

Documentación de los componentes de las líneas de transmisión de energía eléctrica y su evolución.

Juan Sebastián Barrera Pulido

Elsy Gabriela López Bautista

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Ingenieros
Electricistas**

Director:

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica

Codirector:

Julio César Chacón Velasco

Magister en Potencia Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios, por permitir el cumplimiento de esta meta tan importante.

A mis padres, Omar Barrera Chaparro y Yaneth Esperanza Pulido Bayona, quienes han sido el constante apoyo en mi vida, son el motor de seguir adelante, todo lo que soy, se los debo a ustedes.

A mi hermano, Omar Fabian Barrera Pulido, quien espero siempre consiga todo lo que se proponga.

A Carlos Alberto Vecino Barbosa, por su apoyo y respaldo en mi día a día, por su ejemplo a seguir en la academia.

A mi consejera, fiel amiga, y cómplice de aventuras,
Laura Catalina Gracia Rojas.

Por último a Gabriela, por su paciencia, entrega y dedicación en el desarrollo de este Trabajo de Grado.

Juan Sebastian Barrera Pulido

A mi madre Elsa Bautista por su amor, esfuerzo y sacrificio, por no dejar de creer en mí y porque gracias a su apoyo hoy estoy cumpliendo ese sueño que ya es una realidad, este título es tuyo madre.

A Alcides Sandoval, que a lo largo de los años ha sido como un padre para mí, por enseñarme que la familia es lo primero y debe cuidarse y apoyarse para que las cosas salgan de la forma esperada.

A mis hermanos Daniel y Mariana por su amor, apoyo y compañía durante esta etapa de mi vida.

A mi abuela Margarita quien es como una segunda madre para mí y siempre ha estado presente brindándome su cariño y amor.

A mis tíos Toño y Adriana que siempre han estado ahí para mí y han sido una constante en mi vida.

A mis amigos que han estado conmigo a lo largo de este ciclo que hoy culmina, gracias infinitas.

Elsy Gabriela López Bautista

Tabla de Contenido

Introducción	19
1. Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia.....	20
2. Componentes de una línea de transmisión aérea de corriente alterna	28
2.1 Componentes de diseño que conforman una línea de transmisión	29
2.1.1 Estructura.	30
2.1.1.1 Criterios de diseño en estructuras.....	34
2.1.1.2 Clasificación de las estructuras.	35
2.1.1.3 Requisitos mecánicos en estructuras.	38
2.1.1.3.1. Estructuras de suspensión.	38
2.1.1.3.2. Estructura de retención.	39
2.1.1.3.3. Estructuras terminales.	39
2.1.1.4 Normas empleadas en materiales y componentes de la estructura.....	40
2.1.1.5 Características de los materiales.	41
2.1.2 Aislamiento.	43
2.1.2.1 Clasificación de los aisladores.	43
2.1.2.2 Características generales de los aisladores.....	45
2.1.2.3 Elección del aislador.	47
2.1.2.4 Características físicas de los aisladores.....	48

2.1.2.5	Aisladores empleados en Colombia.	49
2.1.2.6	Normas técnicas consideradas en el diseño de aisladores.	52
2.1.3	Determinación de conductores de fase.	54
2.1.3.1	Características de los conductores.	55
2.1.3.1.1.	Conductor de aluminio AAC (All Aluminum Conductor).	55
2.1.3.1.2.	Conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio (ACAR).	57
2.1.3.1.3.	Conductor de aleación de aluminio (AAAC).	58
2.1.3.1.4.	Conductor de aluminio reforzado con acero (ACSR).	59
2.1.3.2	Ventajas de los conductores AAC, ACAR y AAAC	60
2.1.3.3	Características y requisitos en la instalación y operación de conductores.	61
2.1.3.4	Cálculos mecánicos técnicos en cuenta en la elección del conductor.	61
2.1.3.5	Conductores empleados en el diseño de líneas a la fecha del 2014.	62
2.1.4	Cables de guarda.	63
2.1.4.1	Materiales utilizados en el diseño de cables de guarda.	64
2.1.4.2	Características de los cables de guarda	64
2.1.4.	Puesta a tierra.	70
2.1.4.1.	Materiales empleados en el diseño de puesta a tierra.	72
2.1.4.2.	Requisitos para electrodos de puesta a tierra.	72
2.1.4.3.	Valor de referencia de puesta a tierra.	73
2.1.4.4.	Selección del tipo de cimentación	74

3.	Líneas de transmisión subterráneas	74
3.1.	Sistema de puesta a tierra de una línea subterránea	75
3.2.	Conductor.....	76
4.	Descripción de las actividades ambientales en las líneas de transmisión.....	78
4.1.	Etapa de prediseño	78
4.1.1.	Planeación y estudios preliminares.	78
4.2.	Etapa de diseño	79
4.2.1.	Selección de ruta, trazado, plantillado y replanteo.....	79
4.3.	Licenciamiento ambiental para las líneas de transmisión de energía.	80
4.3.1.	Diagnóstico ambiental de alternativa (DAA).....	82
4.3.2.	Estudio de impacto ambiental (EIA).....	83
5.	Diferencia entre una licencia ambiental y PMA para el diseño de una línea de transmisión.....	84
5.1.	Caracterización ambiental.....	84
5.2.	Descripción de impactos ambientales en líneas de transmisión de energía.....	85
5.2.1.	Selección de ruta, trazado y adquisición de servidumbres.....	85
5.3.	Descripción de medidas de manejo para el diseño de las líneas de transmisión	87
6.	Disposiciones reglamentarias y normativas en materia ambiental a tener en cuenta para el diseño de líneas de transmisión en Colombia	90
6.1.	Ley 142 del 11 de 1994.....	92
6.2.	Ley 143 de 1994.....	93

6.2.1. Resolución MME N ^o . 181313 de 2002.....	94
6.2.2. Resolución MME N ^o . 181315 de 2002.	94
6.2.3. Resolución CREG 113 de 2015.	95
6.2.4. Resolución CREG No. 093 de 2014.	95
6.2.5. Resolución CREG No. 024 de 2013.	95
6.2.6. Resolución No. 90708 (agosto 30 del 2013).....	95
6.3. Resoluciones CREG del código de redes y del reglamento de operación del SIN.....	95
6.3.1. Resolución CREG N ^o . 106 de 2006.....	97
6.3.2. Resolución CREG N ^o . 065 de 2000.....	97
6.3.3. Resolución CREG N ^o . 075 de 1999.....	97
6.3.4. Resolución CREG N ^o . 011 de 1999.....	97
6.3.5. Resolución CREG N ^o . 025 de 1995.....	97
6.4. Legislación y normativa ambiental.....	98
6.4.1. Constitución política de 1991.....	98
6.4.1.1. Ley 45 de 1983.	100
6.4.1.2. Ley 30 de 1990.	101
6.4.1.3. Ley 29 de 1991, ley 29 de 1992 y ley 306 de 1996.....	101
6.4.1.4. Ley 165 de 1995.	101
6.4.1.5. Ley 253 de 1996.	101
6.4.2. Leyes y decretos que regulan la gestión ambiental integral.....	101

6.4.2.1.	Decreto ley 2811 de 1974.....	101
6.4.2.2.	Ley 23 de 1973.	101
6.4.2.3.	Ley 99 de 1993.	102
6.4.2.4.	Decreto 1753 de 1994.....	102
6.4.2.5.	Decreto 2150 de 1995.....	102
6.4.2.6.	Ley 388 de 1997.	102
6.4.2.7.	Ley 491 de 1999.	102
6.4.2.8.	Ley 357 de 1997.	102
6.4.2.9.	Ley 1450 de 2011.	103
6.4.2.10.	Ley 99 de 1993.	103
6.4.2.11	Resolución No. 2101 de 29 de octubre de 2009.....	103
6.4.2.12.	Decreto No. 1076 de 26 de mayo de 2015.	104
6.4.2.13.	Decreto 1449 de 1977.....	104
6.4.2.14.	Ley 2 de 1959.....	104
6.4.2.15.	Decreto 2372 de 2010.....	105
6.4.2.16.	Resolución No. 1526 de 2012.	105
6.4.2.17.	Resolución No. 383 de 2010.	105
6.4.2.18.	Decreto 1608 de 1978.....	105
6.4.2.19.	Directiva presidencial 10 de 2013.	106
6.4.2.20.	Ley 21 de 1991.	106

6.4.2.21. Convenio 169 de 1989 de la OIT.....	106
6.4.2.22. Decreto 1320 de 1998.....	106
6.4.2.23. Decreto 2811 de 1974.....	106
6.5. Adquisición de servidumbre	107
6.6. Adquisición de servidumbre según RETIE.....	108
6.7. Manejo integral de riesgos	112
6.7.1. Ley 46 de 1988.....	112
6.7.2. Decreto 919 de 1989 Artículo 6 Parágrafo 1.....	112
6.7.3. Constitución Colombiana de 1991, en el artículo 1.	112
6.7.4. Ley 99 de 1993 en el título I, artículo 1, numeral 9.	113
6.7.5. Ley 115 de 1994.....	113
6.7.6. Decreto 1753 de 1994.	113
7. Disposiciones reglamentarias y normas europeas en materia ambiental a tener en cuenta para el diseño de líneas de transmisión.....	113
7.1. Instrucción técnica complementaria 04 (ITC – LAT 04) documentación y puesta en servicio de las líneas de alta tensión.....	114
7.2. Real decreto 1955 / 2000 (1 de diciembre).....	115
7.3. Instrucción técnica complementaria ITC – LAT 05 verificaciones e inspecciones.....	116
7.4. Real decreto legislativo 1 / 2008 del 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la ley de evaluación de impacto ambiental de proyectos	117

7.5.	Declaración ambiental EMAS (Eco – Magnament and Audit Scheme) 2015.....	118
7.6.	Ley 6 / 2001, de 8 de mayo, modificación del real decreto legislativo 1302 / 1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental.....	120
7.7.	Determinación de la traza	121
7.8.	Prospección arqueológica	121
7.9.	Programa de vigilancia ambiental (PVA)	122
7.10.	Real decreto 263 / 2008, de 22 de febrero, por el que se establecen medidas de carácter técnico en líneas eléctricas de alta tensión, con objetos de proteger la avifauna.....	122
7.11.	Licencia ambiental para líneas de transmisión en España	123
8.	Conclusiones.....	125
	Referencias Bibliográficas	128

Lista de Figuras

Figura 1. Sistema eléctrico colombiano 1979.....	24
Figura 2. Sistema eléctrico colombiano 2017.....	26
Figura 3. Proyección del sistema eléctrico colombiano para el 2031.....	27
Figura 4. Diseño estándar de una línea de 500 kV.	29
Figura 5. Tipos de estructuras a niveles de 230 y 500 kV.	31
Figura 6. Líneas de transmisión de 500 kV y 230 kV de circuito sencillo y doble respectivamente.	36
Figura 7. Línea de transmisión de 500 kV- Estructura de retención.	36
Figura 8. Línea de transmisión de 500 kV. Estructuras terminales	37
Figura 9. Línea de transmisión de 500 kV, estructura en ángulos.....	37
Figura 10. Línea de transmisión de 500 kV. Estructuras de transposición.....	38
Figura 11. Cadena de Suspensión normal y los elementos que la conforman.....	44
Figura 12. Cadena de suspensión en 'V'.....	44
Figura 13. Cadena de retención	45
Figura 14. Aisladores de Porcelana y Vidrio.....	47
Figura 15. Conductor de aluminio AAC.....	57
Figura 16. Conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio (ACAR).....	57
Figura 17. Conductor de aleación de aluminio (AAAC).	59
Figura 18. Conductor de aluminio reforzado con acero (ACSR)	60
Figura 19. Cable de guarda.	65
Figura 20. Cable de guarda con fibra óptica y OPGW Tubo Central de Aluminio Extruido.....	68

Figura 21. Sistema tradicional de puesta a tierra en líneas de transmisión.....	70
Figura 22. Instalación de electrodo (Varilla de tierra).....	73
Figura 23. Valor de referencia de puesta a tierra	73
Figura 24. Líneas de transmisión subterráneos.....	76
Figura 25. Análisis estadístico para determinar los valores de corriente que transportan los circuitos del STN.	77
Figura 26. Actividades para el diseño y trazado de una línea de transmisión	79
Figura 27. Adquisición de Licencia Ambiental para una Línea de Transmisión.....	80
Figura 28. Comparativo PMA con Licencia Ambiental.	84
Figura 29. Descripción Medidas de Manejo	88
Figura 30. Diseño de líneas de transmisión según CREG.	96
Figura 31. Legislación Ambiental según Constitución de 1991	99
Figura 32. Proceso para la adquisición de Servidumbre.....	107
Figura 33. Zona de Servidumbre	110
Figura 34. Grupos de Interés, EMAS.....	119

Lista de Tablas

Tabla 1. Distribución de líneas por operador de red a la fecha actual	22
Tabla 2. Distribución de líneas de 220 kV existentes a la fecha de 1979	23
Tabla 3. Líneas proyectadas Intercolombia	25
Tabla 4. Parámetros de diseño eléctrico para líneas de transmisión.....	29
Tabla 5. Relación entre tensiones al impulso atmosférico y distancias mínimas en el aire hasta niveles de tensión de 300 kV	32
Tabla 6. Relación entre tensiones al impulso atmosférico y distancias mínimas en el aire hasta niveles de tensión mayores de 300 kV	33
Tabla 7. Distancias mínimas de seguridad.....	33
Tabla 8. Normativa para el diseño de estructuras	41
Tabla 9. Clasificación de los Aisladores.....	45
Tabla 10. Cadena de aisladores de suspensión y retención circuitos de 230 kV	50
Tabla 11. Numero de aisladores cadena de suspensión y retención (dobles) circuito para 500 kV	51
Tabla 12. Número mínimo de cadena de aisladores de porcelana para nivel de tensión de 230 kV	51
Tabla 13. Número mínimo de cadena de aisladores de porcelana para nivel de tensión de 500 kV	52
Tabla 14. Normas aplicables en conductores AAC	56
Tabla 15. Normas Aplicables a conductores ACAR	58
Tabla 16. Norma aplicada a conductores AAAC.....	59

Tabla 17. Condiciones para cálculo de capacidad de conductores aéreos	62
Tabla 18. Especificaciones técnicas alumowel-EPM	65
Tabla 19. Cable de Guarda OPGW.....	67
Tabla 20. Norma de los Cables de guarda con hilos de acero galvanizado de extra-alta resistencia	68
Tabla 21. Descripción unidad constructiva cable de guarda.....	69
Tabla 22. Condiciones para Cálculo de capacidad de Conductores Subterráneos	77
Tabla 23. Directrices DDA y EIA.....	85

Apéndice

Apéndice A. Informe de oportunidades y uso - Intercolombia por la UPME, se adjunta en medio digital en CD

Resumen

Título: DOCUMENTACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU EVOLUCIÓN*

Autores: Juan Sebastian Barrera Pulido
Elsy Gabriela López Bautista**

Palabras clave: Transmisión de Energía, Sistema de Transmisión Nacional, Conductores, Aisladores, Sistemas de Puesta a Tierra, Torres de Transmisión, Normativa Ambiental.

Descripción:

Las líneas de transmisión de energía eléctrica operan a muy altas tensiones y se construyen en forma aérea o subterránea, en corriente alterna (AC) o en corriente directa (DC), y están formadas por conductores, soportes (torres) o canalizaciones (en el caso de líneas subterráneas) y aisladores, entre otros componentes. Estos elementos que conforman las líneas de transmisión han registrado cambios a raíz de los avances tecnológicos y las técnicas de construcción también se han modificado para responder, entre otras cosas, a las crecientes restricciones ambientales y sociales que se dan para este tipo de infraestructura.

Este trabajo de grado tiene como fin de documentar los cambios que se han venido registrando en los últimos diez años las líneas de transmisión de energía eléctrica tanto a nivel de componentes, técnicas de construcción, desarrollo normativo y reglamentario en términos ambientales. Revisando el caso colombiano frente a los sistemas de potencias más desarrollados que existen en la actualidad como puede ser el caso de Europa.

Adicionalmente, este trabajo de grado complementa la documentación de la temática de las líneas de transmisión que viene siendo abordada en otros trabajos de grado de la escuela en donde se han detallado aspectos como: El cálculo de los parámetros, el modelado, la selección del conductor, entre otros.

* Proyecto de grado

** Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.
Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Doctor en Ciencias con énfasis en Ingeniería Eléctrica.

Abstract

Title: DOCUMENTATION OF THE COMPONENTS OF THE ELECTRIC POWER TRANSMISSION LINES AND THEIR EVOLUTION *

Authors: Juan Sebastian Barrera Pulido
Elsy Gabriela López Bautista**

Keywords: Energy Transmission, National Transmission System, Conductors, Isolators, Earthing Systems, Transmission Towers, Environmental Regulations.

Description:

The electric power transmission lines operate at very high voltages and are built in aerial or underground form, in alternating current (AC) or direct current (DC), and are formed by conductors, supports (towers) or pipelines (in the case of underground lines) and insulators, among other components. These elements that form the transmission lines have registered changes due to the technological advances and construction techniques have also been modified to respond, among other things, to the growing environmental and social restrictions that exist for this type of infrastructure.

This bachelor thesis aims to document the changes that have been registered over the last ten years in the transmission lines of electrical energy, both at the component level, construction techniques, normative and regulatory development in environmental terms. Reviewing the Colombian case against the most developed power systems that exist today such as the case of Europe.

In addition, this bachelor thesis complements the documentation of the transmission lines thematic that is addressed in other school's bachelor works where aspects such as the following have been detailed: The calculation of the parameters, the modeling, the selection of the conductor, among others.

* Bachelor thesis

** Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.
Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Doctor of Science with an emphasis in Electrical Engineering.

Introducción

En las últimas 5 décadas las líneas de transmisión de energía eléctrica han presentado cambios en sus componentes (conductores, cables de guarda, apoyos, aislamientos, sistemas de puesta a tierra) y regulación ambiental en la etapa del diseño, debido a que no existe un documento que recopile toda la información mencionada, se desarrolla el presente trabajo de grado con el fin de consolidar toda la temática mencionada.

Adicionalmente, este trabajo de grado complementa la documentación de la temática de las líneas de transmisión de energía eléctrica que viene siendo abordada en otros trabajos de grado de la escuela en donde se han detallado aspectos como: El cálculo de los parámetros, el modelado, la selección del conductor, entre otros.

El desarrollo de la temática se presenta en siete capítulos donde se muestra en los tres primeros la expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) a partir del año 1970, evolución de los componentes de una línea de transmisión y se menciona de forma general las nuevas tendencias de transmisión por medio subterráneo (Líneas de transmisión subterráneas). En los cuatro capítulos restantes se presenta la normativa que debe tenerse en cuenta en el diseño de líneas de transmisión y regulación en temática ambiental, finalizando con un comparativo en reglamentación ambiental frente a países europeos (España).

1. Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia

Los primeros sistemas eléctricos se desarrollaron en corriente continua (CC), pero casi paralelamente se desarrollaron los sistemas en corriente alterna (AC) los cuales se impusieron sobre los CC debido a su facilidad para la transformación de los niveles de tensión. Esta facilidad para aumentar o reducir los niveles de tensión en AC con ayuda del transformador dio origen a las líneas de transmisión mediante las cuales se podía transportar grandes cantidades de energía a través de grandes distancias.

