones operativas y estratégicas para obtener mejores resultados en la prestación del servicio a través de la disponibilidad de los activos, involucrando a todo el personal de la empresa desde el enfoque de satisfacer sus expectativas, comprendiendo las fortalezas y debilidades del modelo estableciendo una visión basada en las tomas de decisiones encaminadas a la disminución de recurrencias y horas de indisponibilidad.

III. Dentro del modelo operativo, incorporar una gestión del cambio, de comunicación descentralizada y de conocimiento para movilizar a todos los colaboradores en aprender y entender el negocio en criterios técnicos, financieros y del servicio, movilizando cotidianamente conversaciones para la toma de decisiones operativas, tácticas y estratégicas en torno al cliente, a la normatividad y a la disponibilidad de los activos. Pues, al tener a los colaboradores conectados con su trabajo, con sus compañeros y con sus responsabilidades compartidas, maximiza la mejora de la comunicación con las partes interesadas y oportunidad en la toma de decisiones basadas en la disponibilidad de activos, satisfacción al cliente y al cumplimiento de la normatividad.

6.4.3 Tercera etapa del ciclo de vida (Mantenimiento)

I. Implementar soluciones automáticas e interconectadas de monitoreo de la condición del activo, para detectar en fase temprana las fallas potenciales y evitar que vuelvan a ocurrir fallas pasadas, permitiendo realizar actividades proactivas, evitando las interrupciones no planificadas y aportando en la mejora de la disponibilidad de los activos.

II. Implementar soluciones digitales y de inspecciones visuales con un vehículo no tripulado UAV (unmanned aerial vehicle) enfocadas a las líneas de transmisión y la red de subestaciones, que, además logre abarcar funciones adicionales como la generación y ejecución de órdenes de trabajo de mantenimiento, la asistencia en la gestión de regulaciones de electricidad, seguridad, calidad y continuidad del servicio. Estas soluciones permiten la identificación de sitios de alto riesgo para las actividades de mantenimiento, reducciones significativas de tiempo de inspección y la reducción del tiempo de inactividad al obtener rápidamente la información detallada de la condición del activo en aras de programar e intervenir a tiempo un activo en pro de la disponibilidad de los activos en beneficio de la continuidad del servicio.

III. Identificar el nivel óptimo de balance de rendimiento técnico, operativo y financiero de la subcontratación del mantenimiento, basado en los criterios como la experticia, las competencias y habilidades en la ejecución o labores de mantenimiento, niveles de acuerdo de servicio en búsqueda de un entorno más experto, flexible y eficiente que aporte a la continuidad y disponibilidad de los activos.

IV. Implementar metodologías de mantenimiento basado en condición y el mantenimiento basado en confiabilidad buscando garantizar la disponibilidad de los activos, desde la predicción de una falla temprana o desde la corrección de un problema antes de incrementar sus consecuencias, en la reducción de las incidencias de las fallas potenciales, el tiempo de las intervenciones y los imprevistos; por ejemplo, de la siguiente manera:

- **Mantenimiento basado en Confiabilidad – RCM**, como una estrategia que implica identificar la coincidencia de los programas de mantenimiento con modelos de fallas y tasas de deterioro para eliminar el mantenimiento innecesario, ineficaz y excesivo. Esta metodología ha sido implementada por la empresa National Grid Compañía del Reino Unido (National, 2022).
- **Mantenimiento basado en Condición**, donde comprende el monitoreo de la condición previniendo una falla funcional y/o mitigando las consecuencias del deterioro de la función y las acciones de mantenimiento incluyendo la renovación y/o reemplazo como una de ellas. La evaluación por condición puede proporcionar beneficios como mejorar la gestión del riesgo y mejoras en el desempeño que conducen a evitar restricciones y costos asociados, teniendo una mejor orientación para la renovación y/o reemplazo de los activos.

V. Enfocar un modelo de reemplazo de componentes basado en la condición junto con un programa de mantenimiento basado en la confiabilidad. Este modelo beneficia económicamente los componentes físicos de las líneas de transmisión, aprovechando la tecnología disponible, como el monitoreo digital y la recopilación de datos, para extraer información precisa sobre el activo durante las rutinas de mantenimiento y poder determinar los tipos y modos de falla y tiempos entre falla, permitiendo optimizar la disponibilidad de los activos en un tiempo definido.

