

**ANÁLISIS DE COSTO DE CICLO DE VIDA PARA LA SELECCIÓN DEL
SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LA SEGUNDA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
CARTAGENA-BOLÍVAR A 230 kV, PROPIEDAD DE LA EMPRESA DE
ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. - ESP**

**JOSE RENE PEÑA SANCHEZ
CARLOS ALBERTO VARGAS VARGAS**

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

2015

**ANÁLISIS DE COSTO DE CICLO DE VIDA PARA LA SELECCIÓN DEL
SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LA SEGUNDA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
CARTAGENA-BOLÍVAR A 230 kV, PROPIEDAD DE LA EMPRESA DE
ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. - ESP**

**JOSE RENE PEÑA SANCHEZ
CARLOS ALBERTO VARGAS VARGAS**

**Monografía de Grado para optar el título de
“Especialista en Gerencia de Mantenimiento”**

Director

**IVAN JAVIER DIAZ GARZON
Ingeniero Electricista**

Codirector

DANIEL ORTIZ PLATA

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

2015

*“Podemos ignorar el cambio
Arriesgándonos a que los acontecimientos
Controlen nuestro destino, o podemos
Liderarlo, lo cual constituirá nuestra llave
Para el éxito futuro “.*

Anónimo

AGRADECIMIENTOS

Quiero dedicar este logro a todas y cada una de las personas que me acompañaron directa o indirectamente en este proyecto personal y profesional: A mis padres Francisco y Stella, A mi hijo Santiago, A mi hermano Julián, A mis tíos y primos, a mis abuelos que desde arriba me sonríen, a Lili por su incondicionalidad y estar siempre ahí, a mis amigos especiales que aunque lejos siempre están cerca (Nikky, Jhonny, Javier, Héctor, Johanna, Tomas, Beto), A la Empresa de Energía de Bogotá que con su apoyo hizo posible esta especialización, A mis compañeros de la Gerencia de Mantenimiento (Yenny, Oscar, Pedro, Gustavo, Edgar, Iván, Lady) por su gran apoyo y estímulo, A Iván Díaz y Daniel Ortiz por guiarnos y compartir su conocimiento y experiencia, a los compañeros de la UIS con quienes compartimos un año de aprendizaje pero también de amistad, risas y buena vibra, A Made In D.C. por compartir conmigo el fascinante goce de hacer música y por su constancia, A mis amigos disidentes de Volley (Jhon, Olga, Carola, Daissy, Mauricio, Miguel) por brindarme su amistad a través del deporte, y por supuesto A mi compañero de Monografía Carlos, con quien tenemos una gran amistad y con quien hemos compartido experiencias personales y profesionales muy importantes... me quedan tantos por nombrar pero que saben que aquí están incluidos y que los llevo en mi corazón, a todos gracias totales...

Jose Rene Peña Sanchez

Mi sentimiento de agradecimiento van primero para la mujer más especial de mi vida, mi esposa Paola quien a través de su dedicado amor y sacrificio ha permitido llegar a esta etapa; a mis hijos Luisa y Emmanuel que son mi motivación e inspiración para seguir en mi crecimiento personal y profesional. De igual manera agradezco a la Empresa de Energía de Bogotá por su apoyo en este logro, al combo de la Gerencia de mantenimiento (Mario, Gerardo, Morales, Rafa, Juanca, Rosales, Miguelito, don Peter, Jaime, Cesar, Edgar, quienes con su apoyo me han motivado a realizar esta monografía y un agradecimiento especial a Ivan Diaz, Daniel Ortiz, Miguel Rojas, Hector Olejua y al compa José René quienes con sus "consejos" me ayudan a mejorar día a día.

Carlos Alberto Vargas Vargas

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
1. INTRODUCCIÓN	21
2. OBJETIVOS	23
2.1 Objetivo general	23
2.2 Objetivos específicos	23
3. GENERALIDADES DE UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA	25
3.1 Definición	25
3.2 Elementos de una línea de transmisión	26
3.2.1 Conductores	27
3.2.2 Aisladores	28
3.2.3 Estructuras de soporte	28
4. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL EN COLOMBIA (STN)	30
4.1 Generalidades	30
4.2 Composición del sector eléctrico colombiano	31
4.3 Plan de expansión de transmisión del SIN	33
4.4 Proyecto Segunda línea de transmisión Cartagena – Bolívar a 220 kV	35
4.5 Acerca de la empresa de energía de bogotá (EEB)	37
4.5.1 Generalidades	37

4.5.2 Breve Historia de la EEB	37
5. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	41
6. NOCIONES SOBRE AISLAMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	44
6.1 Reseña histórica	44
6.2 Características generales de los aisladores	46
6.2.1 Rigidez dieléctrica	46
6.2.2. Forma	46
6.2.3 Resistencia mecánica	47
6.2.4 Vida útil	47
6.3 Clasificación de los aisladores	48
6.3.1 Aisladores cerámicos (convencionales)	48
6.3.1.1 Partes Principales	49
6.3.1.2 Ventajas y desventajas de los aisladores convencionales	50
6.3.1.3 Modos de falla de aisladores convencionales	53
6.3.2 Aisladores poliméricos	54
6.3.2.1 Partes Principales	54
6.3.2.2 Ventajas y desventajas de los aisladores poliméricos	55
6.3.2.3 Modos de falla de aisladores poliméricos	57

7. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA NORMA ISO 15663	59
7.1 Introducción	59
7.2 Ventajas y beneficios de la aplicación de los lineamientos de la norma ISO 15663	61
7.3 Principales tipos de costos asociados al ciclo de vida	62
7.4 Descripción de la metodología para costo de ciclo de vida	63
7.4.1 Paso 1 - Diagnóstico y definición del alcance	65
7.4.2 Paso 2 - Recolección de Datos y desglose estructurado de costos (SBC)	65
7.4.3 Paso 3 - Análisis y Modelamiento	66
7.4.4 Paso 4 - Reporte y Toma de Decisiones	66
8. CASO DE APLICACIÓN DE LA NORMA ISO 15663	67
8.1 Introducción	67
8.2 Definición de los pasos y tareas	67
8.2.1 Paso 1 – Diagnóstico y definición del alcance	67
8.2.1.1 Identificación de objetivos	67
8.2.1.2 Identificación de restricciones	67
8.2.1.3 Criterios de decisión	68
8.2.1.4 Identificación de opciones potenciales	69
8.2.1.5 Establecimiento de opciones	70
8.2.1.6 Definición de costos a ser incluidos en el análisis	71

8.2.2	Paso 2 – Recolección de datos	72
8.2.2.1	Identificación de potenciales acarreadores de costo (drivers)	72
8.2.3	Paso 3 – Análisis y modelamiento	73
8.2.3.1	Creación del Modelo	73
8.2.3.2	Corrimiento del modelo	79
8.2.3.3	Validación de resultados	80
8.2.4	Paso 4 – Reporte y toma de decisión (Iteración 1)	81
8.2.4.1	Reporte de Resultados	81
8.2.4.2	Toma de decisión	81
8.2.4.3	Iteraciones y mejoras	81
8.2.5	Resultados del análisis de sensibilidad e iteración 2	82
9.	CONCLUSIONES	85
10.	RECOMENDACIONES	88
	BIBLIOGRAFÍA	89
	ANEXOS	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Proceso de generación, transmisión y distribución de energía (Fuente: Internet)	26
Figura 2. Mapa STN actual y con expansiones a 2027 (Fuente: UPME)	34
Figura 3. Plano de localización general proyecto Cartagena-Bolívar (Fuente: UPME)	36
Figura 4. Corte típico de un aislador cerámico (Fuente: Internet)	49
Figura 5. Detalle de aisladores cerámicos (porcelana y vidrio) (Fuente: Internet)	50
Figura 6. Partes generales de un aislador polimérico (Fuente: Internet)	54
Figura 7. Diferentes configuraciones de aisladores Poliméricos (Fuente: Internet)	55
Figura 8. Costos evidentes y ocultos en un proyecto (Fuente: Internet)	60
Figura 9. Proceso de costeo del ciclo de vida (Fuente: Norma ISO 15663 Parte 1)	64

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Supuestos establecidos para el análisis de LCC	69
Tabla 2. Proyección de las opciones	71
Tabla 3. CAPEX de suministro y repuestos de aisladores convencionales	74
Tabla 4. CAPEX de suministro y repuestos de aisladores poliméricos	74
Tabla 5. CAPEX de montaje de aisladores poliméricos	75
Tabla 6. CAPEX de montaje de aisladores convencionales	75
Tabla 7. OPEX de aisladores convencionales	76
Tabla 8. OPEX de aisladores poliméricos	77
Tabla 9. Costos de reposición de aisladores convencionales	78
Tabla 10. Costos de reposición de aisladores poliméricos	78
Tabla 11. Costos de disposición final de aisladores	78
Tabla 12. Consolidado de costos	79
Tabla 13. Comparación VPN	80
Tabla 14. Comparación de costos de acuerdo a análisis de sensibilidad	83
Tabla 15. Valor Presente Neto bajo nuevos criterios	84

GLOSARIO

ACTIVO: Recurso de propiedad de una organización, normalmente para fines de generación de ingresos o aumento de valor.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD: proceso de prueba del resultado del ciclo de costo de vida para establecer si la conclusión final es sensible a los cambios en los supuestos.

BENEFICIO: Creación de ingresos o mejora de un entorno de proyecto.

CICLO DE VIDA: todas las etapas de desarrollo de un elemento del equipo o de la función, desde cuando el estudio comienza hasta su disposición final.

CICLO DE VIDA DE LOS ACTIVOS: Duración de la vida de un recurso particular de propiedad de una organización, desde el punto de descubrimiento o adquisición hasta su disposición.

CONFIABILIDAD: capacidad de un equipo o sistema para cumplir ciertas funciones requeridas bajo unas condiciones dadas en un periodo de tiempo establecido.

COSTO FIJO: Costo que no varía de acuerdo al nivel de actividad.

COSTO DEL CICLO DE VIDA: Descuentos acumulativos totales de todos los costos incurridos por una función específica o elemento del equipo durante su ciclo de vida.

COSTEO DE CICLO DE VIDA (LCC): proceso de evaluación de la diferencia entre los costos del ciclo de vida de dos o más opciones alternativas.

COSTO DE MANTENIMIENTO: es el costo que se genera por las actividades correspondientes al mantenimiento de los activos de transmisión específicamente a los de los aisladores de las torres de transmisión.

CASO DE COSTO: elemento de costo que si cambia no tendrá un impacto importante en el costo del ciclo de vida de una opción.

DESGLOSE ESTRUCTURADO DE COSTOS: lista de elementos de costos asociados a una opción que se ha estructurado teniendo en cuenta la forma en que los costos se obtienen y registran.

DISPONIBILIDAD: es el porcentaje de tiempo en el cual un equipo está disponible para cumplir las funciones para la cual fue diseñado durante un intervalo de tiempo definido.

ELEMENTO DE COSTO: parte identificable del costo del ciclo de vida de una opción que se puede atribuir a una actividad.

EVENTO: cualquier suceso o cadena de sucesos que produzca o pueda producir sacar de servicio la línea de transmisión. .

ESTRUCTURA DE DESGLOSE DE COSTOS (SBC): lista de elementos de costo asociados con una alternativa, la cual ha sido estructurada tomando en cuenta la manera en la cual los costos son adquiridos y registrados.

FACTOR DE COSTO: importante elemento de costo que si cambia tendrá un gran impacto en el coste del ciclo de vida de una opción.

FASE DE ACTIVOS: Etapa discreta en el ciclo de vida de los activos con un fin específico (ejemplo: diseño de detalle).

GASTOS DE CAPITAL: Dinero utilizado para comprar, instalar y poner en marcha un activo de capital.

GASTOS COMPROMETIDOS: Los costos fijos que no pueden ser eliminados o incluso recortados sin tener un efecto importante en las ganancias o en los objetivos de la organización.

GASTO OPERATIVO: dinero utilizado para la operación y mantenimiento, incluyendo los costos asociados, tales como la logística y repuestos.

MODELO DE COSTOS DEL CICLO DE VIDA: relación matemática entre elementos de costo y diferencias del costo del ciclo de vida.

MODO DE FALLA: es la manera observada de la falla, forma en que se hace evidente.

ORDEN DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO [OT]: documento que se utiliza para asignar el mantenimiento a un equipo, en la que se registra la información de las actividades ejecutadas sobre estos.

PLANEACIÓN: determinar el “qué”, “cómo” y “con qué” un trabajo va a ser ejecutado (elementos requeridos para desarrollar una tarea por adelantado).

PERIODO DE RECUPERACIÓN: período después del cual el capital inicial invertido ha sido devuelto por el ingreso neto acumulado ganado.

PROGRAMACIÓN: determinar “cuándo” un trabajo va a ser ejecutado (lo más cercano posible con la fecha para la cual el trabajo es requerido).

PLANEACIÓN ESTRATÉGICA: es el proceso de formular, implementar y evaluar las decisiones ínter-funcionales que permiten a la organización alcanzar sus objetivos.

PLANEACIÓN A LARGO PLAZO: se refiere a la planeación que está ligada a la producción de las y dependiente de la misma.

PLANEACIÓN A MEDIANO PLAZO: se refiere a planes que resultan de revisiones regulares y ajustes de la Planeación de Largo Plazo con todas las partes interesadas de la Organización.

PLANEACIÓN A CORTO PLAZO: conjunto de actividades que a partir de las necesidades diarias del mantenimiento definen el “Qué?”, el “Cómo?”, el “Con qué?” y el “Cuánto cuesta?” cada uno de los trabajos que se requiere ejecutar.

PRESUPUESTO: estimación aprobada por la administración o el cliente como el mecanismo de control de costes para un proyecto.

PROCESO DE MANTENIMIENTO: secuencia definida de procedimientos y actividades interrelacionadas, enmarcada en la estructura organizacional de la empresa, en la cual se especifican responsables, funciones, técnicas y demás información necesaria que permita el desarrollo ordenado y eficiente de rutinas de trabajo tendientes a conservar el buen estado y capacidad operativa de las unidades productivas.

PROCEDIMIENTO: cada uno de los conjuntos de actividades que conforman un trabajo, que posee un ordenamiento lógico y permite definir recursos y precauciones para una etapa específica del proceso.

PROGRAMA DE TRABAJO: es un conjunto de Actividades donde se relaciona de manera cronológica la secuencia ordenada de la ejecución de las que han sido planeadas, el recurso humano asignado para realizar el trabajo, la fecha en que debe realizarse y el tiempo de duración estimado.

RECURSO DE PROPIEDAD DE UNA ORGANIZACIÓN: normalmente para fines de generación de ingresos o aumento de valor.

RESTRICCIÓN: límite impuesto externamente o internamente por el proyecto que excluye la selección de una opción si se supera el límite.

VALOR PRESENTE NETO: resultado de la suma de los costos totales descontados y los ingresos.