En Colombia la transmisión de energía eléctrica se efectúa en corriente alterna (AC), aunque actualmente se tienen proyectadas un par de líneas en corriente continua en el área de la Guajira y para la interconexión con Panamá. Para garantizar la transmisión de energía eléctrica esta se rige por indicadores de calidad y de la normativa ambiental en diseño de las líneas de transmisión, es por este motivo que ha sido necesario que todos los elementos que conforman una línea de transmisión presenten sus respectivos sellos de fabricación bajo normas técnicas que garanticen su adecuado uso (Nancy & Padilla, 2005).

En Colombia, al conjunto de líneas de transmisión y subestaciones asociadas se le conoce como sistema de Transmisión Nacional STN, el cual opera con tensiones de 220 kV, 230 kV y 500 kV, teniéndose instalados actualmente cerca de 2675,23 km, 10253,14 km y 2535,39 km respectivamente. Las empresas que mayores longitudes de líneas poseen son Intercolombia y Transelca, como se puede observar en la tabla 1 (Parametros técnicos del SIN, 2019).

Tabla 1.

Distribución de líneas por operador de red a mayo del 2019

Líneas de transmisión por agentes		
Operador	Longitud(km)	Tensión (kV)
Empresas Públicas de Medellín	842,95	220
Empresas Públicas de Medellín	149,12	230
Grupo Energía Bogotá	1523,58	230
Grupo Energía Bogotá	20	220
Intercolombia	177,64	220
Intercolombia	8169,75	230
Transelca	1634,64	220
Centrales eléctricas del Norte de Santander	9,2	230
Distasa	18,75	230
Electrificadora de Santander	120,41	230
Empresas de Energía del Pacífico	272,33	230
Empresas Públicas de Medellín	45,9	500
Intercolombia	2489,49	500

Nota: Distribución de líneas por operador de red a mayo del 2019. Adaptado de Parámetros técnicos del SIN (2019). Líneas de transmisión por agentes operadores.

A comienzos de 1979 el sistema interconectado a cargo de ISA y sus socios (EEEEB, EPM, CVC y CHIDRAL, CORELCA e ICEL y CHEC) comprendían aproximadamente el 96% de la capacidad de generación, el 4% restante se componen de plantas pequeñas fuera de la red de interconexión y de la autogeneración de algunas industrias, hasta ese año se habían puesto en operación 1988 km de líneas a nivel de 220 kV de los cuales 939 km son de circuito sencillo y 1049 km de doble circuito, de forma más detallada se pudo apreciar en la tabla 2 la distribución de los kilómetros de líneas.

Tabla 2.
Distribución de líneas de 220 kV existentes a la fecha de 1979

Líneas Existentes 220 kV -1978			
Línea	Longitud [km]	Voltaje [kV]	No Circuitos
Esmeralda-Guatapé	169	220	2
Esmeralda-Yumbo	194	220	2
Esmeralda-La Mesa	174	220	2
Chivor-Torca	103	220	2
Chivor-Paipa	120	220	2
Torca- La Mesa	55	220	2
Guatapé-Envigado	65	220	2
Guatapé-Miraflores	51	220	2
Alto Anchicayá-Yumbo	54	220	1
Alto Anchicayá-Pance	54	220	1
Yumbo-Pance	27	220	1
Paipa-Bucaramanga	154	220	1
Bucaramanga-Cúcuta	121	220	1
Barranca-Bucaramanga	90	220	1
Guatapé-Barranca	199	220	1
Barranquilla-Sabanalarga	28	220	2
Sabanalarga-Cartagena	80	220	2
Sabanalarga-Valledupar	240	220	1

Nota: Distribución de líneas de 220 kV existentes a la fecha de 1979. Adaptado de Sandoval A., (2004). Estudios del sector de energía eléctrica.

Con el fin de cubrir la demanda energética del país, basado en los estudios realizados por las diferentes entidades que en ese tiempo conformaban el sector eléctrico, se decidió la expansión del sistema eléctrico con el propósito que para finales de 1983 la capacidad instalada fuera de 7364 MW con respecto a los 4047 MW ya existentes, con este fin se propuso una expansión de la red

de transmisión, la cual incluyó 1968 km de líneas adicionales de los cuales 599 km estaban a 500 kV (519 km para el segundo circuito San Carlos- Sabanalarga y 80 km para Urrá – Cerromatoso en doble circuito) y 1369 km a 220 kV. Hasta 1988 se puede observar en la figura 1 el sistema eléctrico colombiano con su proyección del circuito de 500 kV (Sandoval, 2004).

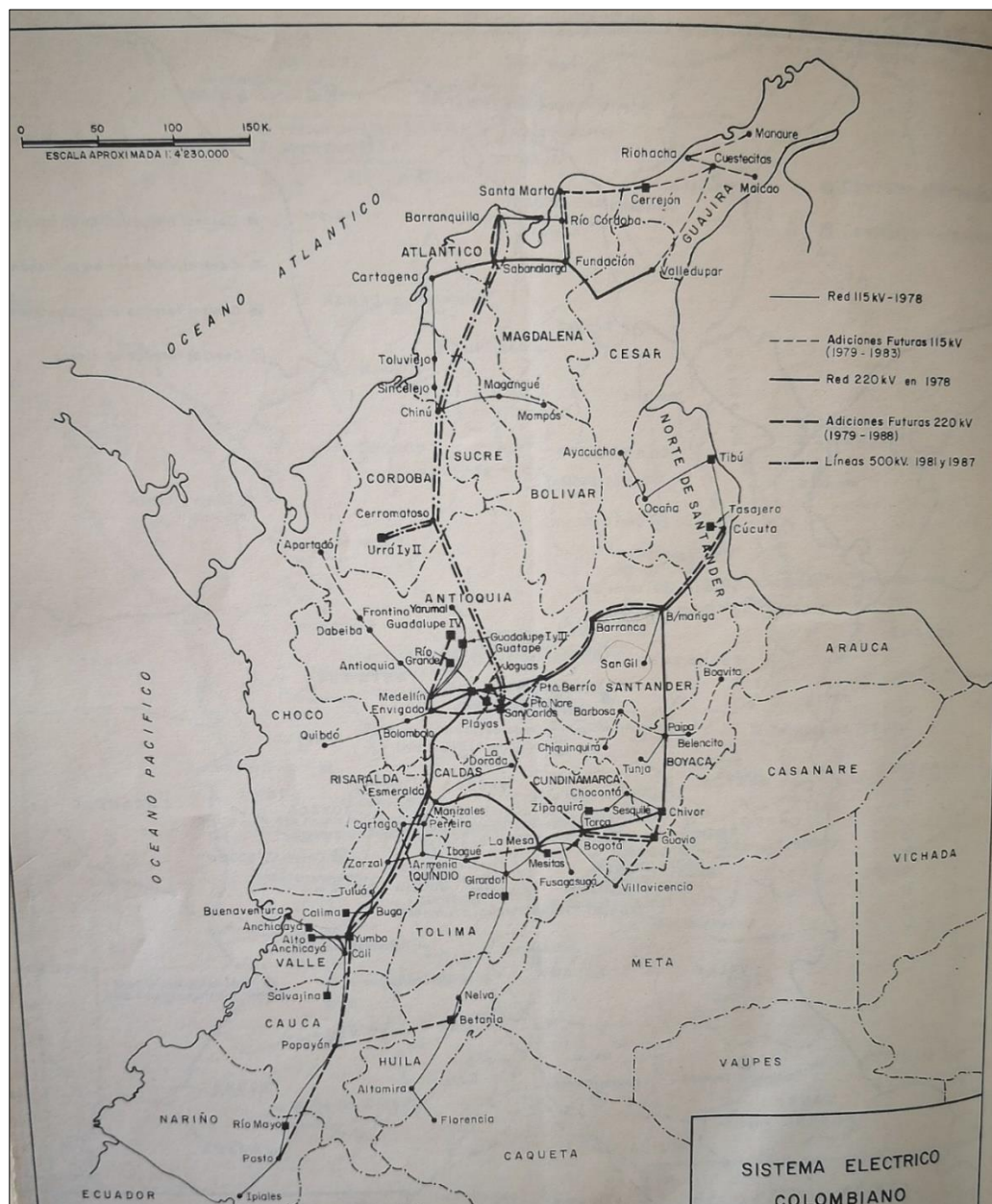


Figura 1. Sistema eléctrico colombiano 1979. Adaptado de parámetros técnicos del SIN (2019). Líneas de transmisión por agentes operadores.

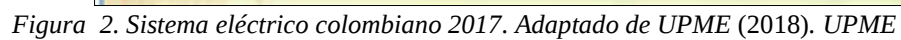
En la actualidad Intercolombia lidera con un 98,2% y un 79,68 de longitud de línea construida en 500 kV y 230 kV respectivamente consolidándolo como líder de transmisión por agentes operadores. Además de contemplar nuevas proyecciones de líneas para el 2018 y 2019 como se puede apreciar en la tabla 3. Para las líneas a cargo por este operador de red (OR) se puede consultar el apéndice A.

Tabla 3.
Líneas proyectadas Intercolombia

LINEAS PROYECTADAS					
AÑO DE ENTRADA	NODO 1	NODO 2	No. CIRCUITOS	TENSIONES (kV)	TIPO DE CONDUCTOR
2018	Chinú	Montería	1	230	ACAR
2018	Montería	Urabá	1	230	ACAR
2018	Antioquia	Cerromatoso	1	500	ACAR-AAC
2018	Antioquia	Cerromatoso	1	500	ACAR-AAC
2018	Antioquia	Porce III	1	500	ACAR
2018	Porce III	Sogamoso	1	500	ACAR-AAC
2018	Antioquia	Medellín	1	500	ACAR
2018	Medellín	Ancón	1	230	ACAR,XLPE
2018	Medellín	Occidente-Ancón Sur	1	230	ACAR
2018	Sochagota	San Antonion	2	230	ACAR
2019	Cerromatoso	Chinú	1	500	AAC
2019	Chinú	Copey	1	500	AAC

Nota: Líneas proyectadas Intercolombia. *Adaptado de Parámetros técnicos del SIN (2019). Líneas de transmisión por agentes operadores.*

Los cambios que ha sufrido el STN se pueden apreciar en la figura 2 donde a comparación de la figura 1 se puede apreciar la construcción de la línea de 500 kV, la expansión de la línea de 220 kV a Ecuador y expansión al oriente de Colombia hasta Rubiales.



Pronosticando de manera anticipada el crecimiento energético que va a sufrir el país se ha proyectado la construcción de una segunda línea de 500 kV además de la construcción de una línea de transmisión en DC que conecta Panamá II – Cerromatoso - Guajira como se ve en la figura 3, aunque todavía está por definirse esta construcción.



Figura 3. Proyección del sistema eléctrico colombiano para el 2031. Adaptado de UPME (2018). UPME

2. Componentes de una línea de transmisión aérea de corriente alterna

Las líneas de transmisión de alto y muy alto voltaje interconectan las centrales eléctricas y las cargas.

La disposición física de la mayoría de las líneas de extra-alto voltaje (EHV) es similar a la figura 4 donde se muestran los componentes principales de una EHV:

- Estructura: la figura 4 muestra una torre enrejada de acero.
- Aislador: las cuerdas en V sostienen cuatro conductores agrupados en cada fase.
- Conductor: cable de aluminio reforzado con acero.
- Cimentación y puesta a tierra: cimientos de hormigón reforzado con acero y electrodos de puesta a tierra.
- Cable de Guarda: conectados a tierra, protegen a los conductores de fase de los rayos.

A niveles de tensión más bajos, la apariencia de la línea se puede mejorar utilizando un acero más estético (UPME, 2018).

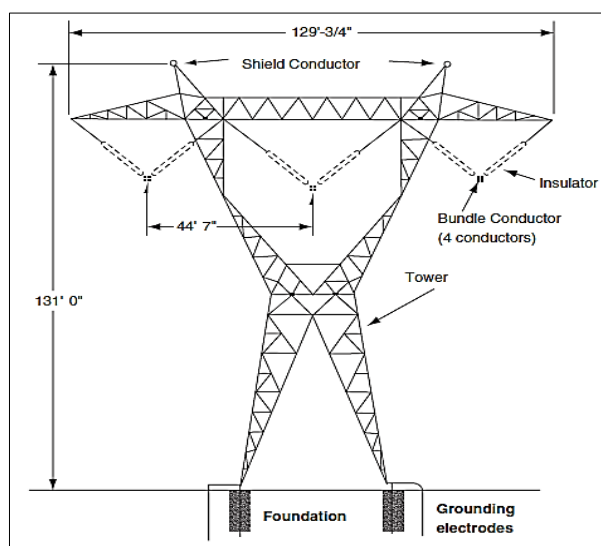


Figura 4. Diseño estándar de una línea de 500 kV. Adaptado de Fang S., (2002). *Manual para diseño de líneas de transmisión*.

2.1 Componentes de diseño que conforman una línea de transmisión

Teniendo en cuenta los parámetros mínimos de diseño dictados por la UPME y requerimientos exigidos en el RETIE, toda línea de transmisión construida o modificada debe contar con un diseño eléctrico que cumpla con lo especificado en la tabla 4, de igual forma las características de los elementos que conforman la línea de transmisión y normativa aplicable a dichos elementos mencionados anteriormente se definirán a continuación.

Tabla 4.
Parámetros de diseño eléctrico para líneas de transmisión

DISEÑO ELECTRICO DE LINEAS DE TRANSMISION	
Componentes de la línea	Estudio de pérdidas de energía
Confiabilidad de la línea	Efecto corona y gradientes superficiales
Coordinación de aislamiento	Sobretensiones por ondas tipo rayo y tipo maniobra
Coordinación de protecciones	Niveles de campos electromagnéticos

Continuación de la Tabla 4. Parámetros de diseño eléctrico para líneas de transmisión

DISEÑO ELECTRICO DE LINEAS DE TRANSMISION	
Distancias de seguridad	Puesta a tierra
Parámetros de la línea	Niveles de radio interferencia
Estudios de apantallamiento	Conductor económico
Estudio de flujo de cargas	Perdidas por efecto corona

Nota: Parámetros de diseño eléctrico para líneas de transmisión. Adaptado del ministro de minas y energía, (2013). Anexo general del RETIE.

Los actos a considerar en cálculos de diseño de líneas de transmisión con respecto a cargas permanentes, condiciones ambientales y esfuerzos en conductores en cada caso están sujetos a:

- **Cargas y sobrecargas:** se considerará los cálculos mecánicos nombrados más adelante en condiciones normales y desfavorables de operación que afecten no solo la estructura sino las cargas permanentes (cargas verticales) que corresponden al peso de los elementos dispuestos en la estructura (conductores, aisladores, cables de guarda, etc.).
- **Presiones causadas por el viento:** donde corrientes de viento actúen en los elementos de las líneas dando lugar a presiones sobre los conductores y cables de guarda.
- **Esfuerzos por rotura de conductores:** en cualquier tipo de estructura la rotura de un conductor o cable de guarda genera un esfuerzo sobre esta y reduciendo dicho esfuerzo mediante dispositivos especiales (Luiz Maria Checa, 2003).

2.1.1 Estructura. La principal función que cumple es la de soportar los conductores encargados de transportar la energía desde el punto donde se genera a las subestaciones encargadas de la distribución hasta el usuario final. El dimensionamiento de la estructura para el diseño de una línea de transmisión aérea depende principalmente:

- Nivel de tensión al cual se va a operar.

- Tipo de conductor empleado en el diseño.
- Número de conductores por fase.
- Costos de construcción.
- Zona donde se construirá la línea.

En Colombia los diseños empleados comúnmente para los niveles de extra-alta tensión mostrados en la figura 5 son empleados en configuraciones de circuitos sencillos y dobles en niveles de 220 kV, 230 kV y 500 kV. Dichos diseños deben contar con unas distancias mínimas entre conductores garantizando la adecuada transmisión de la energía sin que se presenten fallas como lo son los arcos eléctricos e interferencias de campo eléctrica entre conductores.

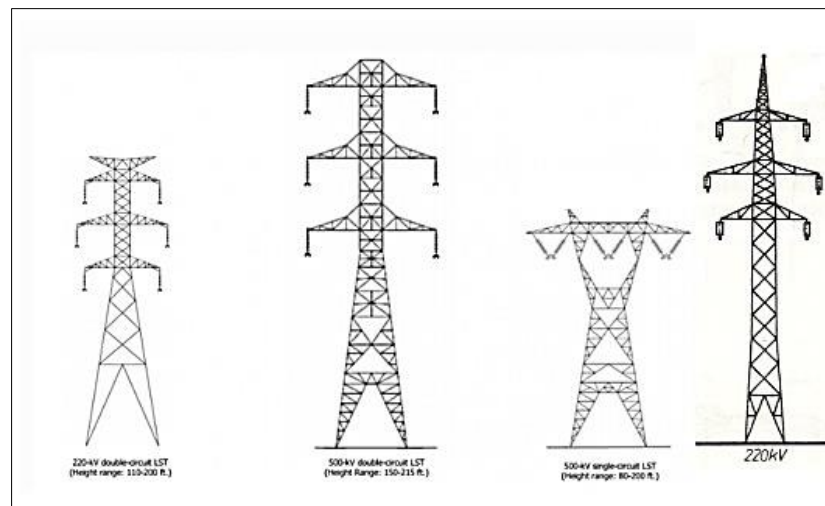


Figura 5. Tipos de estructuras a niveles de 230 y 500 kV. Adaptado del Kehang, (2010). Montar la estructura de torre de acero de líneas de transmisión.

Los criterios a considerar para las distancias mínimas entre conductores dependerán de la altura del terreno donde se construirá la línea y del BIL, ya que estas condiciones determinan las distancias mínimas fase - fase y fase – tierra. Para niveles de tensión de 230 kV existen valores

normalizados a una altura de 1000 metros sobre el nivel del mar y una tensión impulso tipo rayo de valor de 1050 kV correspondiente a una distancia mínima fase – fase de 2,1 metros y fase – tierra de 1,9 metros, como se encuentra señalado en la tabla 5

Tabla 5.

Relación entre tensiones al impulso atmosférico y distancias mínimas en el aire hasta niveles de tensión de 300 kV

Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo [kV]	Distancias mínimas [mm]	
	Fase - fase	Fase - tierra
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
200	380	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

Nota: Relación entre tensiones al impulso atmosférico y distancias mínimas en el aire hasta niveles de tensión de 300 kV. Adaptado de Mejía V, (1991). Subestaciones de alta y extra alta tensión.

De igual forma se tendrán las mismas consideraciones para las distancias mínimas entre conductores de las estructuras de 500 kV tomando de valor normalizado los mismos 1050 kV (ver tabla 6) de tensión al impulso de maniobra y cuyas distancias fase – fase es de 3,4 metros y fase – tierra de 2,6 metros.

Tabla 6.

Relación entre tensiones al impulso atmosférico y distancias mínimas en el aire hasta niveles de tensión mayores de 300 kV

Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo [kV]	Distancias mínimas [mm]	
	fase-fase	fase-tierra
750	1900	1600
850	2400	1800
950	2900	2200
1050	3400	2600
1175	4100	3100
1300	4800	3600
1425	5600	4200
1550	6400	4900

Nota: Relación entre tensiones al impulso atmosférico y distancias mínimas en el aire hasta niveles de tensión mayores de 300 kV. Adaptado de Mejía V, 1991. Subestaciones de alta y extra alta tensión.