VI. Incorporar en el proceso de planeación y programación el concepto de Programación Consciente, el cual permitirá ampliar la visión del mantenimiento de 6 meses a 18 meses, con el propósito de identificar que actividades pueden ejecutarse con una sola intervención o cuando se pueden programar las intervenciones sin afectar las horas disponibles para el mantenimiento del activo.

VII. Tener en cuenta las condiciones climáticas previstas al momento de programar el mantenimiento, lo que permite minimizar la probabilidad de superar los tiempos programados por condiciones de fuerza mayor, o la probabilidad de que el mantenimiento no se ejecute en su totalidad dejando actividades pendientes que pueden llevar a nuevas indisponibilidades por intervenciones no planeadas o por fallas imprevistas.

VIII. Implementar el uso de nuevas tecnologías con el propósito de minimizar las actividades menores pero que requieren el activo fuera de servicio, o permitir que puedan ser atendidas durante los mantenimientos programados. Un ejemplo de lo anterior es la instalación de ahuyentadores de aves electrónicos en determinados equipos para minimizar la creación de nidos que puedan llegar a disminuir las distancias de seguridad aumentando el riesgo de fallas por arcos eléctricos; este es un gran avance puesto que anteriormente para retirar algunos nidos o animales se debía indisponer el activo, con el ahuyentador los nidos se han disminuido junto con las indisponibilidades. El uso de las nuevas tecnologías puede llegar a minimizar las indisponibilidades por mantenimientos no programados.

IX. Centralizar los requerimientos menores de tal manera que se agilice el suministro de materiales y repuestos, mejorando los mantenimientos preventivos y evitando a futuro mantenimientos correctivos o el deterioro de los equipos. Por medio de este proceso se pueden llegar a minimizar las indisponibilidades identificadas en la tercera etapa del ciclo de vida, donde se hallaron fallas por mantenimientos preventivos e inspecciones incompletas.

6.4.4 Cuarta etapa del ciclo de vida (Renovación y disposición final)

I. Teniendo en cuenta los estudios realizados por el “Centre for Energy Advancement through Technological Innovation – CEATI” respecto al comportamiento de los interruptores en su última etapa del ciclo de vida, y con el propósito de disminuir su tasa de fallas de tal manera que los mismos puedan ser renovados cada 35 años, se recomienda realizar un mantenimiento mayor u overhaul aproximadamente a los 20 años, más que para alargar su vida útil es para mejorar su confiabilidad, es decir, para mejorar las condiciones del equipo y por ende la disponibilidad.

II. Realizar una programación a mediano y corto plazo de las renovaciones de activos que la organización debe ejecutar para garantizar la prestación del servicio, buscando identificar si los recursos con los cuales cuenta son suficientes para ejecutar las actividades, de lo contrario, le permitirá a la organización implementar otras estrategias como la implementación de outsourcing. El no identificar con anticipación los retos al momento de realizar las renovaciones, puede causar el represamiento de activos con un desgaste mayor al esperado y el incremento en la tasa de fallas.

III. Implementar estrategias para estimar la vida útil de los activos con el propósito de planificar el reemplazo, a través de los diagnósticos técnicos como salud de los activos y el análisis del costo de ciclo de vida. Estos deben ser adecuada y continuamente gestionados a lo largo de todo su ciclo de vida a través de los datos reales y retroalimentándose para la identificación de mejoras.

IV. Desarrollar la correcta gestión del riesgo en los activos críticos para fomentar estrategias que tengan en cuenta la criticidad, la condición y la obsolescencia tecnológica de los activos y lograr mantener un adecuado desempeño operativo y financiero en todo su ciclo de vida.

V. Incorporar dentro de los criterios más influyentes para el reemplazo de activos la condición, la criticidad, la confiabilidad, la disponibilidad, el análisis estadístico de la población del activo que puede ser utilizado y la edad como factores adicionales al deterioro, crecimiento de la carga y disponibilidad de capital como otras nuevas condiciones de las variables de análisis para la reposición de los activos.

VI. Implementar el uso del mantenimiento basado en condición como la inspección y el monitoreo que facilite la detección de las fallas y los resultantes de los afectos acumulativos que logre tomar decisiones de acciones de mejora de manera eficaz.