ABREVIACIONES:

CAPEX Gasto de capital

OPEX Gasto de operación y mantenimiento

VPN Valor presente neto

SBC Desglose estructurado de costos

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE COSTO DE CICLO DE VIDA PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LA SEGUNDA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CARTAGENA-BOLÍVAR A 230 kV (*)

AUTORES: CARLOS ALBERTO VARGAS VARGAS – JOSÉ RENÉ PEÑA SÁNCHEZ (**)

PALABRAS CLAVE: TRANSMISIÓN DE ENERGÍA, AISLAMIENTO, CAPEX, ÓPEX, CICLO DE VIDA DE ACTIVOS

La definición y análisis de las diversas variables de costos que pueden presentarse a lo largo de la vida útil de un proyecto en cualquiera de sus etapas, afecta de manera considerable el beneficio que se espera por parte del dueño o inversionista. Por esta razón, es necesaria la aplicación de metodologías que le permitan a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. - ESP (EEB) la toma de las decisiones más adecuada en la selección del sistema de aislamiento más favorable a utilizar para la nueva línea de transmisión de energía Cartagena-Bolívar a 230 kV, que cumpla con las expectativas que desde el punto de vista del costo-beneficio se pretendan alcanzar por parte de la compañía. Una de éstas metodologías es la definida en la **Norma ISO 15663 de 2000, Petroleum and natural gas industries — Life Cycle Costing** —, cuya aplicabilidad es válida para cualquier proyecto de inversión que tenga un ciclo de vida definido, y con unos costos e ingresos esperados a lo largo del mismo. Se plantea aplicar la metodología de evaluación de costos de vida útil que incluya el análisis de variables de costo tales como:

- Costos de suministro de las cadenas de aisladores y stock inicial
- Costos de instalación
- Costos de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo
- Costos de reposición
- Costos de disposición final

Examinados estos costos para cada una de las alternativas escogidas, de acuerdo a la información disponible, se efectuará el análisis financiero de dichos costos, cuyo resultado definirá qué alternativa será la que genera menos flujo de gastos a lo largo de la vida útil del proyecto y que por lo tanto es el más recomendable para la inversión.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: IVÁN JAVIER DÍAZ, Ingeniero Eléctricista. Codirector: DANIEL ORTIZ PLATA

ABSTRACT

TÍTULO: ANALYSIS OF LIFE CYCLE COST FOR SELECTION THE INSULATION SYSTEM OF THE SECOND TRANSMISSION LINE CARTAGENA-BOLIVAR 230 KV (*)

AUTORES: CARLOS ALBERTO VARGAS VARGAS – JOSÉ RENÉ PEÑA SÁNCHEZ (**)

KEYWORDS: POWER TRANSMISSION, ISOLATION, CAPEX, OPEX, LIFE CYCLE OF ASSETS

The definition and analysis of the various cost variables that can occur over the lifetime of a project at any stage, considerably affects the profit expected by the owner or investor. For this reason, the application of methodologies such as LIFE CYCLE COST, which will allow the Empresa de Energia de Bogota SA - ESP (EEB) making the most appropriate decisions in selecting the most favorable insulation system used in the construction of the new line of power transmission Cartagena-Bolivar 230 kV, complying with the expectations from the standpoint of cost-benefit may be pursued by the company. One of these methodologies is defined in ISO 15663-2000, Petroleum and Natural gas industries - Life Cycle Costing - whose applicability is valid for any investment project that has a definite life cycle, and with expected costs and revenues along the same. It is proposed to apply the methodology for assessing lifetime costs including the cost analysis of variables such as:

- Costs of supply and initial stock of insulators
- Installation costs
- Preventive, predictive and corrective maintenance costs
- Replacement costs
- Disposal costs

Examined these costs for each of the alternatives chosen isolation, according to the review of the available information, financial analysis of these costs will be made, defining what alternative will generate less flow of costs over the life of the project and therefore is the most suitable for investment.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: IVÁN JAVIER DÍAZ, Ingeniero Eléctricista. Codirector: DANIEL ORTIZ PLATA

1. INTRODUCCIÓN

La transmisión de energía eléctrica constituye uno de los procesos fundamentales de un sistema de potencia para poder entregar la energía generada en las centrales hacia los centros de consumo ubicados a grandes distancias y con pérdidas reducidas. Este proceso se complementa con los procesos de generación y de distribución de la energía, los cuales constituyen el sistema de suministro eléctrico de un país, y que hace parte de su desarrollo, economía y sostenibilidad.

La importancia de un sistema de suministro eléctrico es tal que los dueños de la infraestructura son regulados directamente por el gobierno y deben cumplir con una reglamentación exigente que garantice que la confiabilidad y disponibilidad del sistema se mantengan al máximo.

Teniendo en cuenta esta condición, los dueños o responsables de la infraestructura eléctrica en cada una de las etapas de generación, transmisión y distribución deben hacer uso de las mejores prácticas de gestión a nivel técnico, financiero y administrativo, iniciando desde la etapa de concepción de un proyecto eléctrico, pasando por su operación y mantenimiento hasta el final de su vida útil.

Por supuesto que el cumplimiento de la confiabilidad y disponibilidad esperada de una infraestructura eléctrica debe contemplar la utilización de los mejores elementos, equipos y materiales que satisfagan estas condiciones, dentro de un balance de costo-beneficio que permita al inversionista recuperar su inversión en el menor tiempo posible.

Para que este balance sea posible, es necesaria la utilización de técnicas o metodologías de evaluación de alternativas de inversión que no sólo se concentren en los costos iniciales sino que sean capaces de predecir todos los costos futuros que van a aparecer en la infraestructura, llevándolos a un modelo

de análisis cualitativo y cuantitativo de cada costo inherente (mantenimiento, operación, reposición, disposición, medio ambiente, etc.) que faciliten la toma de decisiones en concordancia con los objetivos corporativos.

Es precisamente el objetivo de esta monografía efectuar este análisis de alternativas enfocadas a la selección del mejor sistema de aislamiento de una línea de transmisión que permita el mejor balance costo-beneficio, y que a su vez, cumpla con las condiciones regulatorias del sistema eléctrico nacional durante toda su vida útil.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Realizar un análisis de costo de ciclo de vida de aisladores convencionales Vs. aisladores poliméricos, que le permita a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. - ESP (EEB) seleccionar el mejor sistema de aislamiento, desde el punto de vista técnico y de costo-beneficio, para su utilización en la construcción de la nueva línea de transmisión de energía eléctrica Cartagena-Bolívar a 230 kV.

2.2 Objetivos específicos

- Efectuar una descripción general de un sistema de transmisión de energía, su funcionamiento y partes constitutivas.
- Efectuar una descripción de sistema de transmisión nacional en Colombia, su composición general, operación y expectativas de expansión.
- Definir en qué consiste un sistema de aislamiento eléctrico para una línea de transmisión
- Definir la metodología fundamental de la norma ISO 15663 para costo de ciclo de vida para su aplicación práctica en el análisis de las alternativas de aislamiento disponibles para su instalación en líneas de transmisión de energía eléctrica.
- Efectuar la aplicación de los 4 pasos fundamentales del proceso de costeo de ciclo de vida definidos en la Norma ISO 15663, en las tareas que sean aplicables para el caso de negocio propuesto, para identificar el alcance del estudio, recolectar los datos y definir la discriminación estructurada de los costos, analizar y modelar los datos y concluir con el reporte final del análisis y la toma de decisiones, la cual facilitará la selección del sistema de aislamiento

más conveniente para el proyecto Cartagena-Bolívar a 230 kV que cumpla con las expectativas técnicas y de costo-beneficio de la EEB como inversionista y dueño del proyecto.

3. GENERALIDADES DE UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

3.1 Definición

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar dicha energía de un punto a otro. Esta red de transporte de energía eléctrica se constituye por las líneas de transmisión de alta tensión, que son básicamente el medio físico mediante el cual se realiza el transporte de la energía eléctrica en grandes bloques y normalmente a grandes distancias, desde las centrales de generación o subestaciones intermedias, hasta los centros finales de consumo.

Un Sistema Eléctrico de Potencia requiere del uso de varias instalaciones eléctricas, tales como la central eléctrica de generación, los transformadores que elevan el voltaje de la energía eléctrica generada a las altas tensiones utilizadas en las líneas de transporte, las líneas de transporte, las subestaciones donde la señal baja su voltaje para adecuarla a la capacidad de las líneas de distribución, las líneas de distribución, y los transformadores que bajan el voltaje al valor utilizado por los consumidores.

El sistema de potencia completo puede resumirse en la siguiente figura:

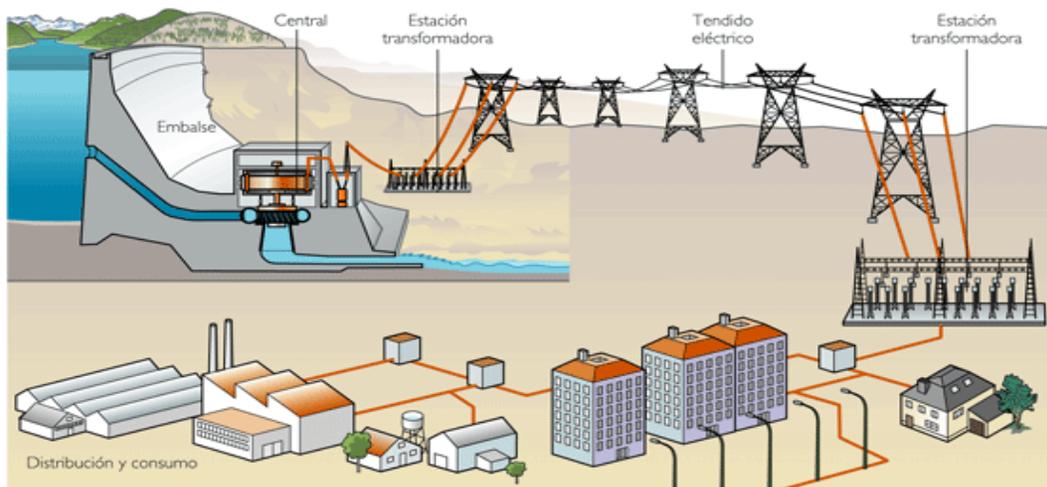


Figura 1. Proceso de generación, transmisión y distribución de energía (Fuente: Internet)

De manera básica, el proceso puede describirse de la siguiente manera: la energía se genera de plantas generadoras (ya sea hidroeléctricas o termoeléctricas), y es transformada en una primera etapa a través de una subestación elevadora, la cual como su nombre lo indica, eleva el voltaje (normalmente de 13.800 Voltios a 230.000 Voltios o más, dependiendo del diseño de los equipos de potencia de la Subestación) y disminuye la cantidad de corriente; esto con el fin de mantener la misma potencia generada, y poderla transportar a largas distancias y en grandes bloques disminuyendo las pérdidas. Este transporte se hace a través de las mencionadas líneas de transmisión de energía hasta los centros de consumo, que pueden estar a distancias de cientos de kilómetros, llegando a otra subestación cuyo fin es tomar esa potencia que trae la línea de transmisión y disminuirla a niveles de media tensión (115.000, 57.500, 34.500 voltios, etc.), para iniciar el proceso de distribución de la energía a nivel industrial, comercial y residencial.

3.2 Elementos de una línea de transmisión

En términos generales, una línea de transmisión se compone de 3 elementos fundamentales que son:

- Conductores
- Aisladores
- Estructuras de soporte

3.2.1 Conductores. Son los elementos portadores de la energía eléctrica, los cuales permiten el transporte de corriente de un punto a otro cuando existe una diferencia de potencial o voltaje en sus extremos. Los conductores son fabricados con metales de alta conductividad, entre ellos el aluminio, el cobre y algunas aleaciones especiales, y son seleccionados de acuerdo con la capacidad de corriente a transportar, considerando la máxima potencia de diseño del sistema, y procurando dejar factores de seguridad suficientes que permitan un ciclo de vida amplio y que soporte aumentos graduales de capacidad de transporte a futuro sin daños o deformaciones. Así mismo, en la selección de estos elementos se consideran parámetros de tipo físico y mecánico (dimensiones del conductor, diámetros, peso por km, tensión de rotura, entre otros) que inciden directamente el diseño de la línea de transmisión, incluyendo las estructuras de soporte y el tendido mismo del conductor a lo largo de su recorrido.

Normalmente en una línea de transmisión se encuentran 2 tipos de conductores, uno denominado el conductor de fase, el cual transporta como tal la corriente, y el otro denominado el conductor de guarda, el cual se ubica por encima de los conductores de fase, y se usa para proteger la línea de descargas atmosféricas, llevando toda o la mayor parte de estas descargas a tierra, a través de la misma estructura de soporte. También se pueden encontrar en algunos tipos de líneas de transmisión cables de fibra óptica (OPGW o ADSS), los cuales son elementos adicionales a la funcionalidad principal de la infraestructura, y se utilizan para el transporte de datos o señales.

3.2.2 Aisladores. Los aisladores tienen la doble misión de sujetar mecánicamente los conductores a los brazos de las estructuras y al mismo tiempo asegurar el aislamiento eléctrico entre estos dos elementos.

Los aisladores pueden ser fabricados en materiales tales como vidrio, cerámica y polímeros, y su criterio de selección depende de cada una de las aplicaciones y la evaluación técnico-económica que se realice por parte del constructor o el propietario del proyecto.

Los aisladores deben ser seleccionados de acuerdo a sus características de aislamiento eléctrico, los cuales dependen del nivel de voltaje de la línea de transmisión, y a su capacidad mecánica de sostener el peso y la tensión propia del conductor sin deformarse o romperse.

También se tiene en cuenta en la selección del aislamiento el tipo de aislador dependiendo del medio ambiente en que este va a operar para preservar sus características dieléctricas.

3.2.3 Estructuras de soporte. Como su nombre lo indica, las estructuras de soporte tienen como fin soportar los aisladores y conductores elevados sobre el nivel del suelo para evitar acercamientos y mantener las distancias de seguridad mínimas entre elementos energizados y no energizados, tales como los conductores de fase, el cable de guarda, la propia estructura y el terreno.

Las estructuras pueden ser torres fabricadas en celosía de acero galvanizado, o pueden ser postes en materiales metálicos, madera o de concreto, dependiendo de las necesidades constructivas de la línea de transmisión. Estas estructuras deben ser diseñadas de acuerdo con el nivel de voltaje de la línea y para soportar las variables de tipo mecánico que se inducen sobre los conductores y aisladores, así como todas las demás cargas de trabajo, montaje, tendido y mantenimiento que a lo largo de la vida útil de la línea de transmisión están presentes.

Las estructuras de soporte en una línea de transmisión pueden ser de tipo suspensión, de tipo retención o de tipo terminal. Las estructuras de suspensión son aquellas que van en alineamiento con respecto al trazado de la línea y que solo soportan el peso de los conductores, siendo las más livianas constructivamente. Las estructuras de retención son las que se instalan en los cambios de ángulo o alineamiento de la línea de transmisión, soportando las tensiones transversales y longitudinales de los conductores, así como cargas en sus bases de tracción y compresión, o también en vanos muy largos que una torre de suspensión no alcanzaría a soportar, por lo que constructivamente son más pesadas por tener más elementos o piezas para su composición. Las torres terminales corresponden a la primera y última estructura de una línea de transmisión, ubicadas a las entradas y salidas de las subestaciones, y que conectan los conductores a los pórticos y bahías de línea. Normalmente estas torres terminales son iguales a las torres de retención más pesadas del sistema de transmisión, aunque en casos particulares pueden obedecer a un diseño especial dependiendo de las fuerzas mecánicas y ángulos de deflexión a las que se deban someter por restricciones técnicas.

Por diseño, las torres de transmisión pueden ser de tipo vertical, con capacidad para dos circuitos, uno a cada lado, y de tipo horizontal con un solo circuito. Normalmente el primer tipo es utilizado para voltajes de hasta 230 kV, y el segundo con voltajes de 500 kV para arriba; sin embargo, cualquier nivel de voltaje puede ser asumido por una variada gama de diseños de torres siempre y cuando cumplan con los parámetros mínimos mecánicos y eléctricos que exija la normatividad vigente.

4. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL EN COLOMBIA (STN)

4.1 Generalidades

La Constitución Nacional de 1991 y las leyes de Servicios Públicos (142 de 1994) y Eléctrica (143 de 1994) son las bases legales que fundamentan el orden institucional actual y de mercado del sector eléctrico nacional.

Dentro de los cambios de orden institucional más representativos está el de permitir la participación de diferentes agentes económicos, ya sean públicos, privados o mixtos, en las diversas actividades del sector, bajo criterios de eficiencia y la de fortalecer las funciones del Estado en la regulación, en la vigilancia y control y en la planeación.

Las reformas que más han incidido en este desarrollo son la creación del Mercado de Energía Mayorista, la apertura del sector a la participación de capital privado, la desintegración vertical de actividades que llevó a la aparición del comercializador puro, la diversificación de usuarios entre regulados y no regulados, el libre acceso a las redes y el mandato de establecer las tarifas bajo criterios de viabilidad financiera. Igualmente se establecieron condiciones que permiten la libre competencia y evitan el abuso de posición dominante.

El Ministerio de Minas y Energía es la máxima autoridad del sector y es quien define las políticas y líneas de acción, en concordancia con el Departamento Nacional de Planeación. La Superintendencia de Servicios Públicos y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, creadas por la Leyes 142 y 143 de 1994, cumplen las funciones de vigilancia y regulación, respectivamente.

La Planeación del sector energético del País y de manera particular el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional está a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), quien además tiene como función delegada por el Ministerio de Minas y Energía, desarrollar las Convocatorias

Públicas para seleccionar el inversionista que realizará el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las obras definidas en el plan de expansión.