Nota: Estas distancias de fase y tierra pueden variar según condiciones de altura y del BIL.

Según criterios del RETIE las distancias mínimas a considerar en el diseño de la estructura sin que ponga en riesgo la vida de las personas, se pueden contemplar en la tabla 7.

Tabla 7.

Distancias mínimas de seguridad

DESCRIPCIÓN	TENSION NOMINAL ENTRE FASES (kV)	DISTANCIAS(m)
Distancias mínimas vertical al piso en cruce por espacios usados como campos deportivos abiertos, sin infraestructura en	500	14.6
	230/220	12.8
	115/110	12

Continuación de la Tabla 7. Distancias mínimas de seguridad

DESCRIPCIÓN	TENSION NOMINAL ENTRE FASES (kV)	DISTANCIAS(m)
la zona de servidumbre, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificaciones ubicadas debajo de los conductores.	66/57.5	12
	44/34.5/33	12
	13.8/13.2/11.4/7.6	12
	< 1	12
Distancia mínima horizontal en cruce cercano a campos deportivos que incluya infraestructura, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificación asociada al campo deportivo	500	11.1
	230/220	9.3
	115/110	7
	66/57.5	7
	44/34.5/33	7
	13.8/13.2/11.4/7.6	7
	< 1	7

Nota: Distancias mínimas de seguridad. Adaptado de Ministro de minas y energía, (2013). Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE

2.1.1.1 Criterios de diseño en estructuras. En cuanto a criterios eléctricos estos se deben realizar considerando la combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de:

- Sobretensiones a causa de descargas atmosféricas.
- Sobretensiones de maniobra.
- Sobretensiones de frecuencia industrial donde se garantice que la capacidad de resistencia de la estructura sea mayor a los efectos de las cargas sobre estas.

Con respecto a las condiciones para localizar las estructuras, se deben tener en cuenta las distancias mínimas de seguridad relacionadas entre el conductor inferior de la línea y el terreno de libre acceso a peatones además distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc. Dichas distancias mínimas se mencionan en el capítulo 7 numerales 7.5 y 7.6 de este libro.

- Las estructuras de apoyo para las líneas aéreas deberán ser auto-soportadas según requerimientos de la UPME y frecuentemente no es necesaria la ayuda de grúas ni helicópteros para su montaje (figura 5), además de seguir las técnicas de diseño expuestos en el manual ASCE 74 donde se puede tener en consideración los cálculos empleados para las curvas de utilización en base al tipo de estructura, los casos a considerar ante fallas que se puedan presentar en los conductores y cables de guarda ya que la mayoría de comportamiento inusual que pueda llegar a presentar la estructura es por causa de estos y eventos relacionados con el clima que puedan afectar el funcionamiento adecuado de la estructura o su vida útil.
- Los requisitos mecánicos en estructuras como lo son los materiales empleados en el diseño, forma constructiva y montaje deben cumplir con ciertas condiciones de operación tanto en condiciones normales como anormales, dichos requisitos son nombrados más adelante.
- El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para cada una de las hipótesis de carga definidas, deben hacerse considerando la metodología establecida por el ASCE (Sociedad Estadounidense de Ingenieros Civiles) (UPME, 2018).

2.1.1.2 Clasificación de las estructuras. Las estructuras para los dos niveles de tensión de 500 kV y 230 kV se pueden catalogar según la función que empleen y condiciones de operación de la línea las cuales son:

- **Estructuras de suspensión:** encargadas de soportar el peso de los conductores y cables de tierra, aisladores, su uso debe ser empleado únicamente en alineaciones rectas o ángulos de deflexión

pequeños (inferiores a 30°), de este tipo de estructuras como se puede ver en la figura 6 está compuesta un 80% de las estructuras empleadas en diseños de líneas.



Figura 6. Líneas de transmisión de 500 kV y 230 kV de circuito sencillo y doble respectivamente. Adaptado de Kehang, (2019). Montar la estructura de la torre de acero de líneas de transmisión.

- **Estructuras de retención:** este tipo de estructuras mostrada en la figura 7 es empleada para sostener los conductores en los cambios de ángulos en los vértices que forman dos alineaciones además de ser empleados con la función de limitar la caída en domino de las estructuras de suspensión.



Figura 7. Línea de transmisión de 500 kV- Estructura de retención. Adaptado de Kehang, (2019). Montar la estructura de la torre de acero de líneas de transmisión.

- **Estructuras terminales:** utilizadas a los extremos de las líneas, empleadas para tolerar en sentido longitudinal de la línea todos los conductores y cables de tierra (ver figura 8).

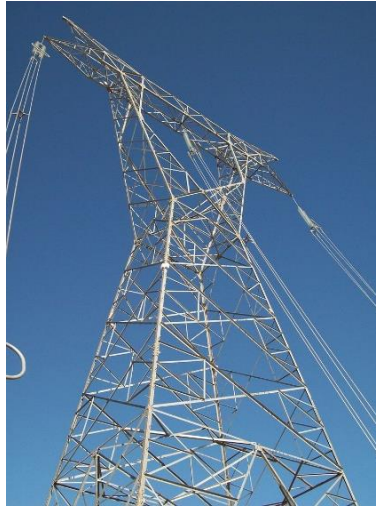


Figura 8. Línea de transmisión de 500 kV. Estructuras terminales Adaptado de acero ATD, (2019). Torres para líneas de transmisión.

- **Estructuras en ángulos:** Empleada en los cambios de dirección (ver figura 9) que pueda sufrir la línea, se encuentra ubicada en las intersecciones con el fin de igualar las tensiones longitudinales de los conductores con el propósito de que sea la estructura la que soporte las fuerzas ejercidas por la tensión de los conductores cuando es cambiada la trayectoria.



Figura 9. Línea de transmisión de 500 kV, estructura en ángulos Adaptado de acero ATD, (2019). Torres para líneas de transmisión.

- **Estructuras de transposición:** Empleadas para cambiar la posición de las fases de las líneas, rotando el conductor para ocupar la siguiente posición (ver figura 10) con el fin de equilibrar los efectos de las reactancias y capacitancias entre los conductores.

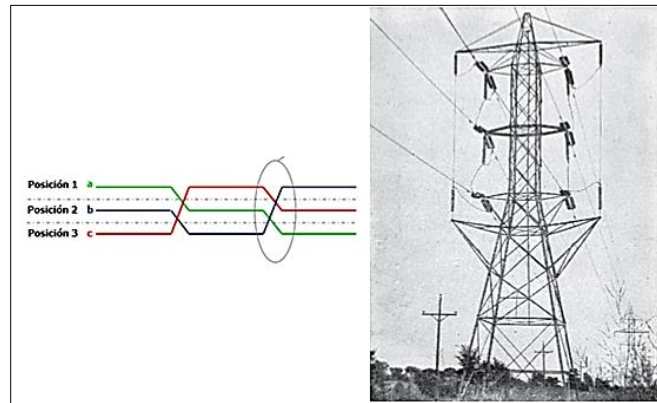


Figura 10. Línea de transmisión de 500 kV. Estructuras de transposición. Adaptado del Sector de electricidad, (2016). Explicando la transposición de líneas de transmisión.

2.1.1.3 Requisitos mecánicos en estructuras. En el diseño de estructuras capaces de soportar los conductores se considera dependiendo del tipo de estructura existen condiciones de operación normales y anormales para cada una de ellas debido a que no se debe ver afectada la estructura ante fallas presentadas en los conductores, dichas condiciones siguen parámetros dictados por el RETIE para lo cual las estructuras deben cumplir para diferentes hipótesis: (Ministro de minas y energía, 2013).

2.1.1.3.1. Estructuras de suspensión. Las condiciones anormales dependerán de si la configuración de los conductores de la línea es en haz o es un solo conductor por fase.

- Conductores en haz: se pueden presentar dos situaciones, la primera, con el 50% de los subconductores rotos en cualquier fase; los demás subconductores, fases y cables de guarda

sanos con viento máximo promedio y temperatura coincidente y la segunda en la que un cable de guarda está roto y las fases y cable de guarda restante (si existe) sanos en condiciones de viento máximo promedio y temperatura coincidente.

- Un solo conductor por fase: donde solo un conductor de cualquiera de las fases esté roto y las demás fases y el (los) cable (s) de guarda sanos, la otra condición en el que un cable de guarda esté roto y las fases y el cable de guarda restante (si existe) sanos. En ambas condiciones considerando viento máximo promedio y temperatura coincidente.

2.1.1.3.2. Estructura de retención. En estructuras de retención las condiciones anormales también son tenidas en cuenta en conductores en haz y un solo conductor por fase.

- Conductores en haz: todos los subconductores en cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente. Las demás fases y el cable de guarda restante (si existe), sanos en condiciones de viento máximo promedio y temperatura coincidente.
- Líneas con un solo conductor por fase: se cumplen dos condiciones en este caso, el primero donde cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente y las demás fases y el cable de guarda restante (si existe), sanos; la segunda condición donde dos fases diferentes están rotas y la fase restante y el (los) cable (s) de guarda, sanos, en las dos condiciones se consideran viento máximo promedio y temperatura coincidente.

2.1.1.3.3. Estructuras terminales. En condiciones anormales de operación se cumple para conductores en haz y un solo conductor por fase las siguientes condiciones:

- Conductores en haz: donde todos los subconductores en cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente y las demás fases y el cable de guarda restante sanos; la segunda condición a considerar donde todos los subconductores rotos en dos fases diferentes y la fase restante y el cable de guarda sanos, en las dos condiciones considerando viento máximo promedio y temperatura coincidente.
- Con un solo conductor de fase: donde cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente y las demás fases y el cable de guarda restante sanos; la segunda condición consiste donde dos fases diferentes estén rotas y la fase restante y el cable de guarda sanos, para las dos condiciones se considera viento máximo promedio y temperatura coincidente.

En los tres tipos de estructuras en condiciones normales todos los conductores y cables de guarda se encuentran sanos, vientos máximos de diseño y temperatura coincidente (Leb SA, 2014).

2.1.1.4 Normas empleadas en materiales y componentes de la estructura. Los elementos empleados en el diseño de estructuras de líneas de transmisión deben cumplir con la última versión de las normas mencionadas en la tabla 8, así mismo dichas normas cumplan especificaciones dadas por el RETIE y la CREG, las cuales deben ser tenidas en cuenta no solo en el proceso de fabricación, de pruebas o control de calidad del diseño de la estructura sino además en accesorios empleados en el diseño y montaje.

Tabla 8.
Normativa para el diseño de estructuras

NORMA	DESCRIPCION
ASTM A36	Carbon Structural Steel
ASTM A572	High-Strength Low-Alloy Columbium-Vanadium Structural
ASTM A394	Steel Transmission Tower Bolts, Zinc-Coated and Bare.
ASTM A563	Carbon and Alloy Steel Nuts
ASTM A6	General Requirements for Rolled Structural Steel Bars, Plates, Shapes, and Sheet Piling.
ASTM B6	Standard Specification for Zinc
ASTM A90	Test Method for Weight \[Mass\] of Coating on Iron and Steel Articles with Zinc or Zinc-Alloy Coatings
ASTM A123	Zinc (Hot-Dip Galvanized) Coatings on Iron and Steel Products.
ASTM A143	Safeguarding Against Embrittlement of Hot-Dip Galvanized Structural Steel Products and Procedure for Detecting Embrittlement
ASTM A153	Specification for Zinc Coating (Hot Dip) on Iron and Steel Hardware
ASTM A239	Practice for Locating the Thinnest Spot in a Zinc (Galvanized) Coating on Iron or Steel Articles
ASTM A370	Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products
AISC y ASCE/ANSI 10 – 97	Design of Latticed Steel Transmission Structures

Nota: Normativa para el diseño de estructuras. Adaptado Ministro de minas y energía, (2013). Especificaciones técnicas Suministro de estructuras metálicas para líneas de transmisión.

2.1.1.5 Características de los materiales. La adecuada elección del material puede llegar a determinar la vida útil de la estructura ya que influye tanto en el nivel de tensión, como el lugar para el que se va a diseñar; en caso de querer diseñar una estructura para el nivel de tensión de 230 kV es admitida por la CREG el diseño de estructuras tipo poste en concreto o acero hasta

valores de corriente no mayores de 1000 A por conductor en configuración circuito sencillo o doble circuito, para la transmisión de corriente superiores es obligatorio implementar estructuras metálicas de acero; diferente el caso para la transmisión a 500 kV donde solo es admisibles estructuras metálicas. De forma general los materiales empleados en el diseño deben cumplir:

- Tanto los materiales como elementos suministrados para el diseño deben estar libres de defectos y/o corroídos por la intemperie, además de haber sido aprobados satisfaciendo las normas mencionadas anteriormente en la tabla 8 o que cumplan con criterios y especificaciones emitidos por los entes anteriores mencionados, de igual forma los materiales suministrados deben cumplir certificados de calidad donde se verifiquen las pruebas mecánicas que confirmen la calidad de la materia prima.
- Las estructuras de apoyo de las líneas deben ser auto-soportadas con cimentación stub y las torres deben ser diseñadas cuyas características físicas y mecánicas cumplan con lo que dice la norma, en específico ASTM A36 y ASTM A572.
- Los stubs son un elemento de la estructura que queda empotrado en las fundiciones de concreto armado cuya función es trasladar los esfuerzos de las patas de las estructuras a las fundaciones, la colocación de estos debe ser de acuerdo con las condiciones indicadas por el proyecto teniendo en cuenta parámetros de altura, ángulo de posicionamiento y demás aspectos necesarios para su colocación.
- El diseño de las estructuras es de tipo celosía de acero galvanizado inoxidable, los elementos de acero que se les aplique el proceso de galvanización deben seguir las recomendaciones en la norma ASTM A143 con el fin de evitar pérdidas en la ductilidad y en la resistencia del acero. Las platinas y elementos empleados en el montaje de la estructura también deben pasar por el

proceso de galvanización cumpliendo parámetros ASTM A123 y ASTM A153 (Ministro de minas y energía, 2013).

2.1.2 Aislamiento. El aislamiento eléctrico es una parte vital en el diseño de una línea de transmisión, ya que son los encargados de sujetar mecánicamente a los conductores activos que forman parte de la línea de transmisión manteniendo no solamente aislado el conductor de otros conductores sino además de diferentes partes conectadas a tierra de la estructura, por otra parte, evita movimientos transversales y longitudinales de los conductores. Aunque el costo del aislamiento es sólo una pequeña fracción del costo de la línea, el rendimiento de la línea depende en gran medida de la integridad del aislamiento.

2.1.2.1 Clasificación de los aisladores. Se utilizan cadenas de suspensión en los apoyos para el soporte de los conductores los cuales pueden estar configurados por cadenas simples de suspensión y cadenas doble en “V”.

- **Cadena simple de suspensión:** encargados de soportar los conductores laterales conformados por cadenas, cuya cantidad de elementos conformados en la cadena dependerá del nivel de tensión, dichos aisladores están conectados a un yugo encargado de mantener los aisladores separados entre conductores de un mismo haz, esta cadena de suspensión se puede observar en la figura 11.

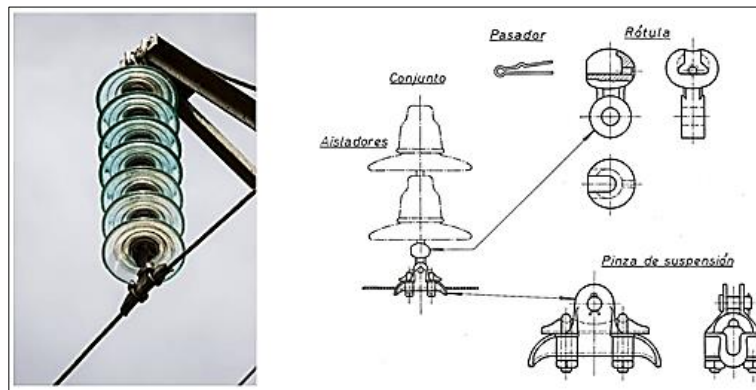


Figura 11. Cadena de Suspensión normal y los elementos que la conforman. Adaptado de Andrés G, (1969). Líneas aéreas de AT: Aisladores y herrajes.

- **Cadenas dobles en "V":** encargados de soportar los conductores de la fase central por medio de dos cadenas de aisladores (ver figura 12) que evitan desplazamiento debido al viento.

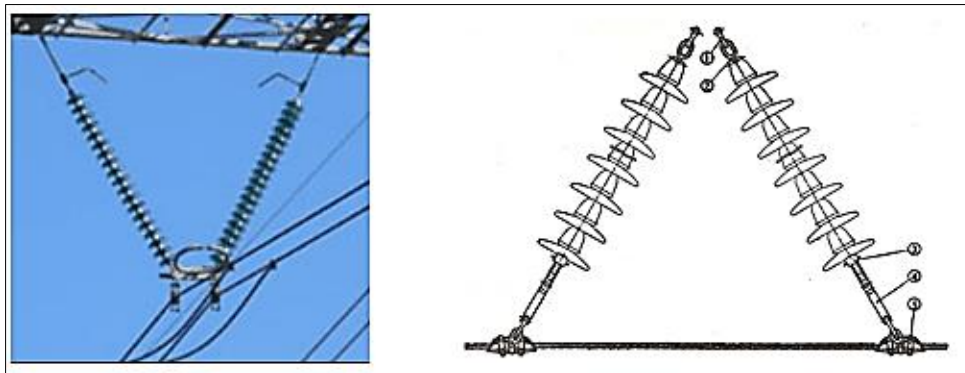


Figura 12. Cadena de suspensión en 'V'. Adaptado Andrés G, (1969). Líneas aéreas de AT: Aisladores y herrajes

- **cadena de retención:** se emplean cadena de aisladores (figura 13) con el fin de sostener el conductor en diferentes tramos con el propósito de soportar la tensión de los conductores en caso de rotura.



Figura 13. Cadena de retención. Adaptado de Sebastián G., (2010). Transposición en líneas de 500 kV

2.1.2.2 Características generales de los aisladores. Los aisladores deben tener la capacidad de soportar el estrés mecánico y eléctrico a los que la línea está expuesta debido a que se pueden generar fallas en el aislamiento que puede causar daños permanentes al equipo y apagones a largo plazo, es por esta razón que los aisladores deben aislar eléctricamente los conductores de los apoyos manteniendo la tensión no solamente en condiciones normales sino en situaciones anormales de tensión y sobretensión con máxima probabilidad de ocurrencia. Los aisladores eléctricos de alta y extra-alta tensión deben ser diseñados para las condiciones más adversas de operación ante impactos climáticos, cambios ambientales (producidos por la niebla, lluvia), así como la contaminación.

Existen diferentes formas de clasificar los aisladores como se puede observar en la tabla 9.

Tabla 9.
Clasificación de los Aisladores

CLASIFICACION DE AISLADORES			
Material	Vidrio	Porcelana	Compuesto
Uso	Intemperie	cubiertos	-
Diseño	Rígidos o de Soporte (Post Type)	Suspensión	Espiga, Palillo o Pin (Pin Type)

Continuación de la Tabla 9. Clasificación de los Aisladores

CLASIFICACION DE AISLADORES			
Operación	Corriente Continua (CC)	Corriente Alterna (AC)	-

Nota: Clasificación de los Aisladores .Adaptado Andrés G, (1969). Líneas aéreas de AT: Aisladores y herrajes

Al estar hablando de elementos de líneas de transmisión de alta y extra-alta tensión se hará énfasis en los tipos de aisladores (figura 14) empleados en estos niveles de tensión.