VII. Evaluar dentro de la elección si renovar o reemplazar los activos, criterios como la evaluación de la empresa sobre el diseño y/o calidad de fabricación e historial de rendimiento del activo en particular, la probabilidad que sufra obsolescencia técnica o si es probable que su capacidad sea adecuada para satisfacer necesidades futuras.

VIII. Implementar las buenas prácticas recomendadas en las anteriores etapas del ciclo de vida mencionados.

6.4.5 Otras buenas prácticas

Con el propósito de facilitar el seguimiento y el control en cada una de las etapas del ciclo de vida de los activos, y de acuerdo a la práctica implementada por ISA INTERCOLOMBIA, se recomienda que las empresas diagnostiquen, evalúen, y analicen con una frecuencia determinada los flujos e interacción entre los procesos, que les permita identificar los puntos de mayor incidencia en las indisponibilidades, y capitalizar las oportunidades de mejora frente a la disponibilidad y la calidad del servicio.

7. Conclusiones

A partir del estudio y análisis en la investigación realizada a nivel internacional como es el caso en el Reino Unido y a nivel nacional especialmente en ISA INTERCOLOMBIA, se reafirma lo planteado en la hipótesis de esta monografía, pues se concluye que la indisponibilidad de los activos físicos del sistema de transmisión se debe en mayor medida a la condición de vida útil en la última fase del ciclo de vida del activo, ya que el desgaste, la degradación y la inoportunidad de renovación tienden a aumentar la tasa de ocurrencia de falla con la edad, pues existe una relación entre la antigüedad y el estado del activo.

Los activos en su última etapa del ciclo de vida: envejecimiento, trae consigo efectos de degradación y los mecanismos de deterioro acumulativos, desencadenan fallas recurrentes en el sistema de transmisión que afectan considerablemente la disponibilidad y calidad del servicio de la red de transmisión de energía.

Considerar la gestión del riesgo definiéndola desde la cultura, los procesos y las estructuras que están dirigidas a la gestión eficaz de oportunidades potenciales y efectos adversos, implicando analizar y controlar los riesgos que está expuesta una organización, dentro de las operaciones y el mantenimiento, eficiencia, planificación para la confiabilidad del sistema o reemplazo de equipos.

La disponibilidad en los sistemas eléctricos es adecuada y segura siempre y cuando el grado en que el desempeño de los elementos del sistema da como resultado que la energía se entregue a los consumidores dentro de los estándares aceptados y en la cantidad deseada. La disponibilidad en los sistemas eléctricos de energía es adecuada cuando su capacidad de suministro es continua en todo momento, teniendo en cuenta las interrupciones programadas y no programadas de los componentes del sistema. Y el sistema es seguro cuando la capacidad del sistema eléctrico de potencia a granel logra soportar perturbaciones repentinas o pérdidas imprevistas de componentes del sistema.

Los administradores de activos de transmisión han sido fomentados por presiones económicas para extender la vida útil de los activos, junto con el reconocimiento de que en las redes desarrolladas la edad promedio va en aumento; permitiendo generar preocupación sobre la carga de costo potencial asociada con el reemplazo de grandes proporciones de la red en un corto plazo.

En la encuesta realizada por el CIGRE, revela que los criterios más importantes que influyen en los planes de inversión de reposición son el deterioro del desempeño, crecimiento de la carga, disponibilidad de capital, cambios en las expectativas de los clientes y decisiones regulatorias (CIGRE, 2000).

La comparación del desempeño de las empresas de transmisión a través de una evaluación comparativa es importante para obtener conocimiento de cómo mejorar el desempeño operativo, de servicio y financiero.

Los problemas asociados con el costo de capital pueden limitar el nivel del sistema en su aumento en la capacidad y reposición de equipos.

La interconexión o conectividad de la red es uno de los factores del rendimiento, pues una red altamente conectada tiene mayor número de fallas y por lo tanto tendrá menor disponibilidad. Pero, además permitiría la carga de los componentes individuales a niveles más alto, pues, es una oportunidad para el uso eficiente de la capacidad carga de toda la red de transmisión interconectada.

En la Gestión de Activos de las empresas de transmisión podría ser afectada por la extensión geográfica de la red, pues grandes distancias entre subestaciones podrían aumentar el costo de mantenimiento. Otro factor que afecta la Gestión de Activos en la red es la edad y tecnología obsoleta de los activos mayores a 20 años en uso, pues estos no solo afectan el costo de mantenimiento sino el desempeño de la función.