La operación integral del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de manera segura, confiable y económica, está a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND) y cuenta con un órgano consultivo de carácter colegiado que es el Consejo Nacional de Operación (CNO).

El Mercado de Energía Mayorista, tiene la función de desarrollar la comercialización de energía eléctrica entre generadores y comercializadores, bajo condiciones de libre mercado, ya sea mediante contratos de largo plazo o mediante transacciones en la Bolsa de Energía. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, es el encargado de efectuar la liquidación de las transacciones de energía.

Los agentes económicos que realizan las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica deben constituirse como empresas prestadoras de servicios públicos y cumplir con lo establecido en el Artículo 74 de la Ley 143 de 1994 en cuanto a integración vertical de actividades y a la regulación vigente en cuanto a vinculación económica.

Los consumidores finales de energía eléctrica se clasifican en regulados y no regulados. Para los regulados, aplican las tarifas reguladas por la CREG. Los usuarios no regulados pueden negociar libremente su tarifa con el agente comercializador y son aquellos con demanda superior a 0.1 MW o con consumo promedio mensual de energía mayor a 55 MWh.

4.2 Composición del sector eléctrico colombiano

A grandes rasgos, el sector eléctrico colombiano se divide en 4 partes principales a seguir:

- Generación (G), correspondiente a la producción de energía a partir de fuentes primarias, mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional. Esta actividad se puede desarrollar en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico.

Los generadores conectados al Sistema interconectado Nacional se clasifican en generadores, plantas menores, autogeneradores y cogeneradores. Las empresas más importantes en Colombia en la parte de Generación son Isagen y Emgesa.

- Transmisión (T), correspondiente al transporte de energía a niveles de tensión superiores a 230 kV. Esta etapa se encarga del transporte en largas distancias de energía en grandes bloques desde las plantas generadoras hacia los centros de distribución. Las empresas más importantes en Colombia para el transporte de energía son ISA, Transelca y la EEB.
- Distribución (D), correspondiente al transporte y transformación de energía a niveles de tensión inferiores a 220 kV hacia las zonas de consumo.
- Comercialización (C), correspondiente a la compra de energía en el mercado mayorista y venta al detal de usuarios. Aquí se gestiona el ciclo comercial de los clientes. Para el caso de Bogotá, la empresa de distribución y comercialización es CODENSA.

Dentro de la etapa de transmisión, actualmente en Colombia existen alrededor de 24.000 km de líneas de transmisión conectadas al SIN (fuente: www.xm.com.co), distribuidas en circuitos de 110, 115, 138, 220, 230 y 500 kV. De esta longitud, la EEB aporta a este SIN alrededor de 1.500 km de líneas de transmisión, todas a 230 kV, constituyendo el 16% de líneas a este nivel de voltaje en Colombia.

4.3 Plan de expansión de transmisión del SIN

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME tiene entre sus principales funciones, establecer los requerimientos energéticos de la población según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales. En el marco de estas funciones, la UPME realiza la actualización del Plan de Expansión de Transmisión, definiendo las prioridades del sistema en el corto, mediano y largo plazo. Este ejercicio se fundamenta en la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica.

Es así que en el marco de la formulación del Plan, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN y los subsistemas regionales, identificando los efectos del crecimiento de la demanda y la conexión de nuevos usuarios; todo lo anterior para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de una manera confiable, segura y eficiente.

En el siguiente mapa general se puede observar el sistema interconectado existente y el planeado a 2027 para el territorio colombiano, incluyendo las interconexiones con países vecinos:

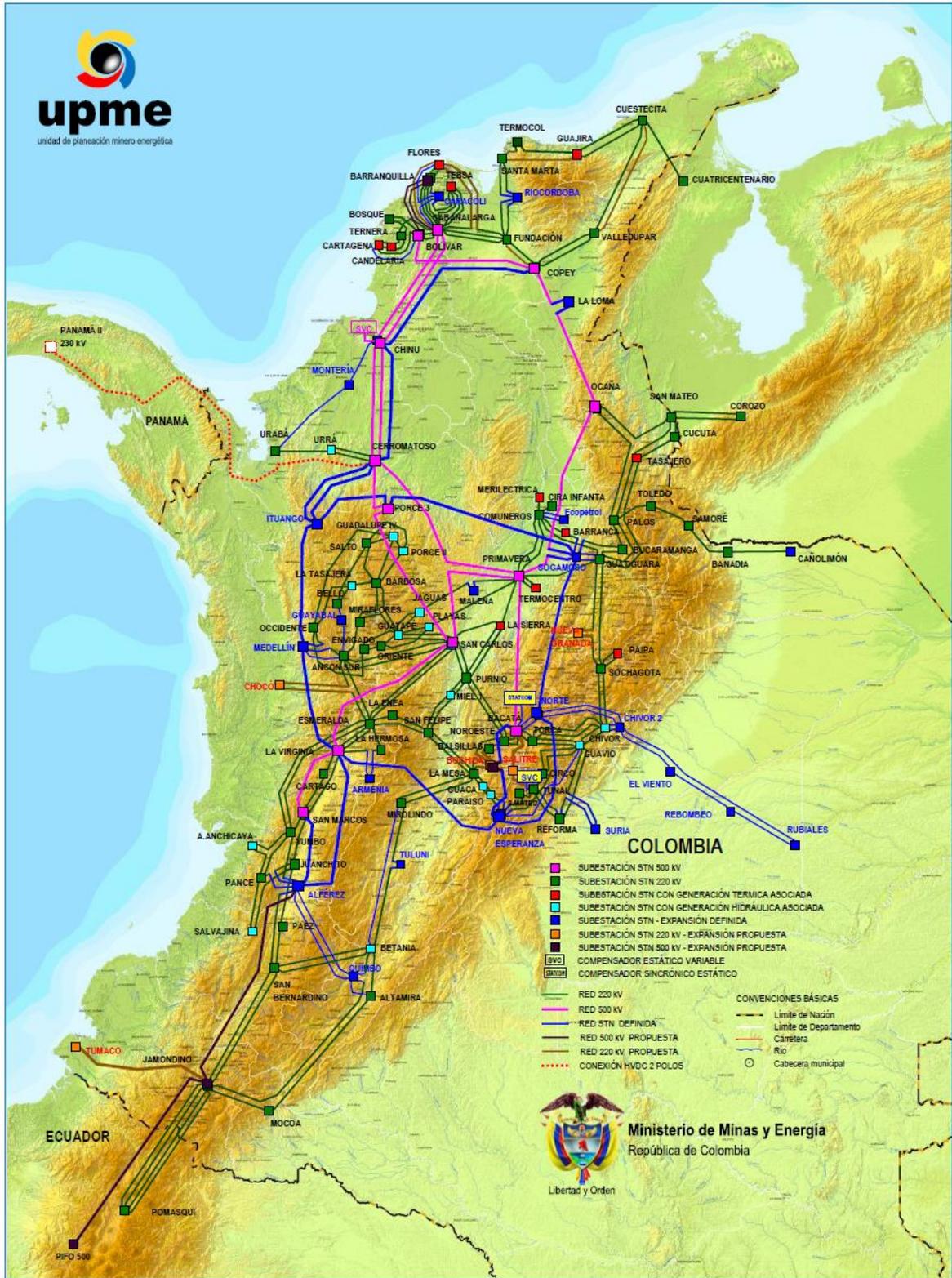


Figura 2. Mapa STN actual y con expansiones a 2027 (Fuente: UPME)

4.4 Proyecto Segunda línea de transmisión Cartagena – Bolívar a 220 kV

Precisamente como parte de este plan de expansión generado por la UPME, en octubre de 2013 se adelantó la convocatoria pública UPME-05-2012, cuyo objeto fue la selección de un inversionista y un interventor para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2012 – 2025”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de 29 Minas y Energía 18 0423 de marzo 21 de 2012, para la siguiente infraestructura:

- Construcción de una línea en circuito sencillo 220 kV, desde la Subestación Bolívar 220 kV hasta la Subestación existente Cartagena 220 kV con una longitud aproximada de 21 km.
- Instalación de un (1) módulo de línea 220 kV en la subestación Bolívar 220 kV.
- Instalación de un (1) módulo de línea 220 kV en la subestación Cartagena 220 kV.

La necesidad de construcción de este proyecto nació de las restricciones operativas identificadas en el área de Bolívar ante una falla del circuito Cartagena-Bolívar existente (primera línea de transmisión), y que podría generar problemas de abastecimiento de energía o de racionamiento en la zona, motivo por el cual se recomendó la construcción de una segunda línea Cartagena – Bolívar 220 kV, considerando así mismo los nuevos proyectos de generación en el área, con los cuales este nuevo circuito permitiría, en periodos de hidrología crítica, la correcta evacuación de toda la generación, sin incurrir en limitaciones al despacho y sus subsecuentes sobrecostos operativos.

La Empresa de Energía de Bogotá fue adjudicataria de este proyecto de expansión en mayo del año 2014, fecha desde la cual inició el proceso de diseño

definitivo de esta infraestructura de transmisión, así como el proceso de licitación para el suministro de materiales y la construcción.

Partiendo de la adjudicación de este proyecto a la EEB, y teniendo en cuenta la poca experiencia en la operación y mantenimiento de infraestructura de transmisión en zonas costeras, como es este caso, especialmente para líneas, se han generado diversas inquietudes acerca de qué tipo de suministros son los más adecuados para su instalación, teniendo en cuenta las condiciones operativas de la infraestructura, y que garanticen una prestación del servicio confiable, de larga vida útil y con unos costos de operación y mantenimiento razonables que no afecten el ingreso proyectado por la Empresa para la recuperación de la inversión.

En la figura adjunta se puede observar el plano general de ubicación del proyecto (trazado estimado en color azul):



Figura 3. Plano de localización general proyecto Cartagena-Bolívar (Fuente: UPME)

4.5 Acerca de la empresa de energía de bogotá (EEB)

4.5.1 Generalidades. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP es la casa matriz de uno de los Grupos Empresariales más importante del sector energético latinoamericano, proveedor de gas y energía eléctrica a nivel nacional e internacional, y que es propiedad del Distrito Capital de la Ciudad de Bogotá en un 81,5%. Uno de sus negocios más importante es el transporte de electricidad para el mercado con la demanda más importante y de mayor tamaño de Colombia.

La EEB tiene el control de la mayor transportadora de gas natural de Colombia, TGI. En Perú, su empresa Contugás tiene la concesión por 30 años para el transporte y distribución de gas natural en el departamento de Ica y a través de su empresa Cálidda, la distribución de gas natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao. En el mismo país, junto con el grupo ISA, participa en REP y en Consorcio Transmantaro, empresas que operan el 63% del sistema de transmisión eléctrica en ese país. En 2010 constituyó TRECSA - Transportadora de Centroamérica S.A.- que construye el proyecto de infraestructura de energía eléctrica más importante de Guatemala y que presta el servicio de transmisión de electricidad a partir del año 2013.

Cuenta además con un portafolio de inversiones en importantes empresas del sector energético entre las que se destacan Codensa S.A., Emgesa S.A., Gas Natural S.A., Empresa de Energía de Cundinamarca - EEC, Electrificadora del Meta - EMSA y en menor escala en ISA e ISAGEN.

4.5.2 Breve Historia de la EEB. La historia de la Empresa está ligada estrechamente a la historia misma de la ciudad de Bogotá. Se puede afirmar que el progreso de la ciudad ha sido paralelo al desarrollo de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP.

A finales del siglo XIX, se inició el alumbrado público en Bogotá. La luz eléctrica apareció en la capital por primera vez la noche del 7 de diciembre de 1889,

cuando la compañía The Bogotá Electric Light Company- BELC, iluminó las calles más frecuentadas.

En esa época, Bogotá era la única ciudad del país que contaba con alumbrado eléctrico doce horas diarias, entre las seis de la tarde y las seis de la mañana.

En la primera mitad del siglo XX, la Empresa sufrió varias transformaciones jurídicas pero mantuvo siempre su evolución técnica, convirtiéndose en la única proveedora del servicio de energía en la capital del país. Cuando en 1951 la ciudad adquirió la totalidad de sus acciones, la Empresa había desarrollado un gran Plan de Expansión que le permitió en sus primeros cincuenta años, tener seis unidades hidráulicas y concluir la represa de El Muña, en ese momento su principal fuente de generación.

Entre 1960 y 1981, la Empresa puso en funcionamiento plantas y centrales hidroeléctricas como la del Guavio y extendió sus servicios a varios municipios de Cundinamarca y Meta.

El 23 de octubre de 1997, se realizó un proceso de profunda transformación al adelantarse la capitalización de EEB con recursos internacionales, lo que permitió la separación de sus actividades. Se conformó entonces Codensa (actividades de distribución y comercialización) y Emgesa (actividades de generación y comercialización). La actividad de transmisión continuó siendo ejercida directamente por la Empresa de Energía de Bogotá, constituyéndose en su actividad primordial en el sector eléctrico.

En el año 2002, EEB realizó su vinculación como accionista, con un 40%, en la Red de Energía del Perú (REP), la empresa de transmisión más grande del Perú.

En el 2005, EEB inició su participación en el transporte de gas natural, con la adquisición del 72% de Transcogas, empresa responsable del transporte de gas natural hacia Bogotá y su área de influencia. Además, logró la adjudicación de la

expansión de la red de transmisión de electricidad de EEB, con los proyectos de interconexión con Ecuador por parte de la UPME, adquisición de los activos de transmisión de Termo-Candelaria en la ciudad de Cartagena y la adjudicación de la Compensación en la Subestación Eléctrica el Tunal por parte de la UPME.

Desde el 2006, EEB, junto con ISA, es adjudicataria de la empresa Consorcio Transmantaro (CTM), en Perú.

Ese mismo año, EEB resultó adjudicataria del proceso de enajenación de los activos, derechos y contratos de la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas). En razón de esto, el 16 de febrero del 2007, fue constituida la sociedad anónima Transportadora de Gas del Interior. El 3 de marzo del 2007, se realizó el cierre financiero y se iniciaron operaciones. En el año 2009, se cambió el nombre por el de Transportadora de Gas Internacional S.A.

En 2009 es designada adjudicataria de la construcción y operación de los gasoductos regionales de ICA, en Perú, acto que se protocolizó con la firma del contrato de concesión. En ese mismo año, la EEB es adjudicataria de la licitación PET-01-2009, el proyecto de Transmisión de Electricidad más importante en Guatemala (seis lotes, 850 km de red, 12 subestaciones nuevas y 12 ampliaciones de subestaciones). Así mismo, adquirió el control de la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP (EEC), a través de la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca (DECSA), en alianza con Codensa.

En el 2010, se realizó la fusión de TGI y Transcogas. EEB resulta adjudicataria de la expansión al suroccidente del país de la red de transmisión de electricidad con la adjudicación del proyecto reactores por parte de la UPME.

En el 2011, se realizó una emisión de acciones, a través de la cual el mercado le confió a EEB recursos por aproximadamente USD\$420 millones, destinados en su totalidad a financiar el plan de expansión de la Empresa.

En el 2012, EEB fue adjudicataria de tres licitaciones de transmisión de electricidad en Colombia correspondientes a los proyectos UPME: Subestación Eléctrica Armenia a 220 kV con sus líneas de conexión, Subestación Eléctrica Alférez a 220 kV (Cali) con sus líneas de conexión y Subestación Eléctrica Tesalia a 220 kV (Huila) con sus líneas de conexión.

En el 2013, la EEB fue adjudicataria del proyecto UPME Subestaciones Chivor II y Norte 230 kV, y las líneas de transmisión asociadas.

En el 2014, la EEB es adjudicataria de tres proyectos UPME a seguir: Línea Cartagena-Bolívar 230 kV, línea Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 230 kV y proyecto Río Córdoba a 230 kV.

Finalmente en el 2015, se adjudica a la EEB el nuevo proyecto UPME de refuerzo Suroccidental de 500 kV.

5. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Tal como fue señalado en numerales anteriores, la EEB ha venido cumpliendo con su plan de crecimiento e inversión, participando en los últimos años en diversas convocatorias del Plan de Expansión de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), de las cuales ha sido adjudicataria para la ejecución de nuevos proyectos de transmisión de energía eléctrica a niveles de 230 KV y 500 KV.