Algunas características de los aisladores presentados en la anterior tabla y vistos en las figuras son descritas en el libro de subestaciones y son descritos a continuación (Mejia & Villegas, 2018).

- Debido a su comportamiento en la intemperie y a su resistencia mecánica y eléctrica los aisladores de porcelana son considerados en el diseño de líneas de transmisión. Dependiendo del requerimiento de resistencia mecánica se emplea arcilla sílice, feldespato y cuarzo o alúmina con el fin de permitir ciertas características como lo es baja porosidad, no permitir la absorción de agua, dureza, alta resistencia mecánica, resistencia al calor y alta temperatura de combustión.
- Los materiales empleados en la fabricación de aisladores de vidrio son sílice, óxido de calcio y óxido de sodio, lo que otorga un buen comportamiento eléctrico, para su adecuado uso de este tipo de aislador se debe someter a procesos de endurecimiento debido a baja resistencia mecánica comparado con los de porcelana.
- Los aisladores de material compuesto fueron introducidos al mercado con fin de dar solución de los problemas de aislamiento donde los aisladores cerámicos o de vidrio experimentan descargas eléctricas debido al alto grado de contaminación.



Figura 14. Aisladores de Porcelana y Vidrio. Adaptado de Industria, energía y medio ambiente, (2018). Aisladores en líneas eléctricas: materiales, tipos y características principales

2.1.2.3 Elección del aislador. En la construcción de líneas de transmisión algunos parámetros a tener en cuenta en el momento de elegir un adecuado aislador fueron tomados por especificaciones de algunas empresas de transmisión y operadores de red como lo es EPM y la unidad de planeación minero energética (UPME), dichas especificaciones son nombradas a continuación: (UPME, 2018).

- Verificación de las condiciones meteorológicas y de contaminación en el lugar de construcción de las líneas ya que producen un impacto ambiental adicional.
- Despeje de fallas con extremos desconectados del sistema considerando que en estado estacionario las tensiones no deben ser inferiores al 90% ni superior al 110% del valor nominal
- Los elementos del sistema como lo es el peso del conductor y el viento pueden generar tensiones mecánicas durante largos periodos de tiempo además de soportar las tensiones de recuperación.
- Características eléctricas y mecánicas y esfuerzos mecánicos a los que se pueden ver sometidos los aisladores sin dejar pasar la corriente del conductor al soporte.

2.1.2.4 Características físicas de los aisladores. Para niveles de tensión ya especificados es necesario emplear aisladores que cumplan los requisitos establecidos por las empresas de transmisión y algunas especificaciones por los operadores de red en Colombia, las cuales han venido empleando aisladores de porcelana o vidrio templado en el diseño de líneas de transmisión y han presentado distintos tipos de configuraciones que se adaptan a los diferentes diseños de estructuras empleadas en el país. Las especificaciones como lo son el material y características del material se especifican según criterios de diseño de la electrificadora del Meta: (Leonardo, Chaparro, 2009).

- La adecuada instalación del aislador de vidrio o porcelana debe garantizar que los esfuerzos que ejerza el aislador en la expansión y contracción no causen su deterioro.
- Las partes metálicas y material aislante del aislador no debe permitir la concentración de flujo electrostático, no deben estar en contacto directo, además todas las partes ensambladas del aislador expuestas a la intemperie deben estar compuestos de materiales que no atraiga el agua.
- El material aislante empleado en la campana de los aisladores se recomienda su fabricación por el proceso en húmedo o de vidrio templado igualmente se debe garantizar que el diseño del aislador permita fácilmente su lavado y limpieza.
- El proceso en húmedo empleado en el aislante de los aisladores de porcelana debe poseer un alto punto de fusión y alta resistencia mecánica y eléctrica.
- Físicamente el aislador no debe poseer ninguna imperfección (ampollas, laminaciones, vacíos, burbujas de aire, etc.) que afecte la vida útil del aislador, además no se recomienda aceptar aisladores con señales de que han sido reparados

- El aislador de vidrio debe ser diseñado con el fin de que bajo condiciones normal de operación no se vean afectados por los cambios bruscos de temperatura, efectos del ozono o contaminación ambiental.
- Los elementos metálicos vinculados a los aisladores, al igual que los aisladores no deben tener imperfecciones (fisuras, bordes rugosos, grietas) que afecten la resistencia mecánica del aislador además del adecuado estado de las conexiones o causar efecto corona.
- Cada aislador deberá ser clara y permanentemente marcado con la información del fabricante y año de fabricación.
- Cada aislador deberá ser marcado con características mecánicas de tensión mecánica de prueba y resistencia electromecánica en lbs o kN.

2.1.2.5 Aisladores empleados en Colombia. Es fundamental tener en cuenta la altura a la hora de determinar los aisladores ya que impacta directamente en el momento de hacer una adecuada selección en una línea de transmisión, para determinar la longitud del aislamiento en función de la altura sobre el nivel del mar.

En Colombia al encontrar que la mayoría de las líneas de transmisión están localizadas en áreas rurales y no presenciar grandes fuentes de contaminación y siguiendo criterios para determinar el nivel de contaminación de acuerdo con la Norma IEC 60815-2 sería la cercanía de las líneas a zonas costeras y a zonas desérticas. Basados en esto se determinó que el 82,9% de la superficie del país se encuentran cubiertas por un nivel de contaminación ligero por lo que se adoptó una distancia de fuga específica de 27,8 mm/kV Fase-Tierra de acuerdo con la Norma IEC ya mencionada.

Se tomaron como referentes los aisladores más usados en líneas de transmisión, que corresponde a aisladores tipo disco de porcelana Clase ANSI-52-8 y Clase ANSI-52-11 para líneas de 230 kV y 500 kV respectivamente, sin embargo, en los últimos tiempos se ha venido implementando en el diseño de líneas aisladores de vidrio (Leb SA, 2014).

En la tabla 10 se muestran la cantidad de aisladores empleados en una línea de 230 kV según parámetros de altura.

Tabla 10.

Cadena de aisladores de suspensión y retención circuitos de 230 kV

Altura (msnm)	Distancias de Fuga Especificada (mm/kV)	Distancia de Fuga (mm)	Distancias de fuga aislador-Porcelana ANSI-52-8(mm)	Numero de aisladores porcelana
0	27,8	3932,45	279	14,09
200	27,8	3989,03	279	14,3
500	27,8	4075,43	279	14,61
1000	27,8	4223,61	279	15,14
1500	27,8	4377,18	279	15,69
2000	27,8	4536,33	279	16,26
2500	27,8	4701,27	279	16,85
3000	27,8	4872,21	279	17,46
3500	27,8	5049,36	279	18,10

Nota: Cadena de aisladores de suspensión y retención circuitos de 230 kV. Adaptado de Leb S.A., (2014). Comisión de regulación de energía y gas – CREG.

Para nivel de tensión de 500 kV el número de aisladores presentes en la tabla 11 corresponden a las cantidades estimadas de las líneas existentes para este nivel de tensión.

Tabla 11.

Numero de aisladores cadena de suspensión y retención (dobles) circuito para 500 kV

Altura (msnm)	Distancias de Fuga Especificada (mm/kV)	Distancia de Fuga (mm)	Distancias de fuga aislador-Porcelana ANSI-52-11(mm)	Numero de aisladores porcelana
0	27,8	8827,94	381	23,17
200	27,8	8954,96	381	23,50
500	27,8	9148,93	381	24,01
1000	27,8	9481,58	381	24,89
1500	27,8	9826,33	381	25,79
2000	27,8	10183,61	381	26,73
2500	27,8	10553,88	381	27,7
3000	27,8	10937,62	381	28,71
3500	27,8	11335,31	381	29,75

Nota: Numero de aisladores cadena de suspensión y retención (dobles) circuito para 500 kV. Adaptado de Leb S.A., (2014). Comisión de regulación de energía y gas – CREG.

Los números de aisladores plasmados en las tablas 10 y 11 se contrastaron con líneas de transmisión típicas del STN, las cuales cumplen con parámetros eléctricos tales como sobretensiones a frecuencia industrial, maniobras y descargas atmosféricas. Bajo estos criterios se presenta en las tablas 12 y 13 el número mínimo de aisladores empleados en el diseño de las cadenas para valores de 230 kV.

Tabla 12.

Número mínimo de cadena de aisladores de porcelana para nivel de tensión de 230 kV

Tension	Nivel	Altura sobre el nivel del mar	No de discos de Porcelana de la Cadena
230 kV	Nivel 1	Hasta 500 m	15
	Nivel 2	Desde 500 m hasta 2000 m	17
	Nivel 3	Más de 2000 m	19

Nota: Número mínimo de cadena de aisladores de porcelana para nivel de tensión de 230 kV Adaptado de Leb S.A., (2014). Comisión de regulación de energía y gas – CREG.

Tabla 13.

Número mínimo de cadena de aisladores de porcelana para nivel de tensión de 500 kV

Tension	Nivel	Altura sobre el nivel del mar	No de discos de Porcelana de la Cadena
500 kV	Nivel 1	Hasta 500 m	24
	Nivel 2	Desde 500 m hasta 2000 m	27
	Nivel 3	Más de 2000 m	30

Nota: Número mínimo de cadena de aisladores de porcelana para nivel de tensión de 500 kV Adaptado de Leb S.A., (2014). Comisión de regulación de energía y gas – CREG.

2.1.2.6 Normas técnicas consideradas en el diseño de aisladores. En Colombia los aisladores deben cumplir con los requerimientos estipulados ya sea por los entes encargados de transmisión de energía o por parámetros dictados por operadores de red del país, cumpliendo con las normas internacionales de fabricación especificadas por fabricantes, además de cumplir con requerimientos estipulados en la última edición de normas internacionales (Leonardo, Chaparro, 2009).

- Los aisladores de vidrio deben ser diseñados, fabricados y ensayados según normas ANSI C29.1 y C29.2

American National Standards

- ANSI C29.2 Wet-process porcelain and toughened glass insulators (suspension type)
- ANSI C29.11 Tests for composite suspension insulators for overhead transmission lines
- ANSI/IEEE 4 Techniques for high-voltage testing.

American Society for Testing and Materials

- ASTM A153 Zinc coating on iron and steel hardware

- ASTM A239 Test method for locating the thinnest spot in a zinc coating on iron or steel articles by the Preece test

International Electrotechnical Commission

- IEC 60.2 High voltage test techniques
- IEC 372 Locking devices for ball and socket couplings of string insulator units (Dimensions and test)
- IEC 61109 Composite insulators for a.c. overhead lines with a nominal voltage greater than 1000 V. definitions, test methods, and acceptance criteria
- IEC 61109 Amendment 1
- IEC 61467 Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1000 V. ac power arc test on insulator sets.
- IEC 36-Sec. 71 Test of composite insulators for ac overhead lines with a nominal voltage greater than 1000 V.

Se anticipa que una línea de transmisión operará por más de 20 años sin cambiar los aislantes, aunque es necesario un mantenimiento regular para minimizar el número de fallas por año.

Las tensiones en el aislamiento son creadas por:

- Tensiones continuas de frecuencia de potencia
- Sobretensiones temporales: creadas por fallas a tierra, conmutaciones
- Sobretensiones de conmutación
- Sobretensiones de rayo

De acuerdo a la resolución CREG 098 DE 2000 se considera como parámetro de diseño un límite máximo de 3 salidas por cada 100km líneas/año ante descargas atmosféricas, una falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y servicio continuo permanente ante sobretensiones de frecuencia industrial (Leb SA, 2014).

2.1.3 Determinación de conductores de fase. Los conductores son los elementos que justifican la existencia de las líneas de transmisión, ya que las estructuras creadas son con el fin de sostenerlos, para la transmisión de energía en alta y extra-alta tensión se emplean conductores que no tengan un efecto corrosivo, conductores cableados concéntricamente que se compongan de una o de varias capas de alambres de aleación de aluminio, estos conductores en líneas de transmisión aéreas deben cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima, resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad.

Algunos materiales que satisfacen los requerimientos anteriores mencionados se nombran a continuación:

- Aleación de aluminio.
- Combinación de metales como el acero-aluminio.
- Aluminio.

En líneas aéreas de transmisión de alta y extra-alta tensión el cobre ha dejado de ser empleado debido al alto costo y que a diferencia de los conductores de aluminio estos últimos mencionados pesan aproximadamente la mitad de un conductor de cobre con la misma conductividad.

Debido a parámetros dictados por la UPME y por algunas empresas en Colombia dedicadas a la transmisión de energía se han establecido características técnicas y parámetros normativos que se han de tener en cuenta en el momento de seleccionar los conductores verificando con el fabricante que los conductores cumplan con los parámetros establecidos como lo son:

- Los conductores deben ser de tipo AAC formado por alambres de aluminio 1350-H19, ACAR o AAAC formado por alambres de aleación de aluminio 6201-T81. Fueron diseñados con el fin de atender las necesidades de un conductor económico en circuitos aéreos que requieran mayor resistencia mecánica y resistencia a la corrosión.
- Los conductores deben estar en conformidad con las normas ambientales establecidas u otras normas internacionales reconocidas equivalentes o superiores cumpliendo con los estándares de calidad.

Con el transcurso del tiempo los conductores ACSR han dejado de ser implementados en tensiones superiores a 230 kV debido a las mejoras que han presentado los conductores anteriores mencionados. Sin embargo, se sigue empleando en media y baja tensión.

2.1.3.1 Características de los conductores

2.1.3.1.1. Conductor de aluminio AAC (All Aluminum Conductor). Algunas características que presenta este conductor es que está constituido por un núcleo central de alambre de aluminio duro rodeado por una o más capas de aluminio puro dispuesto helicoidalmente como se puede ver en la figura 15, fabricado con aleación 1350 de dureza H 19. Debido a su baja resistencia mecánica el

uso de este conductor es empleado principalmente en líneas de transmisión donde las distancias de los vanos son reducidas además de poseer mejor conductividad y buen comportamiento a la corrosión. Varias de las normas aplicables en el momento del diseño del conductor son señaladas en la Tabla 14 (Procables S.A., 2017).

Tabla 14.
Normas aplicables en conductores AAC

NORMA	DESCRIPCIÓN
NTC 360	Alambre Aluminio 1350-H19 para uso eléctrico
NTC 1743	Alambrón de Aluminio 1350 para uso eléctrico
ASTM B 231	Standard specification for concentric-lay stranded Aluminium 1350 conductors

Nota: Normas aplicables en conductores AAC. Adaptado de Procables, (2017). 1350 - AAC

Las características del conductor además de cumplir con las normas establecidas anteriormente deben tener una pureza del 99,5% y con una conductividad mínima del 61% IACS según la norma técnica NTC 360 además de los requisitos de la NTC 1743.

Con respecto al cableado de este tipo de conductor lo sugieren de clase A, es decir, los conductores estarán formados por alambres dispuestos en capas, cableados concéntricamente y cumplir con las características técnicas especificadas en la norma NTC 308.

Todos los cables deberán ser cableados con una tensión uniforme y lo suficientemente cerrado para asegurar que no exista una significativa reducción del diámetro cuando está sometido al 10% de la resistencia mínima a la rotura.

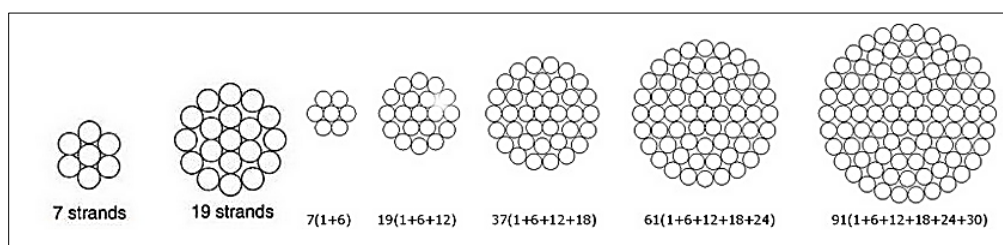


Figura 15. Conductor de aluminio AAC. Adaptado de Procables, (2017). 1350 – AAC

2.1.3.1.2. Conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio (ACAR). Estos conductores están compuestos por un núcleo de aleación de aluminio 6201-T81 e hilos de aluminio 1350-H19 como se muestra en la figura 16, cableados concéntricamente alrededor del núcleo mejorando las propiedades eléctricas y mecánicas. Su buena relación de carga rotura-peso, hace que este tipo de conductores sean aplicables en líneas de transmisión con vanos largos, cuando se diseñan líneas con consideraciones de capacidad de corriente y de flecha y debido a sus materiales homogéneos posee buena resistencia a la corrosión galvánica (Procables, 2018a).

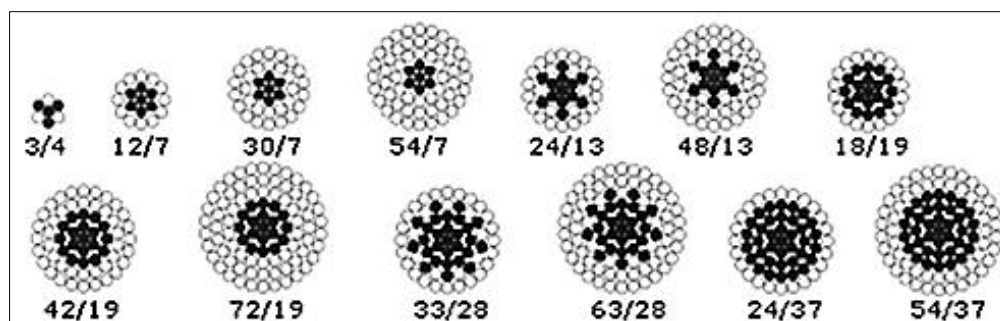


Figura 16. Conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio (ACAR). Adaptado de Procables, (2018). 1350 – ACAR.

La materia prima utilizada en el alambroón de aluminio de la misma forma que en los conductores AAC, los ACAR deben tener una pureza del 99,5% cumpliendo con los requisitos de la norma NTC 1743 y en los alambres de aluminio 1350-H19 se exige una conductividad mínima del 61% IACS, según la norma NTC 360. De igual forma antes del cableado los alambres de aleación 6201 deben cumplir con la norma NTC 2729 y demás normas presentes en la Tabla 15.

Tabla 15.
Normas Aplicables a conductores ACAR

NORMA	DESCRIPCIÓN
ASTM B230	Standard Specification for Aluminum 1350-H19 Wire for Electrical Purposes
ASTM B398	Standard Specification for Aluminum- Alloy 6201-T81 Wire for Electrical Purposes
NTC 6065	Conductores de aluminio cableado concéntrico reforzados con aleación de aluminio (ACAR 1350/6201)
ASTM B524	Standard Specification for concentric-Lay-Stranded Aluminum Conductors, Aluminum-Alloy Reinforced (ACAR 1350/6201)

Nota: Normas Aplicables a conductores ACAR. Adaptado de Adaptado de Procables, (2018). 1350 – ACAR.