8. Referencias

- ACCC (1999). *Principios de la regulación de la transmisión. Australian Competition and Consumer Commission*. Australia.
- BLANCHARD S., VERMA D., PETERSON E. (1994). *Maintenibility: a key to effective serviceability and maintenance management: Series Nuevas dimensiones en Ingeniería*. USA: Edit. Wiley Interscience. Wiley, John & Sons, Incorporated. ISBN: 0486438678.
- BELLO S. & BELTRAN A. (2010). *Caracterización y pronóstico del precio spot de la energía eléctrica en Colombia*. Colombia.
- IAM (2015). *Gestión de Activos: una anatomía*. The institute of Asset Management.
- ISO 31010 (2019). *Gestión de riesgos. Técnicas de evaluación de riesgos*.
- ISO 55000 (2014). *Gestión de Activos: aspectos generales, principios y terminología*.
- ISO 55001 (2014). *Gestión de Activos: sistemas de gestión, requisitos*.
- CELSIA (2022). *Celsia Colombia*. <https://www.celsia.com>. Consultado el 1 de septiembre de 2022.
- CENS (2022). *Centrales eléctricas de norte de Santander*. https://es.wikipedia.org/Centrales_El%C3%A9ctricas_de_Norte_de_Santander. Consultado el 10 de septiembre de 2022.
- CENTRE FOR ENERGY ADVANCEMENT THROUGH TECHNOLOGICAL INNOVATION – CEATI, (2016). *Station Equipment: Failure Rates CEATI Project: T153700 #30/104*. Inglaterra.
- CHAN TM. (1998). *Report on the second international survey on high voltage gas insulated substations (GIS) service experience. International conference on large high voltage systems*. Francia.
- CHEC (2022). *Central Hidroeléctrica de Caldas*. <https://www.chec.com.co>. Consultado el 10 de septiembre de 2022.
- CIGRE SG 23 y 39 (2000). *Encuesta internacional sobre políticas y tendencias de mantenimiento, folleto 152, CIGRE - Organismo internacional industrial*. Francia.
- COPE, D. (Ed) (2000) *Energy sector deregulation in the Apec region*. Asia Pacific Energy Research Centre, Tokyo, Japan
- CREG (1994). *Resolución número 053 de 1994 por la cual se dictan disposiciones para el funcionamiento del mercado mayorista de energía durante el período de transición hacia un*

mercado libre y se modifica parcialmente el Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Nacional. Comisión de regulación de energía, gas y combustibles. Colombia.

CREG (2009). *Resolución número 011 de 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.* Comisión de regulación de energía, gas y combustibles. Colombia.

CREG (2018). *Resolución número 015 de 2018, por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado nacional.* Comisión de regulación de energía, gas y combustibles. Colombia.

DAVIES TC (1998). *Drivers for change in transmission maintenance policy and the role of computer-based information and decision support systems. International conference on large high voltage systems.* Francia

EIA (1997). *Reforma eléctrica en el extranjero e inversión en energía de EEUU.* Administración de la información, Departamento de Energía de EEUU. EEUU.

EMSA (2022). *Empresa de Energía de Boyacá S.A.* <https://emsa.com.co>. Consultado el 10 de septiembre de 2022.

EPM (2022). *Empresas Públicas de Medellín.* <https://cu.epm.com.co>. Consultado el 10 de septiembre de 2022.

GALINDO VARGAS, A. (2020). *Implementación de la norma ISO 55001 en ISA INTERCOLOMBIA y su impacto en la transformación cultural de la organización.* Colombia.

GARCÍA R. & GUZMÁN A. & PRADA F. & TRUJILLO M. (2022). *Gobierno corporativo y gestión de activos en el sector eléctrico.* Colegio de Estudios Superiores de Administración. Colombia.

GARCÍA J. & PÉREZ S. (2005). *Regulación y desintegración vertical: Algunas consideraciones para el sector eléctrico colombiano.* Colombia.

GEB (2022). *Grupo de Energía de Bogotá.* <https://www.grupoenergiabogota.com>. Consultado el 10 de septiembre de 2022.

GREER I. (2001). *Metodología de calificación para servicios públicos de energías globales. CIGRE - Organismo internacional industrial.* Francia.

GUERRERO BAYARDO (2004). *La globalización y su efecto en el sector eléctrico latinoamericano. Caso Interconexion Electrica S.A – ISA.* Colombia.