Estas convocatorias de la UPME son de carácter público y en ellas participan diversos inversionistas, seleccionándose aquel que cumpla con los requisitos técnicos de la convocatoria y que presente la mejor oferta económica. Esta circunstancia obliga a EEB a establecer cuidadosamente los costos de inversión inicial, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio de activos de transmisión de energía (CAPEX) para el proyecto objeto de la convocatoria, así como los costos de operación, administración y mantenimiento de dichos activos durante la etapa de explotación comercial de los mismos (OPEX).

Como ya se ha mencionado, una parte esencial de un proyecto de transmisión de electricidad la conforman precisamente las líneas de transmisión de alta tensión, que cumplen con la función de interconectar las centrales de generación con los centro de demanda de energía como los son las ciudades. Estas líneas de transmisión están conformadas de diversos elementos encerrados en tres grupos principales que son los conductores (de fase, de guarda y alternativamente fibra óptica), los aisladores (incluyendo herrajes y accesorios), y las estructuras de soporte (postes o torres en celosía, incluyendo sus conjuntos de cimentación y sus puntos de conexión al sistema de puesta a tierra).

Al igual que estos elementos, los aisladores cumplen una función indispensable en el sistema, ya que permiten el transporte de energía a través de una misma estructura, separando eléctricamente los conductores de uno o varios circuitos sin

que se perturben entre sí o con las partes no energizadas como la propia estructura de soporte. Esto permite garantizar la seguridad en la operación de la línea, así como también la seguridad de las personas que acceden a la infraestructura para mantenimiento sin necesidad de desenergizar los conductores, y la seguridad con el entorno, el medio ambiente y las comunidades circundantes

Tradicionalmente, los aisladores usados para líneas de transmisión son fabricados en porcelana (cerámica) o en vidrio, siendo este último el más usado en EEB y el que mayores ventajas presenta hasta ahora para la operación y el mantenimiento. No obstante, en las últimas décadas se ha venido desarrollando una tecnología de aislamiento basada en el uso de materiales sintéticos, conocidos como aisladores compuestos o poliméricos, la cual ha cobrado fuerza como una interesante alternativa de aislamiento para la construcción de nuevas líneas de transmisión, e incluso para su instalación en líneas existentes, debido a su mayor resistencia mecánica, menor peso y mejor comportamiento dieléctrico ante condiciones ambientales de alta contaminación, además de sus costos de suministros y de instalación que vienen a ser bastante competitivos con respecto a los aisladores convencionales.

Estas características de los aisladores poliméricos cobran mucha importancia dentro del análisis de suministros de la línea Cartagena-Bolívar a 230 kV, descrita en el numeral 4.4 de este documento, teniendo en cuenta que esta infraestructura será construida en una zona costera de alta salinidad y afectada adicionalmente por ambientes contaminados, como los presentes en los primeros tramos de la línea por la influencia de la zona industrial de Mamonal, cercana a la central de Termocartagena, en la cual operan fábricas de químicos y otros productos, además de la actividad marítima de la bahía, que según informes de entidades locales y nacionales han generado serios impactos al medio ambiente por el vertimiento y emisión de sustancias tóxicas al mar y al aire. Esta circunstancia

hace necesaria la selección de materiales de alta calidad que puedan operar en este entorno agresivo y cumplan con las expectativas de ciclo de vida mínimo para la operación confiable de la infraestructura.

Por las razones mostradas anteriormente, la incorporación de nuevas alternativas de aislamiento, como es el caso de los aisladores poliméricos para su comparación con aisladores convencionales en los análisis de costos, se hace necesaria como parte de este proyecto en particular, y también como referencia para la presentación de futuras ofertas que podrían llegar ser más competitivas por parte de EEB en las diferentes convocatorias UPME para Plan de Expansión y en general para la construcción de proyectos, buscando la maximización de la inversión.

Sin embargo, para la elección de los suministros adecuados, la definición de los costos de inversión inicial (CAPEX) no debería ser el único punto de referencia para la toma de decisiones, teniendo en cuenta que todos los activos tienen un ciclo de vida que representan unos egresos, y por lo tanto la decisión de usar un tipo de aislador u otro debe considerar los costos durante la operación (OPEX) haciendo necesario evaluar cuánto cuesta mantener este tipo de aisladores mediante una revisión de los modos de falla principales, valorando las tareas de mantenimiento requeridas, estimando las necesidades de reposición, y los costos de disposición final, de manera que sean comparables con las otras alternativas disponibles.

6. NOCIONES SOBRE AISLAMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Como ya se había definido en el numeral 0 del presente documento, la función principal de los aisladores de las líneas aéreas es de sujetar mecánicamente los conductores a las estructuras que los soportan, asegurando el aislamiento eléctrico entre estos dos elementos; esto es, evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento defectuoso acarrea pérdidas de energía y en consecuencia un aumento del gasto de explotación comercial del sistema. Así pues, durante el tiempo esperado de vida útil de estos elementos, sus cualidades eléctricas y mecánicas no deben disminuirse por ninguno de los esfuerzos de todo tipo a que estarán sometidos. Además, deberán facilitar todo trabajo que pudiera efectuarse en la línea, aún mantenida en tensión eléctrica, sin perjudicar la recepción de las señales electromagnéticas, radio, televisión y otros, ni la ecología y estética si fuera posible.

El costo de los aisladores en la construcción de una línea de transmisión de energía normalmente representa menos de 5% del costo general del proyecto. La continuidad del servicio en estas líneas es hoy muy importante, y la confiabilidad del suministro de energía depende principalmente del comportamiento de los aisladores, pero también de la capacidad para detectar unidades con falla o dañadas para restaurar rápidamente la energía.

6.1 Reseña histórica

Las primeras líneas eléctricas aéreas de distribución de electricidad de alta tensión fueron de corriente continúa en 1882 y luego alterna en 1885, estas fueron construidas con aisladores de vidrio recocido rígidamente ligados al soporte, a los cuales estaban sujetos los conductores por medio de una ligadura.

Los primeros aisladores de porcelana se probaron sin gran éxito entre 1890 y 1893, fecha en la cual se desarrolló el procedimiento de fabricación por vía húmeda, que ha permitido obtener un material no poroso, de características mecánicas superiores a las del vidrio recocido. Entonces, se desarrolló la cerámica y permitió realizar en 1903 los primeros aisladores de suspensión, gracias a los cuales el enlace entre cables y torres se hizo flexible.

El templado se aplicó a los dieléctricos en vidrio para aisladores, a partir de 1935. Este procedimiento permite obtener piezas de una gran resistencia mecánica, cuya integridad eléctrica se hace visible en las líneas sólo por la presencia de las campanas o faldones de aisladores, incrementando así la seguridad de la explotación. Así se desarrolló el aislador de caperuza y espiga de vidrio templado. Después han aparecido las cerámicas especiales de gran resistencia mecánica y mejor comportamiento eléctrico, como los aisladores de porcelana del tipo antiniebla (también conocidos como anticontaminación), y los aisladores semiconductores que son producto de una investigación desarrollada en los años 70.

A finales de la década del 50, el desarrollo de un aislador de línea con peso reducido y de características eléctricas, mecánicas mejoradas, comparados con los aisladores cerámicos convencionales en cadena, se consideró esencial para líneas de transmisión de 1000kV. Aunque el interés en la transmisión a 1000kV disminuyó gradualmente, el interés en tener un aislador más ligero se incrementó, dando lugar a que en 1959 se introdujera en Estados Unidos el primer aislador compuesto o polimérico (también conocido como no cerámico), principalmente fabricado con resina epóxica. Sin embargo, ese primer aislador, a pesar de sus ventajas prometedoras, experimentó severas fallas por la degradación prematura del material epóxico. Algunos años después, fabricantes europeos introdujeron al mercado lo que se conoce como la primera generación de aisladores compuestos.

Durante un período de unos 15 años, un gran número de compañías eléctricas empezó a utilizar estos aisladores como prueba, principalmente para ganar experiencia. Las primeras experiencias fueron desalentadoras y como consecuencia de las fallas reportadas por las compañías usuarias, los fabricantes detuvieron la producción de aisladores compuestos para líneas de transmisión. En vista de estos hechos, algunos fabricantes introdujeron significativas mejoras en la tecnología de materiales y diseños para ofrecer la segunda e incluso la tercera generación de aisladores no cerámicos.

6.2 Características generales de los aisladores

Las funciones de los aisladores deben cumplir con un conjunto mínimo de condiciones que a continuación se hace mención:

6.2.1 Rigidez dieléctrica. El aislador debe reducir las corrientes de fuga a un valor despreciable para las condiciones más desfavorables. Además, debe tener una tensión de perforación muy superior a la tensión de servicio para que pueda soportar sobretensiones accidentales. Estas condiciones determinan el valor de tensión de perforación del aislador.

6.2.2. Forma. La forma del aislador debe ser tal que minimice el peligro de descargas superficiales, arcos y efectos corona. Esta condición determina las dimensiones del aislador, Es necesaria una distribución uniforme de tensión en el aislador, evitando así la perforación y formación de arcos, los principios fundamentales de electrostática establecen que lo ideal es que la superficie de los aislantes debe ser perpendicular o paralela a las líneas de fuerza electrostáticas. Si éstas consideraciones no se cumplen en los aisladores, existirían porciones de aire en él sometidas a sobretensiones dando origen al efecto corona, sin embargo, ésta forma ideal debe ser considerada junto con la forma de fijación del aislador al apoyo, tratando de conseguir suficiente distancia de fuga. La distancia de fuga depende del tamaño y del número de pliegues de cada unidad aisladora y éstas

serán mayores o menores de acuerdo con la tensión de servicio a la cual se sometieran el aislador. Otra condición eléctrica fundamental será la de establecer un coeficiente de seguridad eléctrico que nos garantice hasta donde sea posible, cualquiera que sea la onda de sobretensión, sea o no de origen atmosférico, a cualquier frecuencia y en todas las circunstancias climatológicas, la no formación de caminos conductores en la superficie del aislador. Estas circunstancias son tan notables, que resultan decisivas para el dimensionamiento de los aisladores, tanto más, debido a que el mantenimiento no puede ser permanente.

6.2.3 Resistencia mecánica. Debe ser tal que soporte las solicitaciones a que debe estar sometido el aislador (esfuerzos mecánicos del conductor, esfuerzos originados por fenómenos eléctricos, esfuerzos del viento, entre otros). Esta condición establece principalmente las siguientes características: 1. Resistencia mecánica máxima, que es la carga a la cual falla cualquier parte de un aislador en su función de servicio como soporte mecánico, sin tener en cuenta fallas eléctricas, 2. Resistencia electromecánica, que es la carga mecánica a la cual cualquier parte de un aislador falla en función mecánica o eléctrica cuando se somete simultáneamente a tensión eléctrica y esfuerzos mecánicos, y. 3. Resistencia al impacto, correspondiente al Impacto mecánico que en condiciones especificadas puede soportar el aislador sin dañarse.

6.2.4 Vida útil. El material de que está constituido el aislador y el proceso de fabricación deben garantizar un envejecimiento lento, para evitar los problemas inherentes a mantenimiento y reposición. Las principales causas de envejecimiento y deterioro en los aisladores son de tipo mecánicas y térmicas. Este deterioro se hace presente debido a la existencia en el aislador de ciertas porosidades motivadas por golpes durante su transporte, montaje y servicio, dilatación y compresión debido a cambios de temperatura, ya que el aire que llena los poros, cargado éste de humedad, impurezas, etc., se ioniza y puede provocar

perforación en los aisladores. Todas estas condiciones nos determinan: el tipo y calidad de material y el proceso de elaboración en la fabricación de los aisladores.

6.3 Clasificación de los aisladores

Los aisladores se pueden clasificar desde diferentes puntos de vista: Según el material elegido para su manufacturación (aisladores de vidrio, porcelana y poliméricos), o según su uso (aisladores de suspensión, de amarre y de apoyo), entre otros. También se diferencia entre aisladores de corriente alterna y aisladores de corriente continua. En principio, esta sección clasifica a los aisladores de acuerdo al tipo de material empleado en su fabricación, resultando dos grandes grupos: cerámicos y no cerámicos. En el grupo de los aisladores cerámicos se incluyen los aisladores de porcelana y vidrio, mientras que el grupo de los aisladores no cerámicos comprende a los aisladores del tipo compuesto o poliméricos.

6.3.1 Aisladores cerámicos (convencionales). Los aisladores cerámicos se pueden dividir en dos grupos que son los aisladores de porcelana y los aisladores de vidrio.

Los aisladores convencionales están fabricados de materiales cerámicos y de componentes metálicos ensamblados con cemento Portland. Los materiales cerámicos y el cemento son duros y no dúctiles y los componentes metálicos se recubren generalmente con una capa gruesa de zinc.

Los aisladores de porcelana están compuestos por cristales minerales de diversos materiales ligados después de cocidos en un horno, cubiertos con una fina capa de esmalte para evitar el contacto directo de los elementos agresivos externos con el esbozo de porcelana. La cohesión microscópica de este material es limitada a la capacidad de la estructura para soportar micro fisuras inherentes a la estructura no homogénea de la porcelana. Este material es particularmente resistente a

compresión por lo que se han desarrollado especialmente diseños que tienden a solicitarlo de esa manera.

Los aisladores de vidrio templado son hechos de vidrio fundido, de material amorfo sin estructura cristalográfica, y por tanto completamente homogéneo. La resistencia del vidrio es suplida por el endurecimiento, que induce tensiones internas de extensión balanceadas por una tensión de compresión muy elevada en la superficie del esbozo de vidrio. Como resultado, las micro fisuras no son posibles por que el dieléctrico de vidrio inmediatamente se rompería en millones de pequeños trozos. Los aisladores de vidrio, luego de su fabricación, requieren de un templado especial a mayor temperatura, a efectos de limitar las tensiones internas del vidrio y dotarlos así de una mayor resistencia a los golpes.

6.3.1.1 Partes Principales.

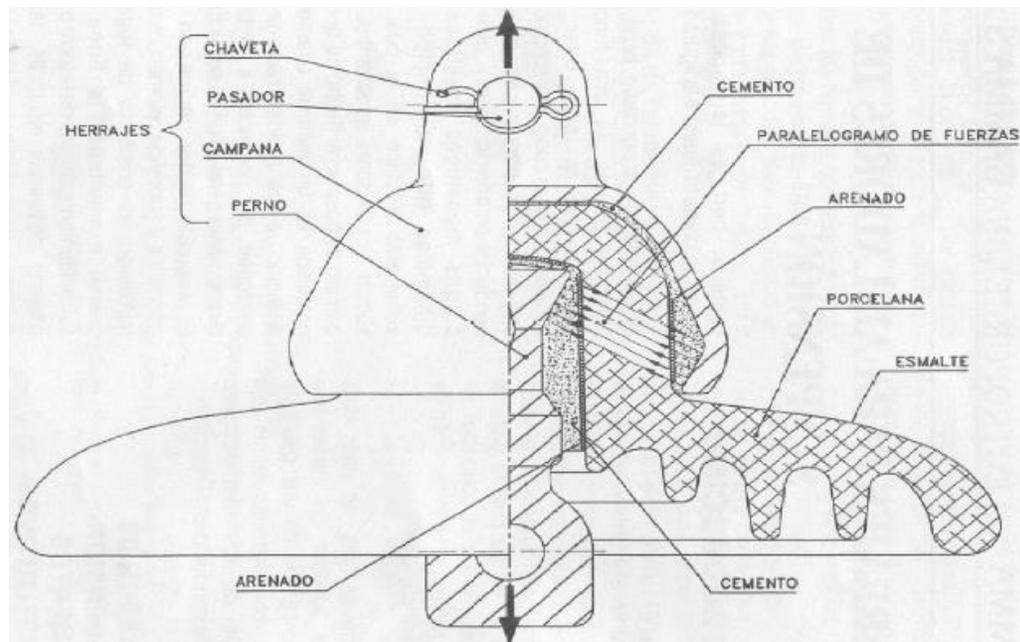


Figura 4. Corte típico de un aislador cerámico (Fuente: Internet)

Las clases de aisladores convencionales existentes en el mercado son muy similares en su diseño y componentes básicos, diferenciándose únicamente en el material utilizado para la campana, ya sea de porcelana o de vidrio.