2.1.3.1.3. Conductor de aleación de aluminio (AAAC). El conductor de aleación de aluminio es un conductor cableado concéntrico que se compone de uno o de varias capas de alambres de aleación de aluminio 6201-T81 (Figura 17). Las combinaciones de cableado de los conductores AAAC son muy semejantes a las de los conductores AAC.

Fue desarrollado con el fin proporcionar un conductor más económico para circuitos aéreos que requieran una resistencia mecánica mayor que la que es proporcionada por el conductor de aluminio AAC y mayor resistencia a la corrosión que la que es proporcionada por el conductor ACSR. Los conductores de aleación de aluminio son más duros y tienen, por lo tanto, mayor resistencia a la abrasión que los conductores de aluminio 1350-H19 (Procables, 2018b).

El conductor de aleación de aluminio debe cumplir con la norma y certificados plasmados en las Tablas 16.

Tabla 16.
Norma aplicada a conductores AAAC

NORMA	DESCRIPCION
NTC 308	Conductores de aluminio 1350 cableado concéntrico
NTC 2730	Conductores de aluminio aleado 6201-T81 cableado concéntrico
ASTM B 231	Standard specification for concentric-lay stranded Aluminium 1350 conductors
ASTM B 399	Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum-Alloy 6201-T81 Conductors

Nota: Norma aplicada a conductores AAAC. Adaptado de Procables, (2018c). 6201 – AAAC.

En el momento de manipular los Conductores de Aleación de Aluminio hay que tomar las mismas precauciones que para manipular los conductores AAC y ACSR.

Los conductores se seleccionan por consideraciones económicas que implican el costo instalado de la línea, conjuntamente con los requerimientos financieros relacionados con su operación, tales como las pérdidas de energía, intereses sobre capital y depreciación.

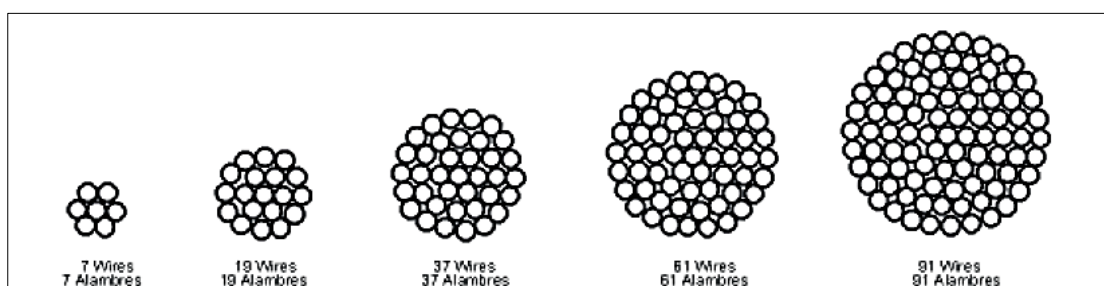


Figura 17. Conductor de aleación de aluminio (AAAC). Adaptado de Procables, (2018b). 6201 – AAAC.

2.1.3.1.4. Conductor de aluminio reforzado con acero (ACSR). Está compuesto principalmente de aluminio (1350-H19) desnudo cableado concéntricamente alrededor de un

núcleo de acero como se ve en la figura 18. Según criterios técnicos debe tener una pureza del 99,5% y debe cumplir con los requisitos de la norma NTC 1743 (ASTM B233), NTC 461 (ASTM B498), NTC 309 (ASTM B232).

Poseen alta resistencia a la tensión debido a su núcleo de acero, bajo peso y alta capacidad de corriente, bajo mantenimiento, larga vida, diseñado para soportar temperaturas de 75°C

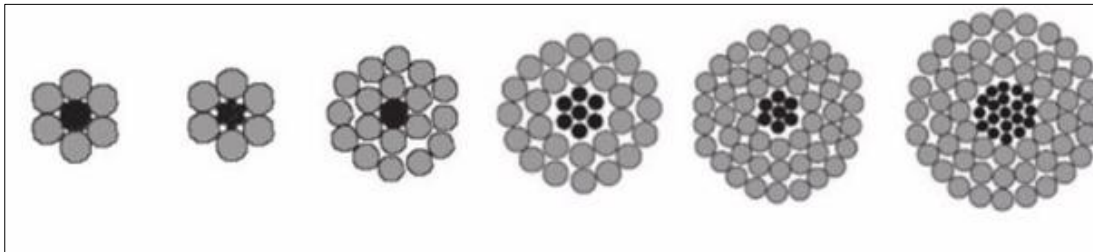


Figura 18. Conductor de aluminio reforzado con acero (ACSR). Adaptado de Procables, (2018b). 6201 – AAAC.

2.1.3.2 Ventajas de los conductores AAC, ACAR y AAAC

- Construcción de estructuras más ligeras.
- Buena conductividad eléctrica.
- Elevadas sobrecargas.
- Bajas pérdidas por efecto corona.
- Alta resistencia térmica.
- Resistente a las influencias atmosféricas.
- Buen comportamiento a las variaciones de temperatura.
- No presentan problemas electromagnéticos.

2.1.3.3 Características y requisitos en la instalación y operación de conductores. Algunas características que se tienen en cuenta en el momento de elegir un adecuado conductor que tener los conductores según Características de los conductores de fase en el diseño de las líneas de transmisión deben cumplir con:

- Capacidad normal de operación del circuito a temperatura ambiente máxima promedio.
- Máxima resistencia DC a 20°C por conductores de fase.
- En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.
- Los conductores deben ser apropiados para las condiciones ambientales a las cuales va a ser instalado.

Según criterios establecidos por la CREG en el Anexo 4 del 2014 para nivel de 230 kV se consideran circuitos con uno y dos subconductores por fase, tomando como referencia para este criterio la configuración de los circuitos actualmente instalados en el STN, se considera que la línea puede ser montada en circuito sencillo, doble o cuatro circuitos.

Para niveles de tensión 500 kV se toma como referencia líneas conformadas por fases dispuestos en haz de 3 y 4 conductores (UPME, 2018).

2.1.3.4 Cálculos mecánicos técnicos en cuenta en la elección del conductor. El cálculo mecánico del conductor consiste en establecer las tensiones mecánicas con el fin de comprobar que ante cualquier carga el límite de rotura del conductor no sea superado o cause fatiga del conductor por lo que se tiene en cuenta los siguientes aspectos en la determinación de cálculos mecánicos:

- Tracción máxima admisible: Donde dicha tracción no puede ser superior a la carga de rotura del conductor.
- Comprobación de fenómenos vibratorios: Es considerada en terrenos donde sean implementadas líneas y presenten estos fenómenos que afecten el conductor y cable de guarda por lo que es necesario la verificación del valor de tensión ante estas condiciones.
- Flecha del conductor: Se tiene en cuenta según las hipótesis de viento y temperatura tenidas en cuenta en condiciones de sobrecargas (Andrés Granero, 1969).

2.1.3.5 Conductores empleados en el diseño de líneas a la fecha del 2014. Según información suministrada por el PARATEC (PARAMETROS TECNICOS DE ELEMENTOS DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO) con el objetivo de realizar un análisis estadístico de la capacidad de corriente de los diferentes conductores del STN, determinando así los tipos de conductores más representativos del sistema ya que las especificaciones de los diferentes proyectos realizados por la UPME para las convocatorias se definen en función de la capacidad de corriente.

La capacidad de corriente de conductores desnudos bajo ciertos parámetros especificados en la tabla 17 se encontró que la capacidad de los conductores para niveles de tensión de 230 kV del STN, están en un rango de corriente entre 700 A – 1500 A.

Tabla 17.
Condiciones para cálculo de capacidad de conductores aéreos

Parámetro	Valor
Temperatura ambiente	25°C
Temperatura en el conductor	75°C
Velocidad del viento	0,6 m/s
Emisividad del conductor	0,5
Radiación solar	1000 W/m ²
Altura sobre el nivel del mar	0 m

Nota: condiciones para cálculo de capacidad de conductores aéreos. Adaptado de Leb S.A., (2014). comisión de regulación de energía y gas-CREG.

Tomando como criterio la longitud de conductor en km de los diseños ya existentes en el STN y costo de los mismos, se determinó que el conductor ACSR Bluejay 1113 kcmil será el cable referenciado en las unidades constructivas para corrientes hasta 1000^a y conductor AAAC 1600 kcmil será el cable referenciado para corrientes mayores a 1000 A.

En el caso de conductores para tensión de 500 kV, partiendo de la información disponible que se tiene del STN, el conductor ACAR 800 kcmil será considerado como el cable de referencia, considerando un haz de 4 conductores por fase y un conductor ACAR 1200 kcmil en el caso de un haz de 3 conductores por fase.

2.1.4 Cables de guarda. Los cables de guarda instalados empleados en líneas de alta y extra-alta tensión, son cables sin tensión implementados en la parte más alta de la línea, conectados a la misma estructura de la línea con el propósito de generar un equipotencial de tierra en todo el trazado de la línea, disminuyendo el valor de resistencia a tierra debido a que por medio del cable de guarda se unen todas las torres y por defecto todas las tomas de tierra del trazado, además de intentar captar el rayo durante las tormentas y conducirlo a tierra con el fin que dichos rayos no afecten los conductores, aisladores y demás elementos que hacen parte de la estructura asegurando una adecuada calidad de servicio (Anónimo, 2009).

Para un adecuado cumplimiento de los objetivos de protección, en el diseño de líneas de transmisión todos los tramos de línea deben tener uno o dos cables de guarda, en los últimos tiempos ha incrementado el interés en la implementación de cables de tierra compuestos con fibra óptica donde al menos uno de los cables debe ser OPGW con la capacidad de soportar cierta

cantidad de corriente de la descarga que se puede estimar según el número de perturbaciones estimadas según el área geográfica donde son montadas las estructuras. En nuevos tramos que reconfiguren líneas existentes, los cables de guarda deben tener características técnicas iguales o superiores al del cable o los cables de guarda de la línea existente (UPME, 2018).

2.1.4.1 Materiales utilizados en el diseño de cables de guarda. Bajo criterios técnicos especificados, se plasma a continuación materiales empleados en el diseño de líneas de transmisión.

- Cable de guarda Alumoclad (Alumoweld)
- Cable de guarda OPGW
- Cables de guarda con hilos de acero galvanizado de extra-alta resistencia

Los cables de tipo alumoweld están formados por hebras de acero recubiertas con una capa de aluminio, los cables OPGW son cables con fibra óptica integrada en el núcleo y alambre de aluminio o aleaciones de aluminio en el exterior y en cuanto los cables de guarda con hilos de acero galvanizado están formados por hebras de acero de extra-alta resistencia mecánica (UPME, 2018).

2.1.4.2 Características de los cables de guarda

- ***Cable de guarda Alumoclad (Alumoweld):***

Empleado en ambientes corrosivos (zonas costeras, regiones calientes, niebla salina), disminuyendo los costos de mantenimiento y reemplazo. Alambre de acero revestido de aluminio

(ver figura 19), de alta resistencia y conductividad eléctrica, alta resistencia a la corrosión, estabilidad térmica de funcionamiento a altas temperaturas y con un peso más liviano (JYTOP, 1998).

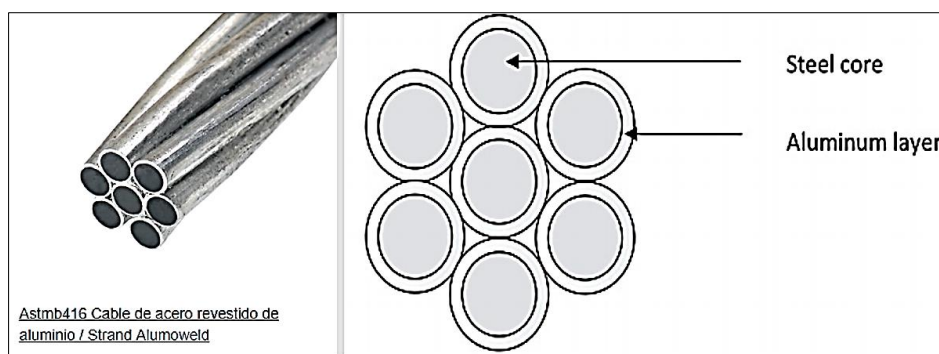


Figura 19. Cable de guarda. Adaptado de AFL., (2003). Cable de tierra elevado Alumoweld

Deben satisfacer los requisitos de la especificación ASTM B415 y B416 como se muestra en la tabla 18, siguiendo parámetros de los fabricantes respecto a tipos de cables, pruebas y ensayos nacionales e internacionales, certificados de conformidad de producto con el reglamento de instalaciones eléctricas RETIE.

Además, debe satisfacer pruebas físicas y eléctricas echas en laboratorios certificados por entidades debidamente acreditadas para este fin por la ONAC (Luis Eduardo Martínez C., 2010).

Tabla 18.
Especificaciones técnicas alumowel-EPM

NORMA	DESCRIPCION
ASTM B415	Material
ASTM A370	Ensayo de Tracción
ASTM B193	Resistencia
ASTM B415	Dimensión

ASTM B415	Espesor de Aluminio
ASTM B415	Prueba de torsión
ASTM B416	Construcción

Nota: Especificaciones técnicas alumowel-EPM. Adaptado de Luis e., (2010). especificaciones técnicas para suministro de cable alumoweld 7 no. 11 ma_di_02_002_0030 macroproceso distribución proceso ingeniería.

- ASTM B193: Método de prueba para la resistividad eléctrica del conductor.
- ASTM B354: Terminología para conductores no aislados metálicos eléctricos.
- ASTM A370: Métodos de prueba estándar y definiciones para pruebas mecánicas de productos de acero.
- ASTM B415: Especificaciones para alambre de acero con revestimiento de aluminio para uso general en propósitos eléctricos.
- ASTM B 416: Especificación estándar para los conductores por capas concéntricas de acero con revestimiento de aluminio.
- ASTM B502: Especificación para revestimiento de alambres de acero con revestimiento de aluminio.

En la época de los años 70's y 80's este tipo de cable de guarda también era empleado en la protección de conductores en estructuras de 230 kV que para esa fecha eran las líneas con mayor nivel de tensión construidas ya que las líneas de 500 kV estaban en proceso de diseño hasta ahora, a pesar de que en la actualidad todavía se sigue empleando este tipo de cable, su uso se ha complementado con la implementación de nuevos cables de tierra que además de brindarle protección a la línea permite la transmisión de datos garantizando de esta forma la comunicación de los diferentes elementos encargados del sistema eléctrico de protección y control de la línea.

- **Cable de Guarda OPGW:** Contiene una estructura tubular con varias fibras ópticas en el mismo (ver figura 20), rodeadas por hilos de aluminio y de acero, la fibra óptica del cable es empleado en la transmisión de datos a alta velocidad, además de ser empleado en el uso propio del sistema eléctrico de la línea de transmisión, para la comunicación de voz y datos, o pueden ser alquilados o vendidos a terceros para servir como una interconexión de fibra de alta velocidad entre diferentes ciudades. En Colombia las implementaciones de este cable en líneas de transmisión cumplen con normas que siguen los diferentes OR, tenidos en cuenta en el momento de adquirirlos para ser implementados en el diseño como se pueden ver en la tabla 19.

Este tipo de cable de guarda fue patentado en 1977 pero hasta la década de los 80's se generalizó la instalación de cables OPGW y para mediados del año 2000 más de 60.000 kilómetros de cable habían sido ya instalados en el mundo.

Tabla 19.
Cable de Guarda OPGW

NORMA	DESCRIPCION
IEEE 1138	Standard for Testing and Performance for Optical Ground Wire (OPGW) for Use on Electric Utility Power Lines
IEC 793-1	OPTICAL FIBRES-GENERIC SPECIFICATION
IEC 793-2	OPTICAL FIBRES- PRODUCT SPECIFICATION
IEC 60794-4	Optical fibre cables. Family specification. Optical ground wires (OPGW) along electrical power lines
NTC 3787	Carretes de madera para cables

Nota: Cable de Guarda OPGW. Adaptado de Luis e., (2010). especificaciones técnicas para suministro de cable alumoweld 7 no. 11 ma_di_02_002_0030 macroproceso distribución proceso ingeniería.

La fibra óptica del cable OPGW está aislada del resto del cable por lo que las descargas atmosféricas que impacten el conductor no afectan las señales transmitidas, comúnmente la fibra óptica de este cable es monomodo con baja pérdida de transmisión por lo que es empleado a largas distancias.

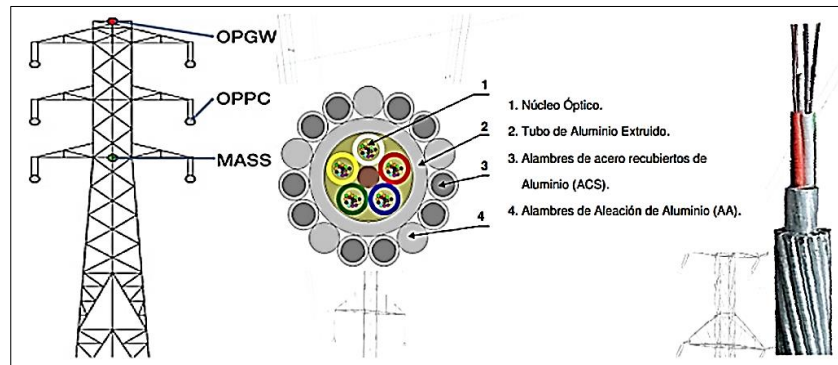


Figura 20. Cable de guarda con fibra óptica y OPGW Tubo Central de Aluminio Extruido. Adaptado de sector electricidad, (2015). OPGW Tubo Central de Aluminio Extruido.

- **Cables de guarda con hilos de acero galvanizado de extra-alta resistencia:** Contiene un metal base de acero recubierto de zinc de forma uniforme con alambre exterior de aluminio o alumoweld, libre de imperfecciones y que cumpla las normas mencionadas en la tabla 20.

Tabla 20.

Norma de los Cables de guarda con hilos de acero galvanizado de extra-alta resistencia

NORMAS	DESCRIPCION
ASTM-A90	Método estándar para pruebas de peso del baño en hierro galvanizado o artículos de acero
ASTM-A111	Zinc-Coated(Galvanized)"Iron" Telephone and telegraph line wire
ASTM-A363	Zinc Coated (Galvanized) Steel overhead Ground Wire Strand
ASTM-A475	Especificaciones estándar para hilos de acero revestido con Zinc
ASTM-B6	Specification for zinc

Nota: Norma de los Cables de guarda con hilos de acero galvanizado de extra-alta resistencia. Adaptado de sector electricidad, (2015). OPGW Tubo Central de Aluminio Extruido.

Características de los cables de Guarda

- En ambientes con efecto corrosivo, los cables de guarda no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberán ser del tipo Alumoclad o de otro material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosféricas.
- El o los cables de guarda deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento.
- El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados deben soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por ellos.
- En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

Actualmente la CREG ha implementado el uso de nuevos elementos que permitan el desarrollo más flexible de la línea generando mejores costos financieros en el montaje y empalme del cable de guarda por lo que recomiendan el uso de los cables mostrados en la tabla 21 para líneas aéreas del STN (Leb SA, 2014).

Tabla 21.