- HUGHES Parker (1993). *Networks of Power. Electrification in Western Society, 1880-1930* (3ra edición). The Johns Hopkins Press Ltd, Londres.
- ISA (2022). *Interconexión Eléctrica S.A.* <https://www.isa.co/es/grupo-isa/>. Consultado el 13 de mayo de 2022.
- ISA INTERCOLOMBIA (2022). *ISA Intercolombia.* <https://www.isaintercolombia.com>. Consultado el 13 de mayo de 2022.
- ISA INTERCOLOMBIA, (2022). *Erogaciones Capitalizables A Overhauls De Interruptores De Energía En Operación.* Medellín, Colombia.
- JAY P. (2001). *Operation and maintenance philosophy and strategy.* National Grid Company. Reino Unido.
- JONES G. (2000). *Switchgear issues in deregulated electricity industries in Australia and New Zealand.* CIGRE 2000. Francia.
- IZAGUIRRE AK. (2000). *Participación privada en el sector eléctrico - Tendencias de la política pública para el sector privado.* Grupo del Banco Mundial.
- KETPRAPAKORN N., KANTABUTRA S. (2022). *Toward an organizational theory of sustainability culture.* Sustainable Production and Consumption, Vol32.
- KIRBY B. El (1999). *Maintaining transmission adequacy in the future.* The Electricity Journal.
- KNEZEVIC J. (1996). *Mantenibilidad.* Pag 27. ISBN: 0412802702. Madrid, España.
- LEY 142 (1994). *Ley 142 Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.* Ministerio de minas y energía. Colombia.
- LEY 143 (1994). *Ley 143 Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.* Ministerio de minas y energía. Colombia.
- MANTENIMIENTO INDUSTRIAL WEB (2016). *Curva de la Bañera.* Francisco Castela. <https://mantenimientoindustrialweb.wordpress.com/2016/06/14/curva-de-la-banera/>. Consultado el 19 de octubre de 2022.
- MARKESSET T., KUMAR U. (2001). *R&M and Risk-Analysis Tools in Product Design to Reduce Life-Cycle Cost and Improve Attractiveness.* Proceedings of the Annual Reliability and Maintainability Symposium, 22-25 January, Philadelphia.
- NATIONAL (2022). *National Grid Company.* <https://www.nationalgrid.com/>. Consultado el 30 de septiembre de 2022

- NEWBERY DM. (1994). *Competencia y regulación en la industria de la electricidad en OCDE. Conferencia del Banco Mundial Sobre Competencias y Regulación en la industria de la red de transmisión*. Budapest.
- NLYTE (2022). *Nlyte software*. <https://nlyte.com>. Consultado el 17 de septiembre de 2022.
- O'CONNOR, Patrick D. (2002). *Practical Reliability Engineering*. New York, NY, USA. John Wiley & Sons. ISBN: 0471905518.
- OFGEM (2014). *Report on distribution and transmission performance 2014/2015*. Office of the Tasmanian Energy Regulator. Reino Unido.
- PÉREZ & ARRIAGA (2002). *Benchmark of electricity transmission tariffs*. European Commission Instituto de investigación tecnológica. Reino Unido.
- RAMAKUMAR, R. (1993). *Engineering Reliability: Fundamentals and Applications*. NJ, USA: Englewood Cliffs, Prentice Hall, ISBN: 0132767597.
- READ EG. (1997). *Transmission pricing in New Zealand Utilities Policy*. Nueva Zelanda
- SSE (2022). *Scottish and Southern Energy*. <https://www.sse.com>. Consultado el 15 de septiembre de 2022.
- SP (2022). *SP Energy Networks*. <https://www.spenergynetworks.co.uk>. Consultado el 20 de septiembre de 2022.
- SUPERSERVICIOS (2020). *Diagnóstico de la Actividad de Transmisión de Energía Eléctrica 2019*. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD. Colombia.
- SUPERSERVICIOS (2022). *Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Superservicios – SSPD*. <https://www.superservicios.gov.co>, consultado el 31 de agosto de 2022.
- TRANSELCA (2022). *Empresa de servicios públicos filiar ISA*. <https://www.transelca.com.co>. Consultado el 10 de septiembre de 2022.
- URWIN R. (2000). *Engineering challenges in a competitive electricity market*. High voltage engineering symposium.