Figura 5. Detalle de aisladores cerámicos (porcelana y vidrio) (Fuente: Internet)

6.3.1.2 Ventajas y desventajas de los aisladores convencionales. Los aisladores convencionales presentan las siguientes ventajas:

- Son estables en sus componentes de fabricación y manufactura y no se degradan generalmente por estreses ambientales.
- Alta resistencia mecánica, debida a naturaleza rígida del material cerámico. Los aisladores se pueden fabricar tanto para la retención como para la suspensión de conductores. Los aisladores convencionales son autosuficientes y no necesitan otros materiales o componentes para la fuerza.
- Los costos de materias primas para la fabricación de este tipo de aisladores son bajos y fácilmente disponibles.
- Son modulares, se ensamblan en el sitio de instalación, facilitando su transporte previo por secciones.

- En general presentan mayor resistencia ante condiciones de almacenamiento, transporte y manipulación.

Haciendo una comparación entre los dos tipos de aisladores cerámicos, se encuentra que el aislador de vidrio presenta dos grandes ventajas respecto al de porcelana: una, que facilita visualizar cuando falla, ya que el vidrio revienta y por lo tanto se nota a simple vista la falta de la campana aislante en una línea de transmisión; otra, es que no se cae el conductor, debido al incremento del volumen del vidrio, cosa que sí puede suceder con el aislador de porcelana. Otra característica importante, es que los aisladores de vidrio presentan mayor resistencia a la tracción que los de porcelana.

Dentro de las desventajas se encuentran las siguientes:

- El material cerámico se puede fracturar si no se maneja cuidadosamente. Cuando se presenta rotura en alguna parte visible de la superficie, el aislador deberá reemplazarse. Pequeñas fragmentaciones, aún superficiales, podrían no afectar inmediatamente el funcionamiento del aislador, pero es un riesgo, puesto que estas grietas pueden afectar eventualmente las características eléctricas y mecánicas del aislador. Es una práctica común incluir un factor de pérdida en la compra de aisladores de porcelana para la construcción de la línea, lo cual genera un costo unitario añadido.
- La presencia abrasión de la capa de esmalte, causa asperezas en la superficie y reduce la capacidad de autolimpieza del aislador para eliminar contaminantes. Si la abrasión es excesiva y se elimina la capa de esmalte podría resultar con una disminución de la resistencia mecánica. Una excesiva abrasión sobre la capa de zinc, deja la base metálica expuesta a la corrosión.
- Las atmósferas corrosivas causan deterioro y por ende, una reducción en la vida de los aisladores convencionales. Los aisladores que estén expuestos a tales atmósferas deberán ser inspeccionados frecuentemente.

- En etapa de diseño, este peso de las cadenas impacta directamente el dimensionamiento y cálculo de cargas de trabajo de las estructuras de soporte, lo cual también las hace más pesadas y redundante en costos más altos de fabricación de dichas estructuras.
- Una cadena de aisladores convencionales debe ensamblarse con todos sus elementos directamente en el sitio de instalación, presentando pesos finales muy altos que pueden estar alrededor de los 100 kg, lo cual genera un mayor consumo de recursos y tiempos, y lo hace difícil de manipular, requiriéndose en algunos casos equipo de carga adicional para su izaje al punto de fijación en la estructura de soporte.
- Ante la presencia de un modo de falla violento como resultado de una ruptura dieléctrica interna en el aislador convencional, se puede presentar un rápido aumento en la presión que si no es aliviada antes de supera la fuerza de ruptura del aislador, puede llegar a romperlo, ocasionando una caída de los conductores al piso, circunstancia que atenta contra la seguridad de la infraestructura y de las personas.
- Requieren de una geometría de diseño compleja, debido a que el aislador convencional tiende a tener una baja distancia de fuga por unidad de longitud, (mm/kV), debido al costo asociado con la producción de aisladores con diámetros significativamente mayores que la sección principal del núcleo. Por lo tanto el proceso de conformación para crear formas más complejas para aumentar la distancia de fuga y / o mejorar el rendimiento de la contaminación, también aumenta el coste.
- Precisamente la geometría compleja de los aisladores para mejorar sus distancias de fuga los hace proclives al aumento de contaminación alojada en su superficie y más en ambientes agresivos, lo cual obliga al lavado constante de estos elementos para evitar que dicha contaminación afecte el aislamiento.

- Los aisladores convencionales están diseñados para su utilización a frecuencia industrial y pueden ser inadecuados para su uso a altas frecuencias debido al incremento de pérdidas de potencia y calentamiento interno.
- La presencia de temperaturas extremas pueden causar una disminución en la resistencia mecánica y/o eléctrica de los aisladores. Se requieren factores de seguridad adicionales cuando los aisladores son usados a temperaturas por encima de 150°F (66°C), o menores que -40°F (-4°C).
- La vibración puede causar fatiga en los componentes metálicos del aislador, específicamente en la bola del perno de un aislador tipo cuenca bola.
- Los tiempos de fabricación son extensos y deben contemplarse como tal en el programa de suministros para la línea de transmisión.

6.3.1.3 Modos de falla de aisladores convencionales. Los modos de falla más significativos encontrados en este tipo de aisladores y que deben considerarse dentro de las rutinas de inspección y mantenimiento para garantizar su durabilidad y confiabilidad son los siguientes:

- Aisladores sucios por ambientes contaminados o ubicación cercana a zonas urbanas o industriales
- Aisladores con lama por ambientes húmedos (bosques o zonas de páramo)
- Aisladores quemados o rotos por descargas de flameo inverso
- Aisladores rotos por vandalismo
- Herrajes oxidados cadenas por ambientes contaminados
- Herrajes deformados, rotos o fisurados en cadenas de aisladores por instalación deficiente

- Aisladores agrietados
- Aisladores con focos de oxidación o corrosión en partes metálicas

6.3.2 Aisladores poliméricos. Los aisladores poliméricos han sido empleados en la construcción de líneas de media y alta tensión desde mediados de la década 1970-1980. Sus características generales tales como la resistencia a la contaminación ambiental, la versatilidad para su montaje, su bajo peso y el hecho de reemplazar las cadenas de aisladores de porcelana o vidrio por un único implemento polimérico, han hecho que su empleo sea una buena alternativa en la construcción de infraestructura eléctrica. Sin embargo, su vida útil con respecto a los aisladores convencionales de vidrio y porcelana desde el punto de vista de las actividades de operación y mantenimiento, siguen siendo analizadas para determinar el beneficio-costos obtenido por el uso de esta tecnología a largo plazo.

6.3.2.1 Partes Principales.

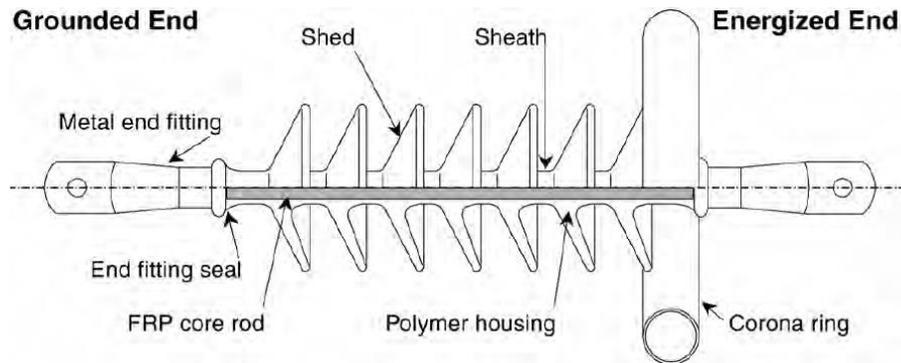


Figura 6. Partes generales de un aislador polimérico (Fuente: Internet)

Un aislador polimérico consiste en un alma o núcleo central fabricado en resina de fibra de vidrio reforzada con un diámetro que depende de las consideraciones mecánicas de diseño, sujeto en los extremos por herrajes metálicos y recubiertos con un material sintético. El número y diámetro de las faldas de estos aisladores son variables, de manera que se puede seleccionar un determinado tipo de aislador que cumpla con la distancia de fuga requerida para su instalación.



Figura 7. Diferentes configuraciones de aisladores Poliméricos (Fuente: Internet)

6.3.2.2 *Ventajas y desventajas de los aisladores poliméricos.* Dentro de las ventajas principales de este tipo de aisladores vale la pena mencionar las siguientes:

- Ligereza, facilidad de manipulación y montaje.
- Propiedades antisísmicas y alta resistencia a golpes y/o movimientos durante su transporte o funcionamiento
- Hidrofobicidad estable a lo largo del tiempo que disminuye descargas parciales y corrientes de fuga.
- Buenas prestaciones bajo condiciones de radiación UV, intemperie y polución severa.
- Resistencia al fuego, solo se inflaman por encima de los 340 °C, en caso tal no desprenden vapores tóxicos.
- Capacidad de auto-limpieza, puesto que la suciedad queda atrapada y aislada, sin posibilidad de que forme caminos secos conductores.
- Gran resistencia a fenómenos de contorneo (descargas parciales) o de rastreo en caminos secos (“dry-arcing”).

- Virtualmente libre de operaciones de mantenimiento.
- Los aisladores poliméricos son relativamente resistentes al vandalismo y no se fragmentan al ser disparados con armas de fuego.
- Relativa facilidad para cambio en línea viva.
- Alto grado de estandarización respecto a diseño de aisladores convencionales.
- Eliminación de lavado, o al menos para ejecución en ciclos de tiempo más prolongados respecto a aisladores convencionales en ambientes agresivos.
- Facilidad de fabricación y menores tiempos de suministro.

También se identifican desventajas encontradas según información recopilada de varias fuentes, entre las cuales se encuentran:

- Falta de experiencia propia por parte de la EEB en el uso y mantenimiento de este tipo de aisladores.
- En zonas no afectadas por contaminación, los aisladores poliméricos no representan mayor valor agregado, ya que sus costos de mantenimiento con respecto a aisladores convencionales serían muy similares, reduciéndose su elección básicamente a los costos de inversión inicial.
- Requieren por obligación el uso de anillos equipotenciales (uno o dos dependiendo del voltaje) para reducir el efecto corona. La falta de estos accesorios podría facilitar la generación de campos eléctricos cuyos efectos podrían dañar paulatinamente la superficie del material polimérico, acelerando el envejecimiento.

- Pueden presentar fallas no visibles con una simple inspección, requiriéndose en ocasiones el uso de equipamiento especial para su detección, lo cual puede generar costos de mantenimiento adicionales con respecto a los aisladores convencionales.
- Requieren de altas especificaciones y cuidados especiales durante el ciclo completo de fabricación, almacenamiento, transporte, manipulación y montaje final para garantizar la integridad del aislador, cualquier falla identificada durante dicho ciclo puede generar serias dudas acerca de la preservación de sus capacidades mecánicas y de aislamiento definidas, obligando adelantar actividades de inspección como las citadas en el punto anterior.
- Su expectativa de vida aún puede ser difícil de estimar.

6.3.2.3 Modos de falla de aisladores poliméricos. Los modos de falla más significativos encontrados en este tipo de aisladores y que deben considerarse dentro de las rutinas de inspección y mantenimiento para garantizar su durabilidad y confiabilidad son los siguientes:

- Falla mecánica de la barra de fibra de vidrio
- Formación de caminos conductores sobre la superficie del material aislante.
- Aparición de partículas del relleno en la superficie aislante.
- Cambios en el color base del material aislante.
- Rompimiento del material polimérico como resultado de la exposición a altos niveles de energía UV asociada con la presencia de efecto corona.
- Corrosión de las partes metálicas debido a la reacción química con el ambiente.

- Micro fracturas superficiales con profundidades entre 0.01 y 0.1 mm.
- Rompimiento del material adhesivo usado para unir químicamente dos materiales del aislador.
- Pérdida significativa del material aislante, irreversible y no conductora (erosión).
- Exposición de la barra de fibra de vidrio al ambiente.
- Fracturas superficiales con profundidad mayor a 0.1 mm.
- Fuga de grasa de las interfaces faldón-cubierta o faldón-núcleo hacia la superficie
- Penetración de agua en forma líquida o vapor, causando el ablandamiento de cubierta o faldones (hidrolisis).
- Pérdida de Hidrofobicidad.
- Pérdida de adhesión del sello de los herrajes.
- Daños por arco de potencia.
- Daños por perforación.
- Separación o apertura del material aislante.
- Daños por vandalismo

7. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA NORMA ISO 15663

7.1 Introducción

El propósito de la Norma ISO 15663:2000 es proveer una guía en el uso de técnicas de costeo de ciclo de vida que agilicen la adopción de una aproximación común y consistente del costo de ciclo de vida de un activo.

El análisis económico de los activos normalmente se dificulta en función de los aspectos financieros que involucran los desembolsos asociados a la instalación, la operación y el mantenimiento, así como de los aspectos técnicos relacionados tales como la confiabilidad, la mantenibilidad, y la disponibilidad.

El Análisis de Costo de Ciclo de Vida es una herramienta que permite establecer de una manera estructurada los costos asociados con el diseño, instalación, operación, mantenimiento y disposición final de equipos y sistemas, siendo un proceso iterativo para la estimación, planeación y monitoreo de los costos durante el ciclo de vida del activo. Al utilizarla como herramienta comparativa entre el posible diseño o alternativas examinadas, este método hará que sea posible obtener la solución más rentable dentro de los límites de los parámetros disponibles.

El costo del ciclo de vida de un activo es el costo total descontado de la propiedad de un equipamiento durante todo su ciclo de vida definido, es decir, incluyendo el diseño y los costes de desarrollo, coste de adquisición inicial, costos de operación y mantenimiento, el costo de administración de instalaciones y el costo de disposición final.

Esta definición y concepto de LCC frecuentemente ha sido ignorada o incomprendida por muchas organizaciones, ya que tienden a equiparar este concepto con el costo de adquisición. A menudo, se supone que no habrá diferencias significativas de los costes totales entre las alternativas por razones de

simplicidad. Sin embargo el enorme potencial de costos debidos a los gastos futuros que no fueron considerados importantes desde el principio, terminan trayendo resultados tales como la reducción del valor del activo total para la organización, o una reducción en el ingreso esperado del mismo o una recuperación muy lenta de los costos de inversión iniciales.

De hecho, el coste de adquisición inicial representa sólo la punta de un iceberg. Las partes subyacentes y ocultas de iceberg siempre incurren en un costo enorme en la fase posterior del proyecto. Por lo tanto, es crucial que un buen análisis de LCC sea considerado y evaluado con cuidado a fin de minimizar el coste total del proyecto.