Descripción unidad constructiva cable de guarda

DESCRIPCION UNIDAD CONSTRUCTIVA CABLE DE GUARDA
Cable de fibra optica monomodo (OPGW)-24 fibras
Cable Alumoweld 7 No. 6
Cable Alumoweld 7 No. 8
Cable acero EHS 3/8"

Nota: Descripción unidad constructiva cable de guarda. Adaptada de Leb S.A., (2014). Comisión de regulación de energía y gas – CREG.

2.1.4. Puesta a tierra. Un sistema de apuesta a tierra debe instalarse para limitar los gradientes de potencial de tierra a niveles de tensión y corriente que no pongan en peligro la seguridad de las personas, para proteger las instalaciones y los equipos bajo condiciones normales y de falla y la compatibilidad electromagnética, para el cumplimiento de estas condiciones la malla de puesta a tierra debe presentar baja resistencia y capacidad de conducción.

Se diseñan de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de cada una de las estructuras poniendo en conexión con tierra todos los apoyos metálicos de esta como medida de protección evitando tensiones peligrosas cuando alguna parte de la instalación se pone en contacto con la masa además de conducir a tierra la corriente de los rayos que caen sobre la estructura o sobre el cable de guarda como se puede observar en la figura 21.

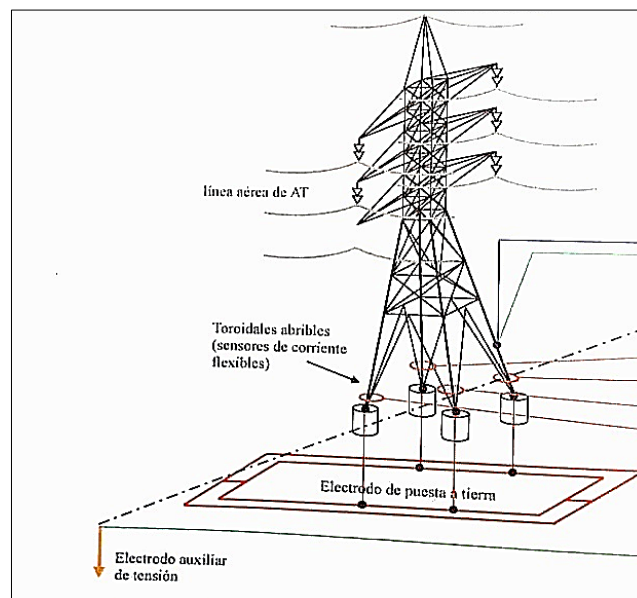


Figura 21. Sistema tradicional de puesta a tierra en líneas de transmisión. Adaptado de Jorge M., (2009). sistema actual conexión de puesta a tierra en torres y líneas de transmisión

Anteriormente en las conexiones a tierra empleaban varillas copperweld las cuales enterraban fuera de la cimentación de cada estructura. Estas varillas eran conectadas a un extremo del cable

de hierro galvanizado por medio de una abrazadera y tornillo, el otro extremo del cable iba asegurado a una punta de la torre por un tornillo y a una determinada altura sobre el suelo. Con el tiempo se han venido presentando modificaciones en los materiales empleados en el diseño mejorando las condiciones de operación.

Componentes de un sistema de puesta a tierra

- Conductor: forman la puesta a tierra y conexión a tierra de los equipos formados de acero, acero galvanizado o cobre
- Electrodo: los electrodos de tierra son los elementos que son clavados en la tierra y cuya función consiste en encontrar zonas con menor resistividad en el subsuelo.
- Conectores: unen las varillas a los conductores y equipos (conectores soldables).

Requerimientos generales que debe cumplir el sistema de puesta a tierra

- Los elementos metálicos que no hacen parte de las instalaciones no pueden ser incluidos como parte de los conductores del sistema de puesta a tierra, sin embargo, no los excluye del hecho de que deben estar conectados a tierra.
- Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de la edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra.
- Las conexiones deben ser realizadas con soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo conforme a la norma IEEE 837.

- Se deben dejar puntos de conexión accesible para el momento de la medición o inspección para la verificación de las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el reglamento.
- La malla que de preferencia debe estar en forma de red cuadrada por medio de cables (Ministro de minas y energía, 2013).

El diseñador debe comprobar que los valores máximos de las tensiones de paso y de contacto a que pueden estar sometidos los seres humanos no superen los umbrales de soportabilidad empleando procedimientos de cálculo reconocidos por la práctica de la ingeniería actual.

2.1.4.1. Materiales empleados en el diseño de puesta a tierra. Bajo criterios establecidos por el RETIE los materiales empleados deben ser certificados además de cumplir:

- Electrodo de puesta a tierra: deben estar formada por varillas, tubos, placas, flejes, alambres o cables desnudos, sin implementar el uso de aluminio en los electrodos además de que los productores de estos garanticen una resistencia a la corrosión mínimo de 15 años por medio del método inmersión de cámara salina durante mil horas o empleando muestras de suelo ácido de acuerdo con la norma ASTM 162.

2.1.4.2. Requisitos para electrodos de puesta a tierra. El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud, puede ser instalado en forma vertical, con inclinación de 45° o de forma horizontal (a 75 centímetros de profundidad), ver figura 22.

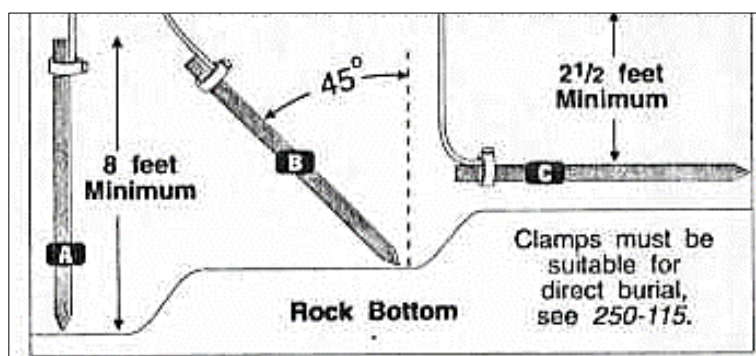


Figura 22. Instalación de electrodo (Varilla de tierra). Adaptado del Ministerio de minas y energía, (2013). Anexo general del RETIE.

2.1.4.3. Valor de referencia de puesta a tierra. Un adecuado diseño garantiza el control de las tensiones de paso, de contacto y transferencia por lo que un adecuado cálculo de la resistencia de puesta a tierra garantiza la limitación de máxima elevación de potencial por lo que una estructura de una línea no puede poseer un valor de resistencia de puesta a tierra que supere los 20Ω , teniendo como referencia lo estipulado en las normas IEC 60364-4-442, IEEE 80, NTC2050 y NTC 4552.

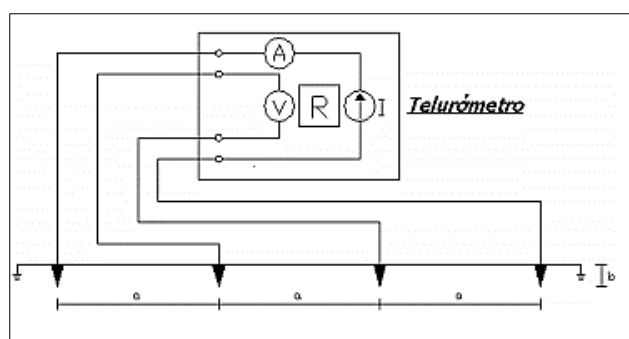


Figura 23. Valor de referencia de puesta a tierra. Adaptado del Ministro de minas y energía, (2013). Anexo general del RETIE.

En caso de que los valores de resistividad del terreno sean altos o las corrientes de falla a tierra sean elevadas es necesario tomar medidas para no exponer a las personas. Para calcular la resistividad del terreno emplean el método de Wenner (o de los 4 electrodos) como se ve en la figura 23 (Ministro de minas y energía, 2013).

2.1.4.4. Selección del tipo de cimentación

- Zapata de concreto
- Parrilla metálica

Con cualquier tipo de cimentación se deberá determinar los parámetros de PH y contenido de sulfatos en cada sitio de torre y, con base en estos resultados, definir el tipo de cimentación.

Con base en la resistividad del terreno y la componente de cortocircuito que fluye a tierra a través de las estructuras, se calculan los valores de puesta a tierra tal que se garanticen la tensión de paso de acuerdo con las recomendaciones IEEE 80 y con lo establecido en el RETIE.

Los conectores a utilizar deberán contar con certificado de producto donde debe ser claro si son adecuados para enterramiento directo.

Para los cables asilados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y los voltajes de paso en la superficie de los terrenos aledaños (UPME, 2018).

3. Líneas de transmisión subterráneas

Las líneas subterráneas son empleadas en tramos donde las líneas de transmisión aéreas no pueden ser empleadas debido a lo robustas que son las estructuras y no permiten una adecuada movilidad

por el casco urbano hasta su llegada a la subestación, además de presentar un desafío en cuestión de tecnología debido a las restricciones ambientales. En este caso donde la línea es subterránea hay que tener presente que el recorrido del conductor no se hace a una misma profundidad debido a las condiciones de terreno, es por esto que en el trazado se emplea perforación horizontal dirigida (PHD) empleado en situaciones especiales (cruces de autopistas, ríos, vías férreas, etc.) y en otros se utiliza excavación con zanja y cárcamo. Para los tipos de perforaciones ya mencionadas el conductor es puesto en tuberías de polietileno de alta densidad o sin tubería dependiendo del caso.

Adicional a esto la CREG considera otros tipos de instalación como lo son los bancos de ductos y box-culvert.

Otra forma de realizar la transmisión subterránea es empleando infraestructuras existentes (puentes, túneles, etc.) que cumplan con las condiciones de espacio con el fin de no poner en riesgo la infraestructura en sí, las personas o la instalación eléctrica (Anónimo, 1986).

3.1. Sistema de puesta a tierra de una línea subterránea

Para estas condiciones de transmisión se establece conexión de la pantalla de hilos de aluminio y la chaqueta al sistema de puesta a tierra con el fin de establecer un camino por donde circule la corriente en caso de que se presente una falla ya que el sistema de apantallamiento expuesto a la inducción propia en condiciones de operación normal y en caso de presentarse sobretensiones de maniobra o impulsos atmosféricos, es por esto que debe poder limitar la tensión como la corriente.

3.2. Conductor

El conductor empleado en transmisión subterráneo es el mostrado en la figura 24, fabricados para soportar el calor, además son termoestables (material que no se derrite con el calor) y se carbonizan a temperaturas superiores a los 300°C cuando se somete por un tiempo largo a estas temperaturas. La evacuación de calor del conductor a través del conductor se realiza con dificultad a través del aislamiento y de la protección exterior del cable y no solamente por las condiciones del conductor sino por el calentamiento generado por el campo eléctrico independiente de la corriente que circule por él. La ventaja adicional que puede presentar este tipo de conductor empleado a diferencia de los usados en líneas aéreas es que las pérdidas en el conductor son menores en una línea subterránea (ENEL, 2019).

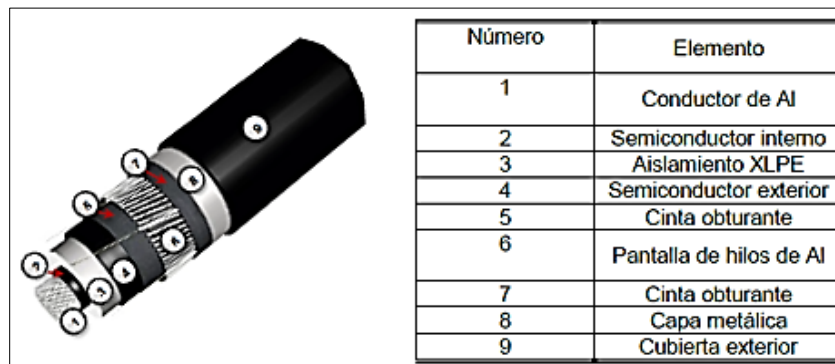


Figura 24. Líneas de transmisión subterráneas. Adaptado de Cristian C., (2017). análisis del comportamiento de cables aislados de la línea de transmisión 220 kV Cartagena - bolívar 2.

Basados en los conductores ya empleados en los diferentes diseños de líneas subterráneas de 230 kV, se determinó como se puede ver en la figura 25, la capacidad de corriente más empleada de las líneas del sistema con el fin de determinar el conductor más próximo que cumpla con las especificaciones de transmisión para circuitos sencillo y doble.

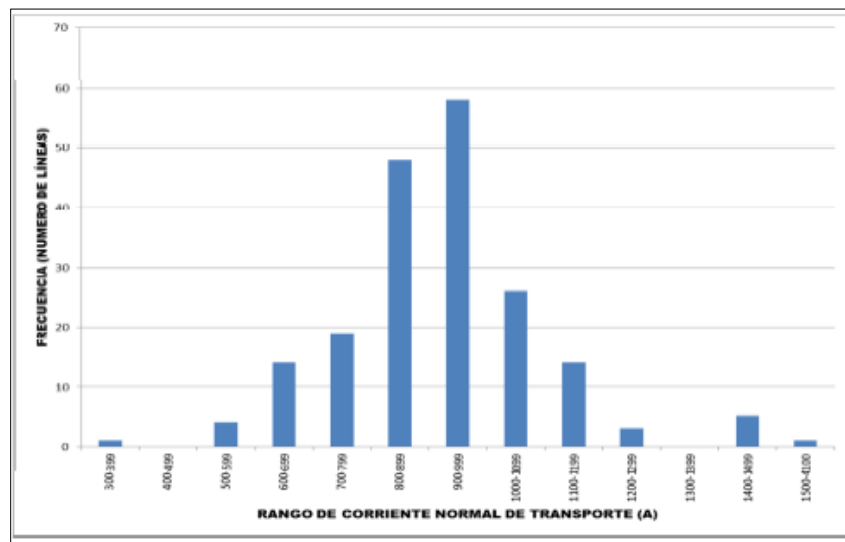


Figura 25. Análisis estadístico para determinar los valores de corriente que transportan los circuitos del STN. Adaptado de Lib S.A., (2014). comisión de regulación de energía y gas-CREG.

La grafica anterior corresponde a datos recopilados por PARATEC donde realizaron un análisis estadístico para determinar los valores de corriente que transportan los circuitos del STN.

Tabla 22.
Condiciones para Cálculo de capacidad de Conductores Subterráneos

Parámetro	Valor
Material del conductor	Aluminio
Tipo de aislamiento del conductor	XLPE 230 kV
Medio de tendido del circuito	Canalización subterránea
Profundidad máxima de enterramiento de la fase superior	1,4 m
Separación entre fases	2x Diámetro externo del cable
Temperatura ambiente bajo tierra	40°C
Resistencia térmica del suelo	1,2 ° C /m W
Factor de carga	100%

Nota: Condiciones para Cálculo de capacidad de Conductores Subterráneos. Adaptado de Lib S.A., (2014). comisión de regulación de energía y gas-CREG

Según los criterios ya mencionados para circuitos sencillos se asume como cable de referencia el conductor de aluminio de sección transversal de 1200 mm^2 y para el circuito doble de 1800 mm^2 cumpliendo los parámetros de la tabla 22.

4. Descripción de las actividades ambientales en las líneas de transmisión

Para el caso de estudio, se tendrá en cuenta únicamente las etapas de PREDISEÑO y DISEÑO (Guías ambientales, 1999).

4.1. Etapa de prediseño

4.1.1. Planeación y estudios preliminares.

En esta etapa se realizan la planeación y los estudios preliminares e incluye las siguientes actividades:

- Recopilación de información meteorológica, reconocimientos geológicos previos, cartográfica y fotogramétrica, imágenes de satélite, fotografía aérea y otras.

- Exploración de posibles corredores (trabajo de oficina y visitas de campo) y selección del corredor óptimo técnica, económica y ambientalmente. Preparación del DAA (Guías ambientales, 1999 p. 40).

4.2. Etapa de diseño

4.2.1. Selección de ruta, trazado, plantillado y replanteo

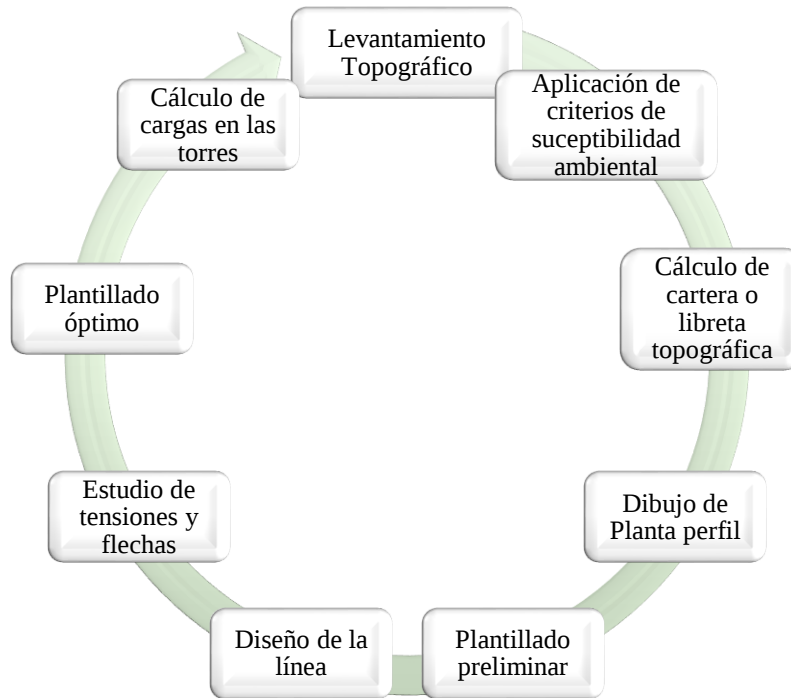


Figura 26. Actividades para el diseño y trazado de una línea de transmisión

Con el perfil topográfico, una preselección de altura máxima y mínima de torres y preselección del conductor, se calculan las tensiones y temperaturas y se definen cantidades y sitios de torre, longitud de los vanos y cargas en las torres.

Simultáneo al diseño se realiza el estudio de impacto ambiental de la línea, con el fin de incorporar en el diseño criterios ambientales y formular el plan de manejo ambiental para la prevención, control, mitigación y compensación de los posibles impactos generados por el proyecto deberá ser concertado con las comunidades afectadas. El proceso de selección de ruta se puede observar en la figura 26 (Guías ambientales, 1999).

4.3. Licenciamiento ambiental para las líneas de transmisión de energía.

Según la Guías Ambientales, (1999), Licenciamiento ambiental para las líneas de transmisión de energía es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente, según lo establece la Ley 99 de 1993, el Decreto 1753 de 1994, el Decreto Ley 2150 de 1995, la Resolución 655 de 1996. La cual se obtiene mediante acto administrativo, a una persona natural o jurídica, para la ejecución de proyectos, obras o actividades, que causan deterioro grave a los recursos naturales renovables, al medio ambiente y al paisaje. Para proyectos con licencia ambiental única, donde cambien las condiciones técnicas y que se requiera la utilización de recursos naturales nuevos o adicionales, no contemplados inicialmente en el EIA (Estudios de Impactos Ambientales), se requiere de modificación de la Licencia Ambiental. Decreto 1753 de 1994, Resolución 655/96 (Guías ambientales, 1999).