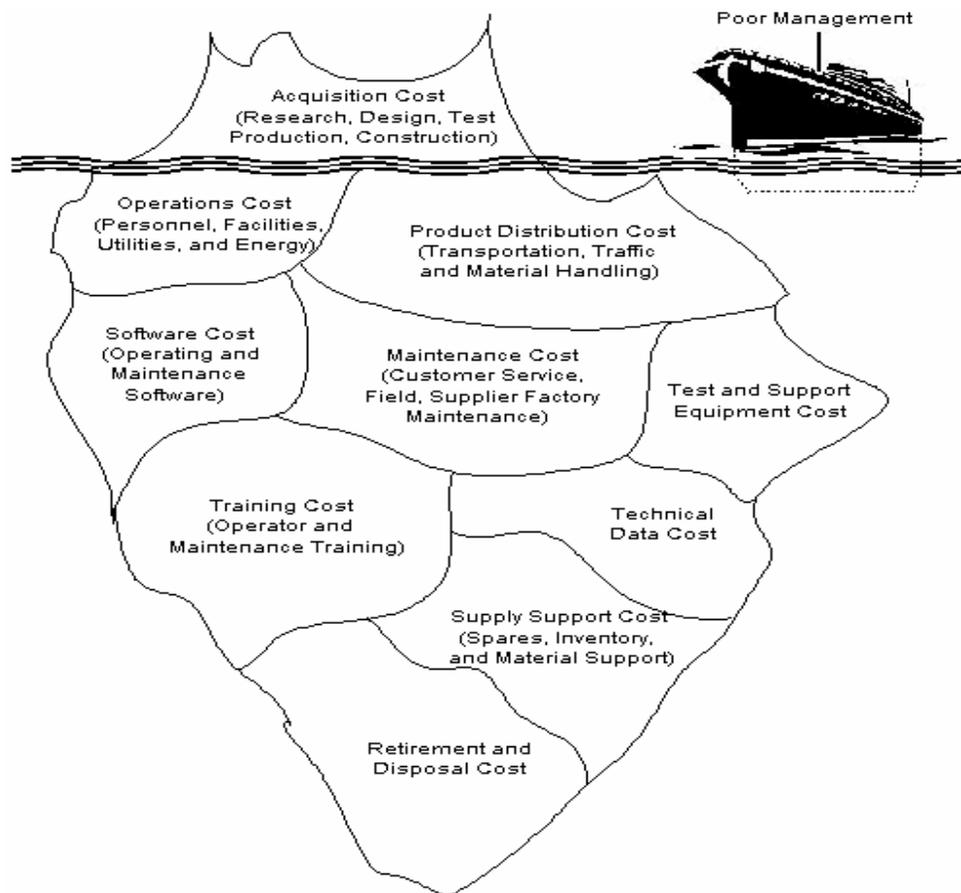


Figura 8. Costos evidentes y ocultos en un proyecto (Fuente: Internet)

7.2 Ventajas y beneficios de la aplicación de los lineamientos de la norma ISO 15663

Los principales beneficios de la aplicación sistemática de esta metodología son, entre otros:

- Reducción de los costos de propiedad del activo.
- Alineamiento de las decisiones de ingeniería con los objetivos corporativos y los indicadores de desempeño del negocio.
- Reducción del riesgo de operación.
- Previsión de los mayores elementos generadores de costos, que pueden ser identificados, medidos y reducidos.
- Reducción en el riesgo de gastos imprevistos de operación.
- Acelerar la adopción de una aproximación común y consistente del costo de ciclo de vida.
- Análisis no solo de los costos de adquisición sino de operación y mantenimiento durante todas las etapas del activo.
- Puede ser usado para soportar el proceso de decisión para la evaluación de opciones alternativas y desarrollo de estudios comparativos.
- Al aplicarse desde las etapas tempranas del proyecto se obtienen muy buenos beneficios, aunque es igualmente aplicable a todas las instancias del ciclo de vida y en muchos niveles de detalle.
- Facilita el análisis de todas las etapas del proyecto tanto en su diseño, construcción, montaje, operación y disposición final.

- Al tener el análisis de costo de vida no solo se analizara el mínimo gasto de capital inicial de construcción, sino también los costos de operar, mantener y desmantelar el proyecto para obtener la alternativa de solución más rentable en todo el ciclo de vida del proyecto.
- Reducción de costos para el inversionista, cuando se empiezan a considerar los gastos operativos antes de tomar decisiones de solo inversión inicial da un escenario más aproximado a la realidad de un proyecto.
- El costo de ciclo de vida da criterios para la selección, los cuales pueden ser directamente enlazados para incrementar el valor del activo y por lo tanto incrementar la rentabilidad sobre el ciclo de vida del activo.

7.3 Principales tipos de costos asociados al ciclo de vida

Teniendo clara la importancia de incluir todos los costos que pueden afectar un proyecto de inversión como parte fundamental de un análisis de LCC, de manera que sus resultados sean claros y satisfactorios, es necesario definir los más relevantes, entre los cuales aparecen los siguientes:

- **Costo de adquisición:** costos en los que se incurre para obtener un activo, incluyendo suministros.
- **Costos de licitación:** corresponde a los recursos requeridos para la compra de pliegos y el proceso de análisis de la oferta a presentar.
- **Costos de instalación:** son los gastos que realiza la organización, previos a la puesta en marcha y operación del activo.
- **Costos de operación:** son los necesarios para mantener en funcionamiento el activo, incluyendo la adquisición de elementos adicionales que preserven dicha funcionalidad.

- **Costos de interventoría:** costos de personal profesional y técnico incluyendo prestaciones de ley, horas extras, desplazamientos, viáticos, etc. Establecido por la compañía para el seguimiento de las actividades de los activos durante la operación.
- **Costo de primer inventario de repuestos:** costo de asegurar un inventario confiable, completo y con especificaciones correctas.
- **Costos de mantenimiento:** costos de personal para la creación y cumplimiento de los programas de mantenimiento bajo las metodologías que se definan en la compañía, y para documentar y realizar las acciones que garanticen que los activos cumplan sus funciones a lo largo del tiempo
- **Costos ambientales:** son aquellos que se derivan de la afectación al medio ambiente, producto del funcionamiento del activo.
- **Costos de reposición:** son los que aparecen cuando se requiere la instalación de repuestos o partes en reemplazo de aquellas que ya cumplieron su ciclo de vida o que se encuentran en un estado de envejecimiento que puede afectar la continuidad del funcionamiento.
- **Costos de disposición final:** son los costos asociados al retiro del activo de funcionamiento y su proceso de tratamiento final.

7.4 Descripción de la metodología para costo de ciclo de vida

Para llevar a cabo la metodología de LCC, es necesario el desarrollo de 4 pasos básicos o actividades, cuyas tareas podrán seleccionarse de acuerdo con el nivel de análisis requerido para el caso de negocio. Estas tareas asistirán al usuario de la metodología en la evaluación del alcance y escala del trabajo.

La siguiente figura resume el proceso general del LCC, según la Norma ISO 15663:2000:

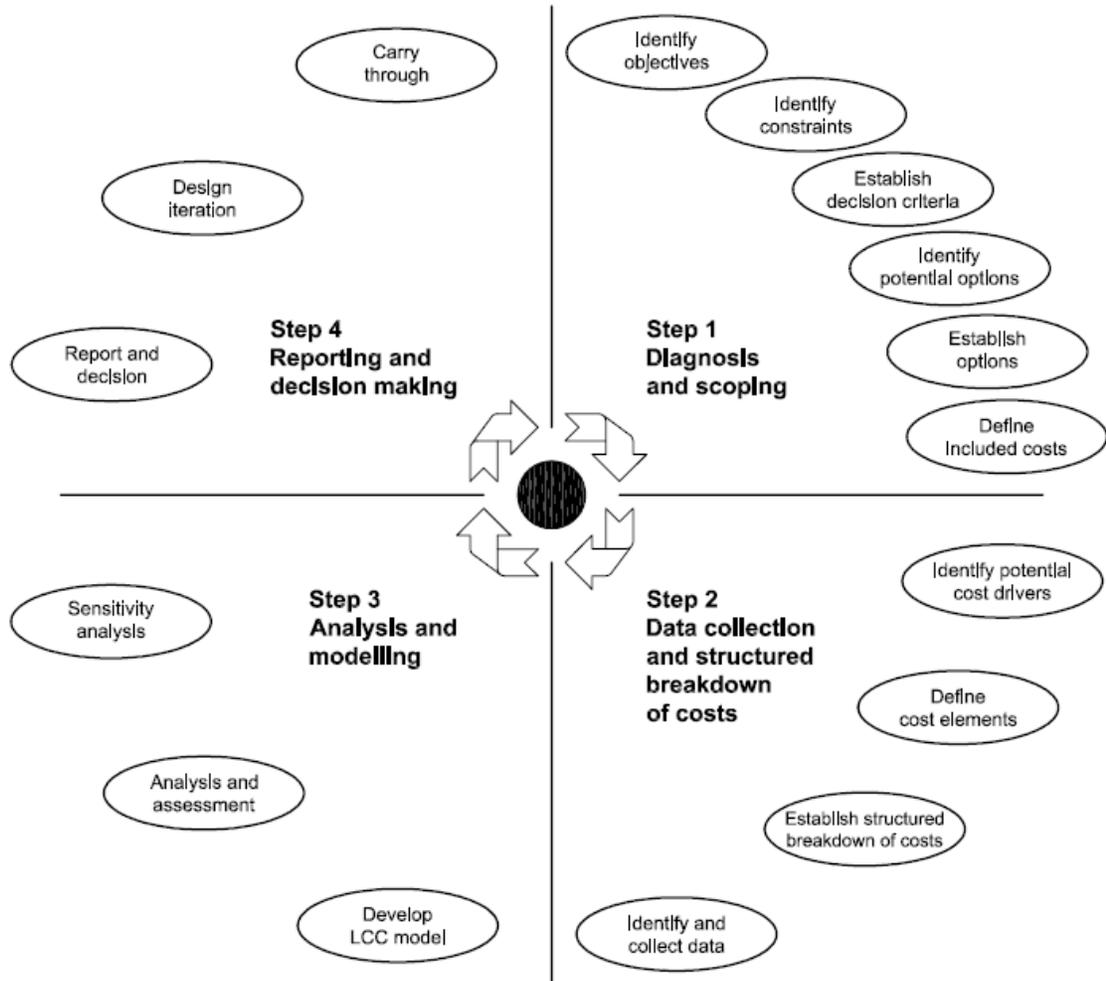


Figura 9. Proceso de costo del ciclo de vida (Fuente: Norma ISO 15663 Parte 1)

El proceso total es iterativo y puede requerirse su repetición varias veces en cualquier proyecto, dependiendo típicamente del resultado de iteraciones anteriores. Esto puede dar como resultado la necesidad de evaluar otras opciones técnicas, afrontando supuestos o limitaciones iniciales, o respondiendo a los cambios en otros lugares dentro del programa.

Se puede observar que el proceso del LCC contiene un gran número de tareas, más sin embargo, no todas son requeridas durante el proceso de análisis, ya que el nivel de detalle considerado en cada tarea o su omisión variará de acuerdo a las necesidades del estudio.

A continuación se describen los pasos del LCC:

7.4.1 Paso 1 - Diagnóstico y definición del alcance. El paso 1 es el punto de entrada para el proceso de costo de ciclo de vida. Este paso es crítico para la implementación exitosa del costo de ciclo de vida en cualquier proyecto. El objetivo de este paso es desarrollar el entendimiento fundamental de los problemas, relaciones, supuestos y requerimientos en los que se basa el trabajo.

Las tareas correspondientes al paso 1 son las siguientes:

- a. Identificar objetivos y metas.
- b. Identificar restricciones.
- c. Establecer criterios de decisión.
- d. Identificar opciones potenciales.
- e. Establecer opciones (diseño, operación, mantenimiento).
- f. Definir variables a considerar en el análisis de costos.

7.4.2 Paso 2 - Recolección de Datos y desglose estructurado de costos (SBC). El objetivo del paso 2 es la producción de un desglose estructurado de costos (SBC) a través de la consideración de los casos de costo y elementos de costo. El SBC consecuentemente define los datos de costo que deben ser recolectados.

Las tareas correspondientes al paso 2 son las siguientes:

- a. Identificar “drivers” potenciales de costos.

- b. Definir elementos de costo.
- c. Establecer modelo estructurado de gestión de costos.
- d. Identificar y recolectar los datos (costos, estadísticas, indicadores RAM).

7.4.3 Paso 3 - Análisis y Modelamiento. Los objetivos principales de este paso son producir una predicción de LCC mostrando la diferencia de costo entre las opciones seleccionadas, producir un rango de opciones y comparar y analizar los factores de costos.

Las tareas correspondientes al paso 3 son las siguientes:

- a. Desarrollo del Modelo LCC.
- b. Análisis y Evaluación de los Costos.
- c. Análisis de Sensibilidad.

7.4.4 Paso 4 - Reporte y Toma de Decisiones. El objetivo de este paso es informar sobre los resultados, establecer la solución económica óptima y decidir sobre la estrategia para la próxima fase de implementación del proyecto.

Las tareas correspondientes al paso 4 son las siguientes:

- a. Reporte y Decisión.
- b. Iteración (con el diseño, operación o mantenimiento).
- c. Ejecución de Planes de Acción de Mejoramiento.

En el siguiente capítulo se expondrá el proceso para el caso de aplicación de la metodología de la norma ISO 15663:2000 para la selección del sistema de aislamiento de la nueva línea de transmisión Cartagena-Bolívar a 230 kV, objeto del presente trabajo de monografía.

8. CASO DE APLICACIÓN DE LA NORMA ISO 15663

8.1 Introducción

A continuación se presentará la aplicación de la metodología definida en la norma ISO 15663-2000 para el costo de ciclo de vida, para el análisis de alternativas y selección del sistema de aislamiento más conveniente a ser instalado en la nueva línea de transmisión Cartagena-Bolívar a 230 kV, proyecto que fue adjudicado a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. – ESP en el año 2014.

Para tal fin, se hará la definición de los pasos fundamentales con las tareas respectivas y a nivel de detalle que sea aplicable para este caso de negocio.

8.2 Definición de los pasos y tareas

Con el fin de seguir la metodología definida en la Norma ISO 15663, se definió una matriz de información por cada uno de los pasos principales, con la aplicación de las tareas asociadas por cada uno.

8.2.1 Paso 1 – Diagnóstico y definición del alcance. A continuación se resume la información más relevante del **Paso 1**:

8.2.1.1 Identificación de objetivos. Con el objeto de obtener la mejor alternativa, se definieron los costos asociados al ciclo de vida de los aisladores poliméricos y convencionales que permitan la toma de decisión más efectiva desde el punto de vista costo-beneficio para el sistema de aislamiento de la línea de transmisión Cartagena-Bolívar a 230 kV, propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. - ESP.

8.2.1.2 Identificación de restricciones.

- Se tomara como base los valores de los actuales costos de mantenimiento de los contratos de mantenimiento marco de la infraestructura de líneas de transmisión.
- Debido al poco conocimiento de EEB en la verdadera vida útil de aisladores poliméricos, se tomará como restricción de que su vida útil máxima es de 20 años.
- Debido a la poca experiencia en utilización masiva de aisladores poliméricos por parte de EEB, se consideró que las actividades de mantenimiento son las que recomiendan otros agentes del sector.
- Debido a que EEB posee poca experiencia en utilización de aisladores convencionales en zonas costeras, también se tomaron como rutinas de mantenimiento las que se aplican en los equipos de la subestación termocandelaria, los cuales son cerámicos.
- Como no se tiene experiencia en los mantenimientos específicos para aisladores poliméricos en activos de EEB, se tomaron valores de costos de actividades especializadas que se realizan a aisladores convencionales para costear las actividades especializadas de poliméricos

8.2.1.3 Criterios de decisión. Según lo planteado en la norma es necesario definir cuál va a ser la metodología de análisis y el criterio de decisión para la escogencia de la mejor alternativa en este caso al revisar dentro de EEB se encontró que los siguientes son los criterios con los que se decide dentro de los proyectos UPME s:

a. Métodos de evaluación económica utilizados

- Valor presente neto (VPN) con una tasa de retorno del 10,44% anual, que es la tasa WACC del negocio de transmisión en Colombia.

- El periodo para el cual se hace el análisis de LCC es de 45 años debido a que 25 años es el tiempo de operación de estipulado en la convocatoria de la UPME y los posibles 20 años adicionales que otorgan por diagnóstico de vida útil de los equipos.

b. Supuestos

En la tabla anexa se expresa todos los supuestos con los que se realizará el análisis:

Descripción	Poliméricos	Convencionales
	45 años	45 años
Vida útil del proyecto	45 años	45 años
Se asumen condiciones ambientales de alta salinidad y contaminación	Si	Si
Se asumen condiciones de acceso de baja dificultad que no impactan los costos	Si	Si
CAPEX se calcula con base en cantidades de suministros necesarios según tabla de torres preliminar y contemplando las labores de montaje	Si	Si
Definición de stock para primer inventario sobre suministros netos a instalar (hace parte del CAPEX)	15%	2%
Estimación de peso promedio de aisladores	15 kg	80 kg
OPEX se estima con actividades de mantenimiento preventivo, correctivo y detectivo durante operación en horizonte de 45 años, con respecto al análisis básico de RCM efectuado.	Si	Si
Cantidad de reposiciones para cada tipo de aislador dentro de los 45 años del proyecto	2	1
Costos de disposición final se estiman de acuerdo cantidades de reposición estimado en ítem anterior dentro de los 45 años del proyecto	Si	Si

Tabla 1. Supuestos establecidos para el análisis de LCC

8.2.1.4 *Identificación de opciones potenciales.* Al realizar los análisis de posibles soluciones de aislamiento se encontró que existen en el mercado las siguientes posibilidades:

- Aisladores poliméricos de última tecnología
- Aisladores de vidrio convencionales

- Aisladores de porcelana convencionales
- Aisladores de vidrio siliconados

8.2.1.5 *Establecimiento de opciones.* Al revisar estas cuatro opciones se decidió eliminar las opciones de:

- Aisladores de vidrio convencional se descartaron debido a su alto grado de contaminación generado por los ambientes salinos y con alto grado de polución que es el caso de Mamonal cerca de la subestación Termocartagena.
- Aisladores cerámicos se descartaron debido a que ya están en la curva final de obsolescencia tecnológica y ya están saliendo del mercado. :

a. Opciones seleccionadas para análisis

- Aisladores poliméricos de última tecnología
- Aisladores de vidrio siliconado

b. Proceso de proyección de opciones escogidas

Dentro del proceso de validación de las opciones a ser implementadas se debe realizar una verificación de cumplimiento tanto técnico como económico de las alternativas seleccionadas las cuales se muestran a continuación:

Descripción	Poliméricos	Convencionales
Técnicamente factible?	Si	Si
Es práctico? (constructibilidad, operatividad y mantenibilidad)	Si	Si, con restricciones
Es el gasto de capital muy alto?	No	No
Satisface el Cronograma?	Si	Si, con restricciones
Satisface requerimientos de confiabilidad?	Si	Si, con restricciones
Satisface el programa de HS&E	Si	Si
Son los riesgos aceptables? (técnicos, financieros, ingresos, salud, seguridad y	Si, con restricciones	Si, con restricciones

ambiente, etc.)		
Es consistente con la política corporativa?	Si	Si
Es consistente con los objetivos definidos en el Paso 1 de diagnóstico y alcance?	Si	Si
Va a satisfacer requerimientos legislativos actuales y futuros? (HSEQ, etc.)	Si	Si, con restricciones
Puede evaluarse?	Si, con restricciones	Si

Tabla 2. Proyección de las opciones

8.2.1.6 Definición de costos a ser incluidos en el análisis. Dentro del proceso de definición para el análisis se analizó y determinó cuáles serán los costos que deben ser calculados y que igualmente serán objeto de análisis.

- CAPEX de suministros: este es el costo de inversión asociado al valor de los aisladores que se deben adquirir para la construcción del proyecto.
- CAPEX de Stock inicial: este es el costo asociado al Stock mínimo que se debe tener para arrancar el proyecto y tener los repuestos necesarios para el mantenimiento rutinario.
- CAPEX de montaje: Este costo es asociado a lo todo lo relacionado con el proceso de instalación de los aisladores
- OPEX de mantenimiento: Es el costo durante la vida útil asociado a labores de mantenimiento preventivo y predictivo.
- Reposición de aisladores: Son los costos asociados a los ciclos de reposición de estos activos.
- Disposición final: Son los costos asociados a la disposición de los residuos ocasionados por el cambio de los aisladores durante su vida útil.

Para ver el detalle de la matriz del Paso 1, por favor remitirse al Anexo No. 1.

8.2.2 Paso 2 – Recolección de datos. Dentro del proceso de recolección de datos se determinó cual serían las fuentes de alimentación de estos cosas y se determinó que:

- La gerencia administrativa y financiera de la vicepresidencia de transmisión suministrará los costos de adquisición de aisladores y los costos de montaje los cuales ya los tiene en una base de datos y son los que utilizan para el cálculo de las ofertas.
- La Gerencia de ingeniería de la vicepresidencia de transmisión suministrara la preingeniería de la línea con la tabla de torres y el tipo de estructura.
- La Gerencia de Planeación de la vicepresidencia de transmisión suministrara el valor del WACC de transmisión que se usará como tasa de retorno para el cálculo del VPN.
- La Gerencia de mantenimiento de la vicepresidencia de transmisión suministrará el valor de las actividades de mantenimiento que actualmente tiene pactadas en el contrato marco de mantenimiento de líneas de transmisión.

Con estas fuentes de información definidas se procedió a realizar el paso 2 cuya información relevante se resume a continuación.

8.2.2.1 Identificación de potenciales acarreadores de costo (drivers). Como resultado del análisis se observó que el costo más importante es el OPEX ya que este elemento de costo está presente a lo largo de los 45 años de operación del proyecto y adicionalmente consume una gran cantidad de recursos anuales.
Estimación de elementos de costos

- CAPEX SUMINISTROS: Para cada una de las tecnologías y de acuerdo a la tabla de torres se determina la cantidad de elementos de aislamiento para realizar el cálculo definitivo de valor
- PRIMER INVENTARIO: Se definió el porcentaje de stock inicial para cada tecnología y se realiza el cálculo de costos para esta cantidad.
- CAPEX MONTAJE: Para cada una de las tecnologías y de acuerdo a las cantidades de aisladores se contempla el cálculo de valor de montaje
- OPEX: Del análisis de mantenimiento y modos de falla básicos de cada una de las tecnologías se obtienen las tareas de mantenimiento y con los valores de los contratos marcos de mantenimiento se obtienen los costos anuales de mantenimiento.
- REPOSICIÓN: De acuerdo a los criterios técnicos de vida útil e información suministrada de los fabricantes, se determinaron los periodos donde deben realizarse las reposiciones de aisladores y con esos datos se construye el presupuesto de inversión para esta actividad.
- DISPOSICIÓN FINAL: De acuerdo las cantidades de equipos retirados dentro del proyecto en la etapa de reposición y utilizando costos de referencia para transporte y disposición final, se construye el presupuesto para este rubro.

La forma como se valoró e implemento este paso se puede ver en el detalle de la matriz del Paso 2, del Anexo No. 1.

8.2.3 Paso 3 – Análisis y modelamiento.

8.2.3.1 Creación del Modelo. Creación del presupuesto de compra de suministros de aisladores para la instalación y repuestos (stock inicial). con los datos de tabla de torres y el porcentaje de stock mínimo se calculó para cada tipo de aislador supuesto.

CARACTERÍSTICAS GENERALES - LINEAS DE TRANSMISIÓN						
DATOS DE ENTRADA AISLADORES CONVENCIONALES						
No.	ÍTEM	UND				
1	Tensión	kV	230			
2	Longitud	km	20			
3	Circuitos	UND	1			
4	km-circuito	km	20			
5	Número de cables por fase	UND	2			
6	Cables de guarda EHS 3/8"	UND	2	No. Cadenas	No. Aisladores	
7	Estructuras de suspensión	Estruc	21	63	1008	
8	Estructuras de retención	Estruc	19	114	1824	
9	Total Estructuras	Estruc	40	177	2832	
10	Factor por catenaria y pérdidas cables	%	3,00	TOTAL CADS	TOTAL AISL	
11	Vano medio	m	500			
INFORMACIÓN DE COMPRA DE AISLADORES CONVENCIONALES						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	REPUESTOS (%)	REPUESTOS	TOTAL CON REPUESTOS
5	AISLADORES					
5.1	Aislador de vidrio	UND	2.832	2,0%	57	2.889
Valor total Suministros (COL\$)			162.983.016			
Valor total Primer inventario de Repuestos (COL\$)			3.259.660			

Tabla 3. CAPEX de suministro y repuestos de aisladores convencionales

SUMINISTROS LINEAS DE TRANSMISIÓN BONEXIÓN CARTAGENA-BOLIVAR						
CARACTERÍSTICAS GENERALES - LINEAS DE TRANSMISIÓN						
DATOS DE ENTRADA AISLADORES POLIMÉRICOS						
No.	ÍTEM	UND				
1	Tensión	kV	230			
2	Longitud	km	20			
3	Circuitos	UND	1			
4	km-circuito	km	20			
5	Número de cables por fase	UND	2			
6	Cables de guarda EHS 3/8"	UND	2	No. Cadenas		
7	Estructuras de suspensión	Estruc	21	63		
8	Estructuras de retención	Estruc	19	114		
9	Total Estructuras	Estruc	40	177		
10	Factor por catenaria y pérdidas cables	%	3,00	TOTAL CADS		
11	Vano medio	m	500			
INFORMACIÓN DE COMPRA DE AISLADORES POLIMÉRICOS						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	REPUESTOS (%)	REPUESTOS	TOTAL CON REPUESTOS
5	AISLADORES					
5.1	Aislador polimérico	UND	177	15,0%	27	204
Valor total Suministros (COL\$)			129.594.134			
Valor total Primer inventario de Repuestos (COL\$)			19.439.120			

Tabla 4. CAPEX de suministro y repuestos de aisladores poliméricos

- Creación del presupuesto para montaje de aisladores para este ítem se construyó con pesos de aisladores ya que es una actividad puntual de montaje y se construyeron las siguientes tablas:

CÁLCULO CAPEX DE MONTAJE						
LINEA CARTAGENA-BOLIVAR 230 KV						
Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario sin incluir AIU (COP)	Subtotal (COP)	OBSERVACIONES
AISLADORES POLIMÉRICOS						
1	MONTAJE Y VESTIDA DE TORRE CON TODOS SUS HERRAJES Y ACCESORIOS	kilogramo	2.655	1.700	4.513.500	Peso total de aisladores poliméricos (cadenas) a suministrar, a razón de 15 kg cada una en promedio
				SUBTOTAL	4.513.500	
				ADMIN	20%	4.814.400
				IMPRES	5%	1.203.600
				UTIL	5%	1.203.600
				SUBTOTAL+AIU	11.735.100	
				IVA	16%	1.877.616
				TOTAL FINAL	13.612.716	

Tabla 5. CAPEX de montaje de aisladores poliméricos

AISLADORES CONVENCIONALES						
2	MONTAJE Y VESTIDA DE TORRE CON TODOS SUS HERRAJES Y ACCESORIOS	kilogramo	14.160	1.700	24.072.000	Peso total de aisladores convencionales (platos) a suministrar, a razón de 5 kg cada plato en promedio
				SUBTOTAL	24.072.000	
				ADMIN	20%	4.814.400
				IMPRES	5%	1.203.600
				UTIL	5%	1.203.600
				SUBTOTAL+AIU	31.293.600	
				IVA	16%	5.006.976
				TOTAL FINAL	36.300.576	

Tabla 6. CAPEX de montaje de aisladores convencionales

- Construcción del presupuesto de operación y mantenimiento de la línea de transmisión con una ventana de 45 años con base a las actividades RCM de aisladores convencionales y con las actividades de mantenimiento recomendadas por otros agentes de transmisión de zonas costeras se construyó el OPEX para los 45 años dando como resultado las tablas siguientes:

CÁLCULO OPEX AISLADORES CONVENCIONALES								
Item	Actividades Mantenimiento programado y electromecánico		Supuestos	Consideraciones adicionales	Valor base 2014	2015	Año 1 (2016)	
1	Inspecciones visual de aisladores	Anual	Una (1) cuadrilla normal X 8 días al año para inspecciones visuales + 10 días de viáticos	Se habían considerado 8 días de cuadrilla para todos los trabajos de inspección visual, 2 veces al año. Se reduce el tiempo entonces a 4 días estimados por inspección (8 días al año) de los aisladores, teniendo en cuenta el procedimiento de ascenso a la torre.	15.899.298		15.899.298	
2	Inspecciones termograficas longitudinales	Cada 3 años		Se consideran 3 mediciones en los primeros 6 años para localizar problemas prematuros, buscando su corrección oportuna para la reducción de riesgos a mediano y largo plazo	29.593.826		29.593.826	
17	Lavado de aisladores	Cada 3 años	Se considera un lavado para el 100% de las estructuras cada 3 años, en zonas de contaminación muy alta, a partir del año 3	Se reconsidera el lavado total de aisladores en toda la línea, considerando su alta vulnerabilidad a condiciones de alta contaminación	16.729.593			
5	Corrección de puntos calientes y demás hallazgos de mediciones	Cada 3 años	Una (1) cuadrilla normal X 1 día para corrección de puntos de falla detectados en mediciones	Se consideran desconexiones para ejecutar correctivos	5.584.876			
6	Corrección de puntos calientes y demás hallazgos de mediciones	Cada 6 años	Una (1) cuadrilla TCT (Línea Viva) X 3 días para corrección de puntos de falla detectados en mediciones, cada 5 años a partir de año 10 (después de mediciones año 9)	Se consideran labores de línea viva, teniendo en cuenta disminución de tiempos de indisponibilidad a mediano plazo, según la regulación	156.000.000			
9	Cambio de cadenas de retención sencillas	Cada 5 años	Cambio del 10% de las cadenas de aisladores instaladas cada 5 años	Se estiman porcentajes debidos a daños de aisladores por causas externas (vandalismo), y las debidas al impacto del medio ambiente de los sitios de instalación	7.112.871			
TOTAL								45.493.125
COSTO KM								2.274.656
Costo promedio kilometro Electromecánico								2.944.565
Costo promedio anual								55.424.638

Tabla 7. OPEX de aisladores convencionales

CÁLCULO OPEX AISLADORES POLIMÉRICOS						
Ítem	Actividades Mantenimiento programado y electromecánico	Periodicidad	Supuestos	Valor base 2014	2015	Año 1 (2016)
1	Inspecciones visual de aisladores	Anual	Una (1) cuadrilla normal X 8 días al año para inspecciones visuales + 10 días de viáticos	15.899.298		15.899.298
2	Inspecciones termograficas longitudinales	Cada 3 Años	Para el 100% de las estructuras	29.593.826		29.593.826
3	Medición efecto corona, corriente de fuga y campo eléctrico	Cada 3 Años	Para el 100% de las estructuras	75.079.035		75.079.035
8	Corrección de puntos calientes y demás hallazgos de mediciones	Cada 3 años	Una (1) cuadrilla normal X 1 día para corrección de puntos de falla detectados en mediciones	1.182.387		
9	Corrección de puntos calientes y demás hallazgos de mediciones	Cada 6 años	Una (1) cuadrilla TCT (Línea Viva) X 2 días para corrección de puntos de falla detectados en mediciones, cada 5 años a partir de año 10 (después de mediciones año 9)	104.000.000		
10	Cambio de cadenas de retención sencillas	Cada 5 años	Cambio del 2% de las cadenas de aisladores instaladas	964.457		
11	Cambio de herrajes cadena de aisladores	Cada 3 Años	Cambio de anillos corona en el 5% de los aisladores instalados de las cadenas cada año a partir del año 10	2.973.584		
TOTAL						120.572.159
COSTO KM						6.028.608
Costo promedio kilometro Electromecánico						3.427.312
Costo promedio anual						66.235.134

Tabla 8. OPEX de aisladores poliméricos

- Presupuesto de reposición de aisladores con los estimados de vida útil y los costos de suministro se construyó dicho presupuesto:

8.2.3.2 *Corrimiento del modelo.* Integración de datos en hojas de cálculo independientes por cada caso de costo y formulación y vinculación conjunta: Se definen los resultados de costos anuales para cada caso y se enlazan con los demás casos de costos, de manera que la información sea interdependiente y trazable.

- Comparación preliminar de costos totales entre alternativas: Se emite una gráfica comparativa entre los costos totales por los 45 años de cada caso de costo entre las alternativas de aislamiento seleccionadas.

COMPARACIÓN TOTAL DE COSTOS EN EL CICLO DE VIDA DE 45 AÑOS			
COSTOS	Poliméricos	Convencionales	Descripción
CAPEX SUMINISTROS	\$ 129.594.134	\$ 162.983.016	Compra y suministro de materiales (Año 0)
PRIMER INVENTARIO	\$ 19.439.120	\$ 3.259.660	Costos de primer inventario de almacenes (Año 0)
CAPEX MONTAJE	\$ 13.612.716	\$ 36.300.576	Costos de montaje por peso de aisladores (Año 0)
OPEX	\$ 3.084.581.020	\$ 2.650.108.692	Costo de mantenimiento (Año 1 a Año 45)
REPOSICIÓN	\$ 432.574.274	\$ 271.547.339	Costo total de reposición (Año 20 a Año 30)
DISPOSICIÓN FINAL	\$ 18.930.000	\$ 45.480.000	Costo total de disposición por reposición (Año 20 a Año 30)
TOTAL DE COSTOS	\$ 3.698.731.265	\$ 3.169.679.283	

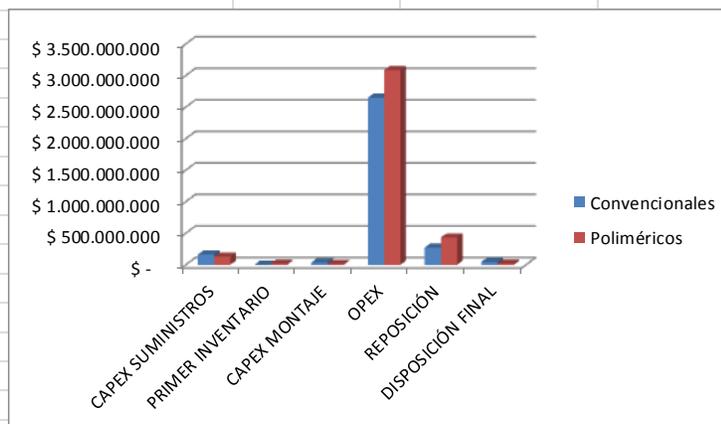


Tabla 12. Consolidado de costos

- Cálculo del Valor Presente Neto para cada alternativa de aislamiento: Mediante la aplicación de la fórmula de VPN, con una tasa de interés del 10,4%, se evalúan las alternativas de inversión para ambos tipos de aislamiento. Como solamente se están evaluando costos o gastos del

proyecto a lo largo de la vida útil, la alternativa seleccionada será aquella cuyo VPN represente los menores gastos, en comparación con la inversión inicial.