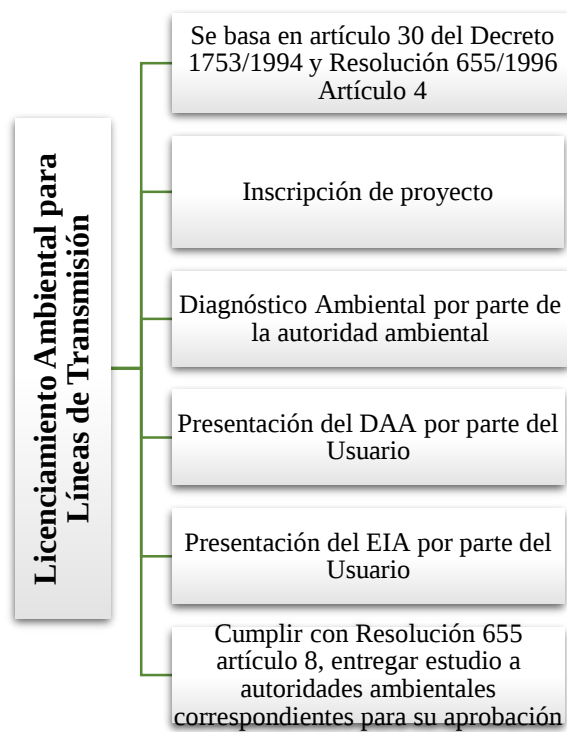


Figura 27. Adquisición de Licencia Ambiental para una Línea de Transmisión

Para la adquisición de la licencia ambiental se establece el procedimiento basado en: *el artículo 30 del Decreto 1753 de 1994 y el 4 de la resolución 655 de 1996*, el cual se presenta a continuación y puede observarse en la figura 27: (Guías ambientales, 1999).

- Inscripción del proyecto: petición escrita dirigida a la autoridad ambiental competente, en la cual se solicita la definición sobre la necesidad o no de elaborar un Diagnóstico Ambiental de Alternativas, así como la fijación de los Términos de Referencia a que haya lugar (USUARIO).
- Definición por parte de la autoridad ambiental sobre la necesidad de un Diagnóstico Ambiental de Alternativas y fijación de los Términos de Referencia, en un plazo no mayor de 30 días hábiles (AUTORIDAD AMBIENTAL).
- Presentación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (USUARIO).
- Presentado el Diagnóstico Ambiental de Alternativas, si es el caso, la autoridad ambiental en un plazo no mayor de 60 días elegirá la o las alternativas sobre las cuales deberá elaborarse el Estudio de Impacto Ambiental (USUARIO).
- Si no es necesaria la presentación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas, o elegida la alternativa, cuando no estén definidos los Términos de Referencia para el Estudio de Impacto Ambiental, la autoridad ambiental deberá fijarlos dentro de un término que no podrá exceder los 60 días hábiles (AUTORIDAD AMBIENTAL).
- Presentación del Estudio de Impacto Ambiental (USUARIO).
- Presentado el Estudio de Impacto Ambiental, en caso de requerirse la autoridad ambiental pedirá información adicional al solicitante dentro de los 30 días hábiles siguientes a la presentación del estudio (AUTORIDAD AMBIENTAL).
- Presentación de información complementaria (USUARIO).

- Solicitud de información adicional a otras autoridades en 15 días adicionales y que deberán ser remitidas en un plazo no mayor a los 60 días (AUTORIDAD AMBIENTAL).
- Recibida la información, o vencido el término de requerimiento de informaciones adicionales a otras autoridades, se expedirá el auto de trámite que declare reunida toda la información. A partir de la expedición de este auto, la autoridad ambiental deberá pronunciarse otorgando o negando la licencia ambiental respectiva, en un plazo máximo de 60 días. Cuando es competencia privativa del Ministerio del Medio Ambiente, este plazo será de 120 días (AUTORIDAD AMBIENTAL).
- El petitionerario de la Licencia, de conformidad con el artículo 8 de la Resolución 655, entregará el estudio, en original y una copia, a las autoridades ambientales con jurisdicción en la región donde se pretende desarrollar el proyecto, obra o actividad. De oficio o a petición de su apoderado, podrá realizarse una reunión previa con el fin de precisar, discutir y aclarar el alcance del proyecto y la información contenida en el Estudio de Impacto Ambiental (USUARIO) (UPME STR. 2018).

Además, existen *estudios que pueden ser requeridos por la autoridad ambiental para el licenciamiento de proyectos de transmisión de energía eléctrica*, como lo son el DAA (Diagnóstico Ambiental de Alternativas) y el EIA (Estudio de Impactos Ambientales), exigidos por el ministerio de medio ambiente por medio de las Resolución 668 de 1997 y Resolución 672 de 1997, respectivamente (Guías ambientales, 1999).

Diagnóstico ambiental de alternativa (DAA). *“Tiene como objetivo suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones, que presente el petitionerario, bajo*

las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad, con el fin de optimizar y racionalizar el uso de los recursos ambientales y evitar o minimizar los riesgos, efectos e impactos negativos que puedan provocarse”. Artículo 18 del Decreto 1753 de 1994. Requieren DAA las líneas nuevas de transmisión de tensión $\geq$ a 220 kV, con sus módulos y equipos de conexión (Guías ambientales, 1999).

4.3.2. Estudio de impacto ambiental (EIA). “Es un instrumento para la toma de decisiones y para la planificación ambiental, exigido por la autoridad ambiental para definir las correspondientes medidas de prevención, corrección, compensación y mitigación de impactos y efectos negativos de un proyecto, obras o actividad”. Artículo 22 del Decreto 1753 de 1994. Requieren EIA las líneas nuevas de transmisión, de tensión $\geq$ a 220 kV. Con sus módulos y equipos de conexión (Guías ambientales, 1999).

Debe tenerse en cuenta que para la obtención del licenciamiento ambiental existen permisos de uso y aprovechamiento de recursos naturales para licencia ambiental, en el caso de las líneas de transmisión que se necesita el aprovechamiento forestal, se rige bajo las condiciones determinadas por el DAA y EIA, expedidos por el Ministerio de Medio Ambiente (Guías ambientales, 1999).

5. Diferencia entre una licencia ambiental y PMA para el diseño de una línea de transmisión.

PMA

Conjunto detallado de medidas y actividades que están orientadas a prevenir, mitigar, corregir o compensar los efectos e impactos ambientales debidamente identificados, que se causen por el desarrollo de un proyecto.

Incluye los planes de seguimiento, monitoreo, contingencia y abandono según la naturaleza del proyecto.

Licencia Ambiental

Autorización que se otorga por medio de la autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, que según la ley o reglamentos pueda producir deterioro grave a los recursos naturales al medio ambiente.

Sólo será necesaria la licencia ambiental en las líneas de transmisión que se proyecten a tensiones iguales o superiores a 220 [kV]

Figura 28. Comparativo PMA con Licencia Ambiental. Adaptado de Gregorio M., (2013). *Licencias ambientales en Colombia: límites o autorizaciones para el uso de los recursos naturales.*

5.1. Caracterización ambiental

Debe incluirse en el proceso de licenciamiento ambiental la etapa de presentación del DAA y EIA por parte del solicitante ante la autoridad y el equipo avalador, las características del DAA y EIA se observan en la tabla 23.

El DAA y el EIA, *identifican características integrales del ambiente, sus dinámicas y establecen la susceptibilidad para la selección de los corredores más factibles y la ruta óptima. Igualmente se identifican y dimensionan los posibles impactos que se generarán y se define el Plan de Manejo Ambiental (PMA)* (Guías ambientales, 1999).

Tabla 23.
Directrices DAA y EIA

DIRECTRICES METODOLÓGICAS DAA	DIRECTRICES METODOLÓGICAS EIA
Determinación de criterios de susceptibilidad: Para cada dimensión se establecen grados de susceptibilidad, los que restringen o dan viabilidad al proyecto.	Recolección de información y caracterización ambiental: En función del uso y aprovechamiento de los recursos naturales que requieren permisos especiales, y teniendo en cuenta los impactos del proyecto, se realiza la recopilación y análisis de la información relacionada en las tablas siguientes.
sectorización ambiental: A partir del mapa temático y la definición de unidades de análisis, las cuales deben considerar las variables y criterios de susceptibilidad ambiental por componente en cada dimensión.	Selección de ruta: Aplicando a las unidades de análisis para EIA los criterios de la selección de ruta y de sitio de subestación (S/E) (Ficha 1) mediante un análisis de sensibilidad ambiental, se define la ubicación del proyecto.
Síntesis: Según la evaluación de susceptibilidad ambiental por dimensión se establece el mapa síntesis para el área de estudio, de tal forma que se puedan ubicar distintas alternativas de ruta, eludiendo, en lo posible, las áreas de restricción ambiental.	

Fuente: (Guías ambientales, 1999).

5.2. Descripción de impactos ambientales en líneas de transmisión de energía

En las principales etapas de las líneas de transmisión eléctrica (Prediseño y Diseño), se debe llevar a cabo con la verificación de impactos que estas puedan provocar para su desarrollo, llevando así con un PMA, con el objetivo de mitigar dichos riesgos, a continuación, se encuentran:

5.2.1 Selección de ruta, trazado y adquisición de servidumbres. La inserción de un proyecto en una región genera expectativas (curiosidad, interés, temor o rechazo) en los pobladores localizados en el área de influencia de dichos proyectos, referidas a la adquisición de servidumbre, a la

contratación de mano de obra, a los impactos del proyecto, al cumplimiento de los acuerdos del PMA y a los posibles beneficios que les pueda traer el proyecto (Guías ambientales, 1999).

El diseño, construcción y operación de los proyectos, genera molestias a las comunidades residentes en el área de influencia de las obras, motivada por los daños que se puedan causar en la infraestructura y mejoras de las propiedades, congestión o interrupción temporal de accesos, aparición o incremento de tráfico vehicular, ruido, polvo y tensión por la presencia de personal ajeno a la zona con lo cual se altera la cotidianidad de las comunidades (Guías ambientales, 1999):

- Los conflictos sociales, culturales y políticos existentes en las regiones pueden ser potencializados debido al desconocimiento y a la ausencia de pautas de comportamiento basadas en el respeto y la prudencia que debe guardar el personal vinculado al proyecto; incumplimiento en la ejecución del PMA, inadecuada identificación de impactos; falta de espacios para la participación comunitaria; inadecuada negociación de servidumbres y expectativas por beneficios del proyecto (Guías ambientales, 1999).
- El requerimiento de mano de obra temporal en la construcción y operación de las líneas de transmisión y subestaciones. Generalmente es un impacto positivo porque disminuye transitoriamente el índice de desempleo (Guías ambientales, 1999).
- Las líneas de transmisión restringen el uso del suelo para la permanencia de viviendas actuales y futuras, dentro del corredor de servidumbre. Dicha restricción causa el desplazamiento involuntario de familias, lo cual puede generar cambios en sus formas de adaptación económica y cultural (Berrio Giraldo, 2014).

- La restricción del uso del suelo causada por las líneas, para la permanencia de infraestructura comunitaria (escuelas, puestos de salud, placas polideportivas o centros recreativos, tiendas comunitarias y en general espacios de interacción social), en los corredores de servidumbre; genera alteraciones sociales y económicas a las familias y a las comunidades, debido a la pérdida temporal o definitiva de servicios sociales comunitarios (Berrio Giraldo , 2014).
- Afectación de la vegetación, consiste en la división de las formaciones de vegetación leñosa continuas en fragmentos de diferentes tamaños, con el consecuente aumento del efecto de borde, aumento en la distancia entre fragmentos y la disminución de la continuidad asociada como resultado del cruce de las líneas por éstos. Esta alteración puede tener repercusión en las tendencias regionales para el mantenimiento de la biodiversidad, colonización, abundancia relativa de especies, tipos de hábitat y dinámicas espacio – temporales de los componentes estructurales de la cobertura vegetal (Guías ambientales, 1999).
- Afectación al patrimonio natural, (especies y/o información) causada por la eliminación o afectación de las formaciones vegetales localizadas en bosques primarios o secundarios (andinos o tropicales), páramos y ecosistemas estratégicos y áreas de manejo especial (Guías ambientales, 1999).

5.3. Descripción de medidas de manejo para el diseño de las líneas de transmisión

A continuación, se muestra en la figura 29 la descripción de medidas de manejo para el diseño de líneas de transmisión de energía eléctrica, y la descripción de cada etapa, con el fin de minimizar el impacto ambiental en esta etapa.

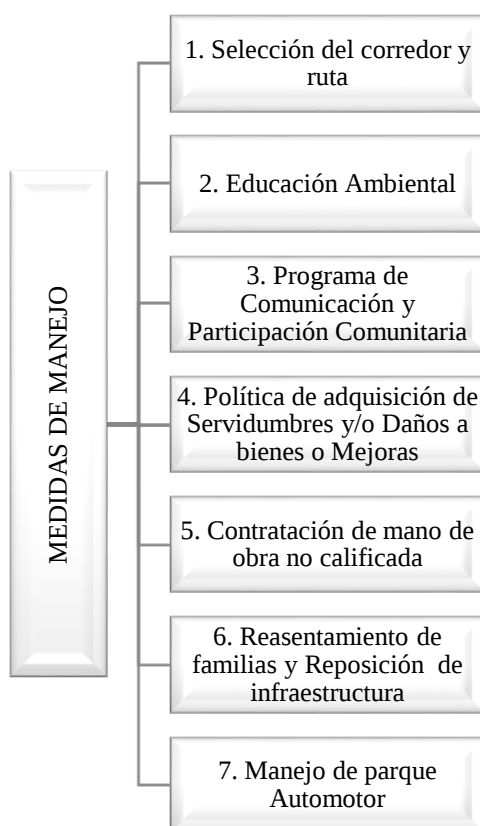


Figura 29. Descripción Medidas de Manejo

Fuente: (Guías ambientales, 1999).

Selección óptima de Corredor y Ruta (Medida de Prevención). Minimiza los impactos negativos desde etapas tempranas del proyecto. Esto implica la definición y priorización de alternativas de corredores, en el que sea factible y ambientalmente desarrollar el proyecto (DAA) y posteriormente en el corredor seleccionado, se optimiza la ruta, la ubicación de sitios de torre (EIA). Para la localización de los proyectos se deberá tener en cuenta su compatibilidad con los Planes de Ordenamiento Territorial, de Desarrollo local, regional y nacional, las restricciones establecidas por la ley (áreas protegidas legalmente constituidas por las autoridades ambientales, entes territoriales y/o sociedad civil, zonas de humedales, ciénagas, nacimientos de agua, páramos, subpáramos y zonas de recarga de acuífero; áreas de valor histórico, arquitectónico y arqueológico

declaradas como patrimonio cultural o de la humanidad, monumentos nacionales) (Guías ambientales, 1999).

Educación Ambiental. Su principal objetivo es preservar la sostenibilidad de proyectos, a partir del proceso y resultado de la gestión ambiental, dirigiéndose a las comunidades y personal involucrado con el proyecto. Consiste en diseñar, ejecutar acciones pedagógicas y participativas a partir del diálogo de saberes, así como el fortalecimiento de la capacidad de autogestión comunitaria (Guías ambientales, 1999).

Programa de Comunicación y Participación Comunitaria. Se basa en el mandato constitucional sobre el derecho de los ciudadanos a ser informados y participar en los asuntos que les afecta, se realizan reuniones con los entes territoriales y administraciones municipales, para buscar la compatibilidad con los Planes de Ordenamiento Territorial y Desarrollo. En la etapa de diseño y durante el desarrollo del EIA, se informa a las comunidades sobre las características del proyecto, cronograma de realización de la obra, legislación aplicable y políticas empresariales; la participación de los grupos étnicos en la gestión ambiental con comunidades negras o indígenas se debe realizar de acuerdo con la legislación vigente en el país (Guías ambientales, 1999).

Política empresarial para la adquisición de servidumbres y/o daños en bienes o mejoras. Esta política está orientada hacia el pago justo, oportuno, equitativo y transparente tanto de las servidumbres, como de los daños que se causen en los bienes de la comunidad o las personas (Guías ambientales, 1999).

Contratación de mano de obra no calificada. Beneficiar a la población del área de influencia del proyecto, propiciando un incremento temporal de ingresos mediante la contratación de la mano de obra no calificada requerida durante el desarrollo de las diferentes actividades (Guías ambientales, 1999).

Reasentamiento de familias y reposición de infraestructura comunitaria. El objetivo del reasentamiento es la restitución de las condiciones de vida que tenían las familias, antes de ser desplazadas de forma inevitable por la construcción del proyecto. La restitución de la infraestructura comunitaria desplazada de forma inevitable, al sitio concertado con la comunidad (Guías ambientales, 1999).

Manejo del parque automotor. Prevenir y controlar los efectos derivados del uso del parque automotor entre los cuales se destacan:

- Incremento del riesgo de accidentalidad.
- Afectación de cuerpos de agua por lavado y/o mantenimiento de los vehículos.
- Contaminación atmosférica por emisión de gases, material particulado y ruido (Guías ambientales, 1999).

6. Disposiciones reglamentarias y normativas en materia ambiental a tener en cuenta para el diseño de líneas de transmisión en Colombia

Las líneas de transmisión eléctrica son instalaciones lineales que afectan los recursos naturales y socioculturales. Los efectos de las líneas cortas son locales; sin embargo, las más largas pueden tener efectos regionales. Cuando es mayor el voltaje de la línea, se aumenta la magnitud e importancia de los impactos, y se necesitan estructuras de soporte y derechos de vía, cada vez más grandes. Se aumentan también los impactos operacionales debido a los efectos del campo electromagnético.

Dichos impactos son regulados y vigilados bajo todas las leyes, decretos, resoluciones, entre otras de la República de Colombia, en busca de mitigar y compensarlos. Estos son causados por la construcción, operación y mantenimientos de estas, por ello son puntos que deben tenerse en cuenta en el caso del presente trabajo de grado para la etapa del diseño.

El mayor impacto de las líneas de transmisión de energía eléctrica se produce en los recursos terrestres, se requiere un derecho de vía exclusivo para la línea de transmisión de energía eléctrica. Normalmente, no se prohíbe el pastoreo o uso agrícola en los derechos de vía, pero, en general, los otros usos son incompatibles. Es por ello que, en la etapa de diseño, debe tenerse en cuenta la selección de la ruta óptima para el trazado de la línea (Berrio Giraldo, 2014).

La selección de la ruta de la línea de transmisión será responsabilidad del Inversionista seleccionado por la UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética). Por lo tanto, a efectos de definir dicha ruta, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales, los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial, a las autoridades que determinan las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local (UPME STR, 2018).

Por tanto, a continuación, se presenta la descripción de la normativa relacionada con aspectos de transmisión de energía eléctrica que debe tener en cuenta el inversionista seleccionado por la UPME para poder llevar a cabo con el desarrollo del proyecto, esta descripción se basa en los

documentos exigidos para “CONVOCATORIAS PÚBLICAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – S.T.R.”, actualizado para la fecha de julio del 2018. UPME (UPME STR, 2018).

6.1. Ley 142 de 1994

Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones, constituye el régimen general que regula la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural (UPME STR, 2018).

- Particularmente para el caso de la transmisión de energía eléctrica, el art. 169 establece que las empresas propietarias de elementos de la red nacional de interconexión deberán utilizar esos bienes de acuerdo con el Reglamento de Operación y los acuerdos adoptados por el Consejo Nacional de Operación (UPME STR, 2018).
- Estas mismas empresas tienen el deber de facilitar la conexión entre las diferentes empresas eléctricas, de las empresas generadoras, y de los usuarios que lo soliciten, una vez cumplido con los requisitos legales y con derecho a percibir el pago de las retribuciones correspondientes (Guías ambientales, 1999).