ANÁLISIS DE VALOR PRESENTE NETO	
AISLADORES POLIMÉRICOS	
COSTOS	0
CAPEX SUMINISTROS	\$ (129.594.134)
PRIMER INVENTARIO	\$ (19.439.120)
CAPEX MONTAJE	\$ (13.612.716)
OPEX	
REPOSICIÓN	
DISPOSICIÓN FINAL	
FLUJO DE CAJA	\$ (162.645.970)
VPN TOTAL POLIMÉRICOS (Tasa de interés del 10%)	(\$ 838.972.393)
VP ANUAL (Comprobación Manual)	\$ (838.972.393)
AISLADORES CONVENCIONALES	
COSTOS	0
CAPEX SUMINISTROS	\$ (162.983.016)
PRIMER INVENTARIO	\$ (3.259.660)
CAPEX MONTAJE	\$ (36.300.576)
OPEX	
REPOSICIÓN	
DISPOSICIÓN FINAL	
FLUJO DE CAJA	\$ (202.543.252)
VPN TOTAL CONVENCIONALES (Tasa de interés del 10%)	(\$ 702.788.971)
VP ANUAL (Comprobación Manual)	\$ (702.788.971)

Tabla 13. Comparación VPN

8.2.3.3 *Validación de resultados.* Se hizo una verificación detallada de las hojas de cálculo para la búsqueda de errores de cálculo o de coherencia de datos para garantizar que los resultados sean los correctos, de acuerdo con las estimaciones y criterios definidos desde el principio del proceso de análisis. Para ver el detalle de la matriz del Paso 3, por favor remitirse al Anexo No. 1.

8.2.4 Paso 4 – Reporte y toma de decisión (Iteración 1).

8.2.4.1 Reporte de Resultados. Se efectuó comparación de los costos totales por los 45 años de vida del proyecto para los costos de inversión (CAPEX SUMINISTROS, PRIMER INVENTARIO, CAPEX MONTAJE, OPEX, REPOSICIÓN y DISPOSICIÓN FINAL), y se aplicó la metodología de cálculo de VALOR PRESENTE NETO. Se observa en el resultado que la alternativa de aisladores convencionales genera menos flujo de gasto, en comparación con los aisladores poliméricos.

8.2.4.2 Toma de decisión. Para la iteración 1, se observa que los resultados obtenidos en la comparación técnica y económica desarrollada a lo largo del proceso de Costeo de Ciclo de Vida, según la Norma ISO15663, y aplicando la metodología de evaluación de cada alternativa de aislamiento a través del cálculo del Valor Presente Neto, se observa que la opción más adecuada para inversión es la del SISTEMA DE AISLAMIENTO POR AISLADORES CONVENCIONALES, el cual genera un menor valor de VPN negativo, es decir, es la alternativa que genera menos costos de ciclo de vida a lo largo de la vida útil del proyecto para este componente específico, de acuerdo con los supuestos definidos en el Paso 1.

8.2.4.3 Iteraciones y mejoras. Se propuso efectuar un análisis de sensibilidad y una nueva iteración, aunque los resultados del análisis de costeo de ciclo de vida se consideraron satisfactorios para esta primera iteración, de acuerdo con los supuestos asumidos en el paso 1. Por tal razón, se efectuó un análisis de sensibilidad de todos los datos de entrada utilizados, en compañía del grupo de ingenieros pertenecientes al área de Líneas de Transmisión de la Gerencia de Mantenimiento de la EEB, y de acuerdo con su experiencia y criterios se efectuó un ajuste profundo de toda la información, especialmente la relacionada con los costos de OPEX, los cuales se habían considerado en la primera iteración bajo un supuesto bastante conservador que castigaba los costos de mantenimiento de los

aisladores poliméricos y era laxo con los costos de mantenimiento de los aisladores convencionales.

Durante esta reunión se recogió valiosa información acerca de las diferentes rutinas de mantenimiento ejecutadas por operadores de líneas de transmisión ubicadas en zonas costeras similares a las del proyecto Cartagena-Bolívar, especialmente para el tema de las cadenas de aisladores, y con la cual se ajustaron los supuestos, los cuales se describen de manera general a continuación:

- En el CAPEX de suministros se ajustaron las cantidades de respuestos para cada alternativa.
- En el OPEX de aisladores poliméricos, se ajustaron las rutinas de mantenimiento, considerando un mayor tiempo de inspección visual al año, y se incluyó una actividad de lavado cada 2 años para toda la infraestructura. Para el OPEX de aisladores convencionales, se consideraron cuatro lavados al año de aisladores, teniendo en cuenta su sensibilidad a las condiciones operativas de la línea de transmisión.
- En los costos de reposición, se consideró una vida útil de 15 años para los aisladores poliméricos.

8.2.5 Resultados del análisis de sensibilidad e iteración 2. Teniendo en cuenta estos ajustes, se volvió a correr el modelo de costos, los cuales favorecieron esta vez a los aisladores poliméricos, debido a que sus ciclos de lavado son mucho mas bajos que los ciclos de los aisladores poliméricos, siendo este el factor de costo más importante que marca una diferencia considerable entre ambas alternativas, a nivel de sus costos de ciclos de vida. Los resultados generados fueron satisfactorios para el grupo de mantenimiento de líneas de transmisión, adoptándose estos como los utilizados para la toma de decisiones y emisión de

recomendaciones respectivas a los responsables del proyecto para la gestión de compra respectiva.

La comparación de costos de ciclo de vida entre la primera iteración y la segunda con los nuevos criterios concertados en el análisis de sensibilidad arrojó los siguientes resultados:

COSTOS	ITERACIÓN 1		SENSIBILIDAD E ITERACIÓN 2	
	Poliméricos	Convencionales	Poliméricos	Convencionales
CAPEX SUMINISTROS	\$ 129.594.134	\$ 162.983.016	\$ 140.576.688	\$ 220.993.920
PRIMER INVENTARIO	\$ 19.439.120	\$ 3.259.660	\$ 14.057.669	\$ 11.049.696
CAPEX MONTAJE	\$ 13.612.716	\$ 36.300.576	\$ 19.380.816	\$ 51.761.056
OPEX	\$ 3.084.581.020	\$ 2.650.108.692	\$ 4.995.496.763	\$ 7.728.141.144
REPOSICIÓN	\$ 432.574.274	\$ 271.547.339	\$ 388.302.845	\$ 287.962.338
DISPOSICIÓN FINAL	\$ 18.930.000	\$ 45.480.000	\$ 20.280.000	\$ 60.900.000
ANÁLISIS VPN	\$ (838.972.393)	\$ (702.788.971)	\$ (1.347.764.439)	\$ (2.013.843.324)

Tabla 14. Comparación de costos de acuerdo a análisis de sensibilidad

Con estos datos y su análisis de flujo de caja de egresos durante los 45 años estimados de vida útil de trabajo por medio de Valor Presente Neto se llega a los siguientes resultados consolidados:

AISLADORES POLIMÉRICOS	
COSTOS	0
CAPEX SUMINISTROS	\$ (140.576.688)
PRIMER INVENTARIO	\$ (14.057.669)
CAPEX MONTAJE	\$ (19.380.816)
OPEX	
REPOSICIÓN	
DISPOSICIÓN FINAL	
FLUJO DE CAJA	\$ (174.015.173)
VPN TOTAL POLIMÉRICOS (Tasa de interés del 10%)	
	(\$ 1.347.764.439)
VP ANUAL (Comprobación Manual)	\$ (1.347.764.439)
AISLADORES CONVENCIONALES	
COSTOS	0
CAPEX SUMINISTROS	\$ (220.993.920)
PRIMER INVENTARIO	\$ (11.049.696)
CAPEX MONTAJE	\$ (51.761.056)
OPEX	
REPOSICIÓN	
DISPOSICIÓN FINAL	
FLUJO DE CAJA	\$ (283.804.672)
VPN TOTAL CONVENCIONALES (Tasa de interés del 10%)	
	(\$ 2.013.843.324)

Tabla 15. Valor Presente Neto bajo nuevos criterios

El análisis detallado se muestra en el Anexo 3.

9. CONCLUSIONES

1. Aunque la metodología de LCC planteada en la norma ISO fue ideada para para la industria del petróleo y gas, se demuestra que es aplicable a cualquier tipo de proyecto que tenga una inversión inicial, un flujo de gastos y un tiempo de vida útil estimado.
2. Al incluir los costos de ciclo de vida se obtiene una visión global del proyecto que incluye no solo el costo de inversión inicial sino los costos operacionales de toda la vida del proyecto.
3. Es clave definir el objetivo general del proyecto para así enfocar los esfuerzos de análisis LCC en los aspectos que definitivamente impactan el objetivo.
4. La interrelación entre las diferentes áreas de la compañía hace que se obtenga un mejor resultado en la tecnología adquirir y la forma en que esta será operada y mantenida.
5. El escoger el criterio de decisión adecuadamente ayuda a enfocar los esfuerzos del análisis con las metodologías adecuadas y las herramientas de costos reales del proyecto.
6. Teniendo el apoyo de todos los interesados en el proyecto se pueden construir metodologías para análisis de cada uno de los aspectos de las diferentes etapas del proyecto y así tener una mejor aproximación de los costos reales del proyecto.
7. Para EEB es importante contar con una metodología para realizar análisis de costo de ciclo de vida pues su negocio principal consiste en construir, operar y mantener activos de transmisión de energía.

8. Cuando se logra comunicación entre las áreas de ingeniería, de operación, mantenimiento y financiera, se obtiene una mejor recolección de datos que permitirán el estudio y adquisición de mejores alternativas que puedan satisfacer a cada una de dichas áreas desde el punto de vista de sus objetivos específicos pero tendientes a cumplir el objetivo corporativo.
9. Enfocándose en los resultados del caso de aplicación de la Norma 15663:2000, se observa la importancia que tiene llevar a cabo ejecutar esta metodología, ya que obliga a los interesados a abrirse a todas las alternativas posibles de inversión y a romper paradigmas respecto a la tendencia de adoptar solamente opciones conocidas por facilidad pero que no necesariamente pueden estar representando las expectativas de la organización.
10. Se considera como una importante conclusión que al hacer el análisis cuantitativo y de costos, de acuerdo a la información que se pudo recopilar acerca de las alternativas de aislamiento seleccionadas, así como las charlas directas con fabricantes de bastante experiencia en el ramo, se encontró que la confiabilidad y duración de los aisladores poliméricos ha mejorado considerablemente en los últimos años, y que es una alternativa competitiva con respecto a los aisladores convencionales, no solo en el aspecto eléctrico sino en el aspecto mecánico, partiendo lógicamente del hecho de que este tipo de aisladores sean de una marca reconocida y de experiencia, estén bien fabricados, y que hayan recibido un manejo adecuado en todo el proceso logístico, empezando desde su almacenamiento, despacho, transporte y manipulación, hasta llegar a su instalación definitiva.
11. Al no conocerse en profundidad el funcionamiento y comportamiento de los aisladores poliméricos, se utilizaron las experiencias de otros agentes de transmisión para definir las labores de mantenimiento tanto preventivo como correctivo. Las actividades de mantenimiento para aisladores convencionales

se basan en un análisis previo de RCM que está en aplicación dentro de la Gerencia de Manteniendo de la Compañía.

12. El costo del OPEX es el que determina cual alternativa es la más adecuada con respecto a la inversión inicial, por tal razón cualquier variación por mínima que sea puede cambiar la decisión final.

10.RECOMENDACIONES

1. Es necesario realizar un análisis RCM detallado para confirmar o ajustar los criterios de mantenimiento para los diferentes tipos de aisladores.
2. Se recomienda establecer unos criterios de nivel corporativo frente a los cuales el punto de partida el análisis del LCC sea igual para todos los procesos de análisis de inversión para la Compañía. Tales criterios deben ser entre otros: tiempo estimado de vida útil de proyecto, tasa interna de retorno, restricciones y supuestos para que los casos de negocio puedan ser comparables en el tiempo.
3. Es posible crear una herramienta de análisis para comparar dos tecnologías a utilizar en los proyectos de transmisión de EEB que involucre el ciclo constructivo y el ciclo operacional.
4. Si se involucran a todas las áreas de EEB en la construcción de ciclo de vida de los proyectos esto generara mejores sinergias para optimizar costos y obtener ofertas aún más competitivas que las que se están obteniendo.
5. Se puede aplicar la metodología a los proyectos que están en curso para evaluar si existen optimizaciones que se pueden implementar y mejorar los márgenes de rentabilidad de la compañía.
6. Al dejar de ver las labores de mantenimiento como un evento futuro y contemplarlo con una posibilidad de gestión desde la etapa de oferta se pueden generar mejoras en las construcciones de CAPEX y OPEX de las nuevas ofertas para las convocatorias UPME.

BIBLIOGRAFÍA

EPRI. Field Guide Visual Inspection of Polymer Insulator. Diciembre de 2006
Electrical Power Research Institute

Historia de la Empresa de energía de Bogotá disponible en
<http://www.eeb.com.co/empresa/historia>

ISO 15663-1 Petroleum and natural gas industries-Life Cycle costing Part1
Methodology

ISO 15663-2 Petroleum and natural gas industries-Life Cycle costing Part2
Guidance on application of methodology and calculation methods

ORTIZ PLATA, Daniel. Organizaciones del Mantenimiento: Mantenimiento
centrado en confiabilidad RCM. [CD_ROM]. Bucaramanga, 2008. Posgrado
gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. Facultad de
Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.

Proyecto UPME 05 de 2012 Bolívar disponible en
<http://www.eeb.com.co/transmision-de-electricidad/proyectos-en-curso>

Red de infraestructura <http://www.eeb.com.co/transmision-de-electricidad/red-de-infraestructura>

SANTA WILLIAM, MORENO HERNAN. Experiencia en el uso de aisladores
compuestos en las líneas de transmisión de interconexión eléctrica ISA Colombia y
Red eléctrica de Perú REP. Medellín Colombia 2004, CIER

Sector Energético en Colombia disponible en <http://www.eeb.com.co/transmision-de-electricidad/sector-energetico-en-colombia>

UPME: Convocatoria pública 05 del plan de expansión 2012 Selección de un
inversionista para adquisición de los suministros, diseño y construcción de la

segunda línea de transmisión Cartagena Bolívar 230 kV Anexo 1 Descripción y especificaciones técnicas del proyecto.

ANEXOS

Anexo A. Aplicación de los 4 pasos de la Norma ISO 15663 para el caso de negocio – Selección Sistema de Aislamiento de la nueva línea de transmisión Cartagena-Bolívar a 230 kV

Anexo B. Memorias de cálculo para definición de mejor alternativa (Iteración 1)

- CAPEX SUMINISTROS
- PRIMER INVENTARIO
- CAPEX MONTAJE
- OPEX
- REPOSICIÓN
- DISPOSICIÓN FINAL
- CONSOLIDADO DE COSTOS EN LOS 45 AÑOS DE VIDA ÚTIL ESTIMADA
- ANÁLISIS DE VALOR PRESENTE NETO

Anexo C. Memorias de cálculo para definición de mejor alternativa (Análisis de sensibilidad e iteración 2)

- CAPEX SUMINISTROS
- PRIMER INVENTARIO
- CAPEX MONTAJE
- OPEX
- REPOSICIÓN
- DISPOSICIÓN FINAL
- CONSOLIDADO DE COSTOS EN LOS 45 AÑOS DE VIDA ÚTIL ESTIMADA
- ANÁLISIS DE VALOR PRESENTE NETO