6.2. Ley 143 de 1994

Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional establece el régimen de las actividades del sector eléctrico colombiano. Sus principales características son (UPME STR, 2018):

- En el art. 3, consagra como obligaciones del Estado la promoción de la libre competencia, controlar las prácticas de competencia desleal y los abusos de posición dominante, velar por los derechos de los usuarios, asegurar la incorporación de los aspectos ambientales en las actividades del sector eléctrico, satisfacer las necesidades básicas de la población y asegurar la disponibilidad del servicio (UPME STR, 2018).
- Con respecto a la expansión del servicio de electricidad, la ley en su art. 12, establece la planeación de la expansión del sistema en el corto y largo plazo, de tal forma que los planes para la atención de demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumplan con los requisitos de calidad confiabilidad y seguridad establecidos, y sean técnica, financiera y ambientalmente viables (UPME STR, 2018).
- Acerca de la interconexión establece que las empresas que sean propietarias de elementos de la red nacional de interconexión, “mantendrán la propiedad de estos, pero deberán operarlos con sujeción al Reglamento de Operación y los acuerdos adoptados por el Consejo Nacional de Operación” (art. 28) (UPME STR, 2018).
- El art. 33 determina que la operación del Sistema Interconectado Nacional se deberá realizar en aras de atender la demanda de manera confiable, segura y con calidad.

- El art. 52 indica que las empresas públicas, privadas o mixtas que proyecten realizar o realicen obras de generación, interconexión, transmisión y distribución de electricidad, susceptibles de producir deterioro ambiental, están obligadas a obtener previamente la licencia ambiental de acuerdo con las normas que regulen la materia (UPME STR, 2018).

De este modo, el Parágrafo de este artículo establece que para obtener la licencia ambiental para ejecutar proyectos de generación e interconexión de electricidad se deben realizar los correspondientes estudios, de conformidad con lo dispuesto por la autoridad competente e incluir en el presupuesto de la respectiva empresa las partidas correspondientes para ejecutar las medidas remediales previstas (UPME STR, 2018).

- El art. 85 indica que las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos (Cesar G., 1994).

6.2.1. Resolución MME No. 181313 de 2002. Por la cual se establecen los criterios y la forma para elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (UPME STR, 2018).

6.2.2. Resolución MME No. 181315 de 2002. Por medio de la cual delega en la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, las gestiones administrativas necesarias para la selección, mediante convocatorias públicas, de inversionistas

que acometan en los términos del artículo 85 de la Ley 143 de 1994 los proyectos aprobados en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional (UPME STR, 2018).

6.2.3. Resolución CREG 113 de 2015. Por la cual se modifican algunas disposiciones sobre los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional mediante Procesos de selección, contenidas en la Resolución CREG 024 de 2013 (Leb S.A. 2014).

6.2.4. Resolución CREG No. 093 de 2014. Por la cual se establecen los procedimientos para la ejecución de proyectos urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional o en los Sistemas de Transmisión Regional (Leb S.A. 2014)

6.2.5. Resolución CREG No. 024 de 2013. Establece los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional mediante Procesos de Selección (Leb S.A. 2014).

6.2.6. Resolución No. 90708 (agosto 30 del 2013). Con la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, el cual se especifica en el capítulo 7 numeral 7.5 y 7.6 (Ministro de minas y energía, 2013).

6.3. Resoluciones CREG del código de redes y del reglamento de operación del SIN

De acuerdo con la Resolución CREG 025 de 1995, se entiende por código de redes el *“Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedidos por la Comisión, a los cuales*

deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el sistema de transmisión nacional” (Leb S.A. 2014).

Según la misma resolución, por Reglamento de Operación entendemos el “*Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional.*” (UPME STR, 2018).

Actualmente el Código de Redes y Reglamento de Operación del SIN se encuentran conformados principalmente por las siguientes resoluciones (UPME STR, 2018):

En la figura 30 se resumen los decretos emitidos por la CREG en temática ambiental para la etapa de diseño de líneas de transmisión de energía eléctrica.

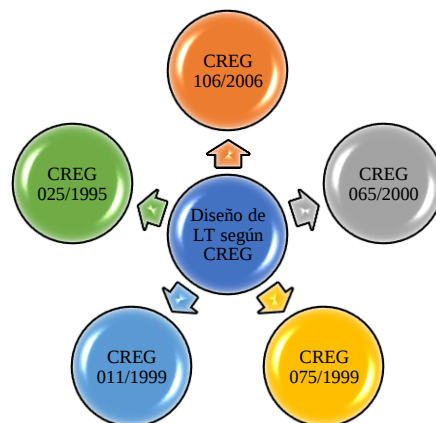


Figura 30. Diseño de líneas de transmisión según CREG.

6.3.1. Resolución CREG No. 106 de 2006. Por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local (Leb S.A. 2014).

6.3.2. Resolución CREG No. 065 de 2000. Por la cual se adicionan y/o modifican las disposiciones contenidas en el Código de Redes (Resolución CREG-025 de 1995 y demás normas que la modifican), relacionadas con los mantenimientos de los equipos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) (Leb S.A. 2014).

6.3.3. Resolución CREG No. 075 de 1999. Por la cual se establecen las reglas comerciales aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, como parte del Reglamento de Operación del SIN (UPME STR, 2018).

Esta Resolución ha sido aclarada, modificada y/o complementada, entre otras, por la Resoluciones CREG 040 de 2000 y 064 de 2004 (Leb S.A. 2014).

6.3.4. Resolución CREG No. 011 de 1999. Por la cual se adoptan medidas especiales para la Operación del Sistema Interconectado Nacional en las fechas que se prevé en que se pueden presentar anomalías en el funcionamiento de los equipos automatizados por la transición al año 2000, como parte integrante del Reglamento de Operación, y para la operación del Sistema Nacional de Transporte de Gas (Leb S.A. 2014).

6.3.5. Resolución CREG No. 025 de 1995. Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. El Código de

Redes está conformado por el Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, el Código de Conexión, el Código de Operación y el Código de Medida. Esta Resolución ha sido aclarada, modificada y/o complementada, entre otras, por las Resoluciones CREG 023 de 2001; 065, 073, 098 de 2000; 080, 081 y 083 de 1999; 058, 061 y 062 de 1995 (Leb S.A. 2014).

6.4. Legislación y normativa ambiental

El 29 de octubre de 1997, el Ministerio del Medio Ambiente, el Ministerio de Minas y Energía y las empresas del Sector Eléctrico suscribieron el convenio de concertación para una producción más limpia. Dicho convenio está encaminado a apoyar acciones concretas y precisas que conduzcan al mejoramiento de la gestión pública y empresarial y al control y reducción de la contaminación (Guías ambientales, 1999).

Con el fin de facilitar a las autoridades ambientales y a las empresas firmantes del Convenio la concertación de las Guías Ambientales para la Transmisión de Energía Eléctrica, el Ministerio del Medio Ambiente y el CASEC confiaron a ISA la responsabilidad de convocar a los agentes transportadores, coordinar las discusiones, validar los acuerdos con todos los participantes, documentar y publicar los resultados (Guías ambientales, 1999).

6.4.1. Constitución política de 1991. Define varios artículos para licenciamiento y reglamentación ambiental y social, como derechos colectivos y del ambiente, organismos de control, ordenamiento territorial y régimen económico:

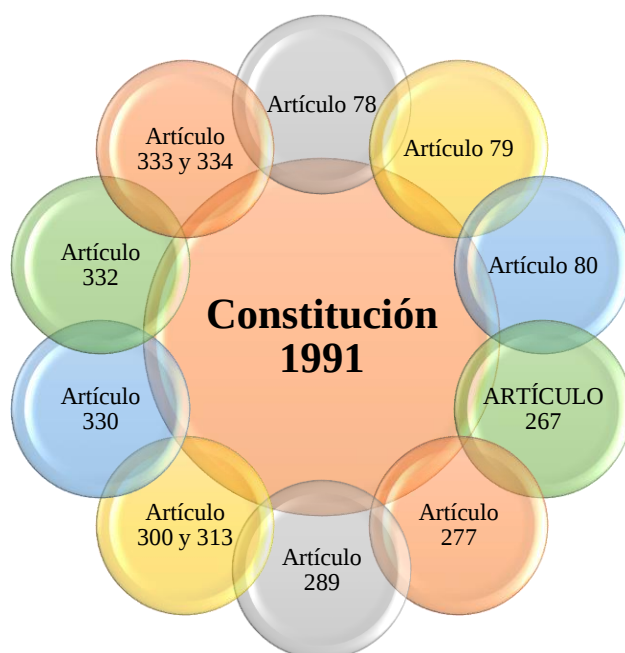


Figura 31. Legislación Ambiental según Constitución de 1991

- Artículo 78 Responsabilidad para los prestadores de servicios sobre su calidad y la seguridad de los usuarios (Guías ambientales, 1999).
- Artículo 79 Derecho colectivo a un ambiente sano y participación de la comunidad en las decisiones que puedan afectarlo, así como el deber del Estado en la protección de la diversidad e integridad del ambiental (Guías ambientales, 1999).
- Artículo 80 Planificación del manejo y aprovechamiento de los recursos naturales renovables dentro del criterio de desarrollo sostenible Artículo 82 Protección de la integridad del espacio público (Guías ambientales, 1999).
- Artículo 267 La función de la Contraloría General de la República es vigilar la gestión de los particulares o de las entidades que manejan fondos o recursos de la nación. La gestión fiscal incluye control financiero, de gestión y de resultados fundados en la eficiencia, la economía, la equidad y la valoración de los costos ambientales (Berrio Giraldo, 2014).

- Artículo 277 Entre las funciones del Procurador General de la Nación está la de defender los intereses colectivos en especial el ambiente (Berrio Giraldo, 2014).
- Artículo 289 Cooperación e integración fronteriza sobre el medio ambiente (Berrio Giraldo, 2014).
- Artículos 300 y 313 Es función de los concejos municipales y asambleas departamentales dictar normas ambientales correspondientes al Ordenamiento Territorial (Berrio Giraldo, 2014).
- Artículo 330 Deberes y derechos de las entidades territoriales (departamentos, distritos, municipios, y territorios indígenas) en relación con el medio ambiente. “La explotación de los recursos naturales en los territorios indígenas se hará sin desmedro de la integridad cultural, social y económica de las comunidades indígenas. En las decisiones que se adopten con respecto a dicha explotación, el Gobierno propiciará la participación de los representantes de las respectivas comunidades” (Berrio Giraldo, 2014).
- Artículo 332 El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables (Berrio Giraldo, 2014).
- Artículos 333 y 334 Intervencionismo del Estado en las actividades, en aras del mejoramiento de la calidad de vida y la preservación del ambiente sano (Berrio Giraldo, 2014).

Bajo el marco jurídico se han adoptado convenios internacionales de carácter ambiental que ha suscrito Colombia, los cuales son aplicables para el planteamiento de un proyecto de Transmisión de Energía Eléctrica (Jacobo P., 1991).

6.4.1.1. *Ley 45 de 1983. Convenio para la protección del patrimonio mundial, cultural y natural* (Guías ambientales, 1999).

6.4.1.2. *Ley 30 de 1990.* Convención de Viena para la protección de la capa de Ozono (Guías ambientales, 1999).

6.4.1.3. *Ley 29 de 1991, ley 29 de 1992 y ley 306 de 1996.* Protocolo de Montreal relativo a las sustancias que agotan la capa de ozono (Guías ambientales, 1999).

6.4.1.4. *Ley 165 de 1995.* Convenio sobre la biodiversidad biológica (Guías ambientales, 1999).

6.4.1.5. *Ley 253 de 1996.* Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación (Guías ambientales, 1999).

6.4.2. Leyes y decretos que regulan la gestión ambiental integral. Las leyes y decretos que regulan la gestión ambiental integral se tomó de (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.1. *Decreto ley 2811 de 1974.* Código Nacional de los Recursos Naturales renovables y no renovables y de protección al medio Ambiente (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.2. *Ley 23 de 1973.* Principios fundamentales sobre prevención y control de la contaminación del aire, agua y suelo y otorgó facultades al presidente de la República para expedir el Código de los Recursos Naturales (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.3. ***Ley 99 de 1993.*** Crea el Ministerio del Medio Ambiente y Organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA). Reforma el sector Público encargado de la gestión ambiental. Organiza el sistema Nacional Ambiental y exige la Planificación de la gestión ambiental de proyectos (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.4. ***Decreto 1753 de 1994.*** Reglamentación de licencias ambientales (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.5. ***Decreto 2150 de 1995.*** Suprime la licencia ambiental ordinaria (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.6. ***Ley 388 de 1997.*** Ordenamiento Territorial Municipal y Distrital y Planes de Ordenamiento Territorial (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.7. ***Ley 491 de 1999.*** Seguro Ecológico y delitos contra los recursos naturales y el ambiente y se modifica el Código Penal Decreto 1122/99 Por el cual se dictan normas para la supresión de trámites (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.8. ***Ley 357 de 1997.*** Convención RAMSAR (“*tratado intergubernamental cuya misión es la conservación y el uso racional de los humedales mediante acciones locales, regionales y nacionales*”) relativa a los humedales de importancia internacional, especialmente en hábitats de aves acuáticas (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.9. **Ley 1450 de 2011.** Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014. El Capítulo V de La Ley 1450 de 2011, denominado “*Sostenibilidad ambiental y prevención del riesgo*”, modificó parcialmente la Ley 99 de 1993. Particularmente el Artículo 224 del Plan Nacional de Desarrollo establece el procedimiento para la obtención de la licencia ambiental, anteriormente estipulado por el Artículo 58 de la Ley 99 de 1993, el cual se refiere a los tiempos establecidos durante el procedimiento de licenciamiento ambiental (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.10. **Ley 99 de 1993.** Decretos reglamentarios. La Ley 99 de 1993, señala que las licencias ambientales son obligatorias para cualquier actividad que pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente. Dicha licencia, de acuerdo con la definición contenida en el artículo 50 de la ley 99, es entonces la autorización que otorga la autoridad ambiental para la ejecución de una obra o actividad, sujeta al cumplimiento por el beneficiario de los requisitos establecidos en relación con los efectos ambientales de tal obra o actividad. (UPME STR, 2018)

El artículo 51 de dicha Ley dispone que las licencias ambientales serán otorgadas por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (a través de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA), las Corporaciones Autónomas Regionales y algunos municipios y distritos (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.11 Resolución No. 2101 de 29 de octubre de 2009. (Ministerio de Ambiente, 21 Vivienda y Desarrollo Territorial). Por la cual se definen actividades para proyectos del sector eléctrico que

cuenten con Licencia Ambiental o Plan de Manejo Ambiental, las cuales no requieren del trámite de modificación. (UPME STR, 2018)

Nota: existe el proyecto de norma de 2015, “Por la cual se señala los casos en los que no se requerirá adelantar trámite de modificación de la licencia ambiental o su equivalente, para aquellas obras o actividades consideradas cambios menores o de ajuste normal dentro del giro ordinario de los proyectos de energía, presas, represas, trasvases y embalses.”, publicado en la página del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible -MADS- (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.12. Decreto No. 1076 de 26 de mayo de 2015. (Ministerio de Ambiente y 34 Desarrollo Sostenible -MADS-). Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, incluyendo en su capítulo 3, la reglamentación del proceso de licenciamiento ambiental, las competencias del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y de las corporaciones autónomas regionales, en la expedición de licencias ambientales, de acuerdo con las características y la capacidad instalada de las obras de infraestructura eléctrica a ser ejecutadas (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.13. Decreto 1449 de 1977. Disposiciones sobre conservación y protección de aguas, bosques, fauna terrestre y acuática y franjas protectoras de nacimientos y cuerpos de agua (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.14. Ley 2 de 1959. Por el cual se dictan normas sobre economía forestal de la Nación y conservación de recursos naturales renovables. Para el desarrollo de la economía forestal y

protección de los suelos, las aguas y la vida silvestre, se establecen con carácter de “Zonas Forestales Protectoras” y “Bosques de Interés General”, según la clasificación de que trata el [Decreto legislativo número 2278 de 1953, las siguientes zonas de reserva forestal, comprendidas dentro de los límites que para cada bosque nacional (Guías ambientales, 1999).

6.4.2.15. *Decreto 2372 de 2010.* Reglamentar el Sistema Nacional de Áreas Protegidas, las categorías de manejo que lo conforman y los procedimientos generales relacionados con este (Ministro de minas y energía, 2013).

6.4.2.16. *Resolución No. 1526 de 2012.* Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para la sustracción de áreas en las reservas forestales nacionales y regionales, para el desarrollo de actividades consideradas de utilidad pública o interés social, se establecen las actividades sometidas a sustracción temporal y se adoptan otras determinaciones” (Ministro de minas y energía, 2013).

6.4.2.17. *Resolución No. 383 de 2010.* Por la cual se declaran las especies silvestres que se encuentran 16 amenazadas en el territorio nacional y se toman otras determinaciones (Ministro de minas y energía, 2013).

6.4.2.18. *Decreto 1608 de 1978.* Por el cual se reglamenta el Código Nacional de los Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente y la Ley 23 de 1973 en materia de fauna silvestre (Ministro de minas y energía, 2013).

6.4.2.19. *Directiva presidencial 10 de 2013.* Guía para la realización de Consulta Previa con Comunidades Étnicas (Ministro de minas y energía, 2013).

6.4.2.20. *Ley 21 de 1991.* Relacionada con los derechos de los pueblos indígenas y las tribus en los países independientes, fue adoptada por la OIT en 1989 (Ministro de minas y energía, 2013).

6.4.2.21. *Convenio 169 de 1989 de la OIT.* El Convenio 169 de 1989 de la OIT adoptado por la 76ª reunión de la Conferencia General de la O.I.T., también denominado el convenio sobre Pueblos Indígenas y Tribales obliga a los Estados que lo hayan ratificado a reconocer y proteger la diversidad étnica y cultural sin ningún tipo de condicionamiento (Ministro de minas y energía, 2013).

6.4.2.22. *Decreto 1320 de 1998.* Por medio del cual se reglamenta el derecho fundamental de la consulta previa con las comunidades indígenas y negras para la explotación de los recursos naturales dentro de su territorio (Ministro de minas y energía, 2013).

6.4.2.23. *Decreto 2811 de 1974.* Especifica las zonas con restricción para aprovechamiento forestal como: áreas de Reserva Forestal y Parques Nacionales Naturales. Sin embargo, de ser necesario intervenir estas áreas, es necesario elevar solicitud ante el Ministerio del Medio Ambiente. (UPME STR, 2018)

Nota: El manejo, transporte y disposición de residuos sólidos, aunque no requiere permiso, debe realizarse según el Decreto 605 de 1996.

6.5. Adquisición de servidumbre

Previo al inicio de la etapa de construcción de la línea, se realiza el proceso de negociación de servidumbre a lo largo del eje de la línea, cuyo ancho depende de la potencia de la línea: 32 m para 220 kV. o 64 m para 500 kV. (Resolución 25 de 1995 de la CREG), la cual incluye vanos y sitios de torre requeridos (Ministro de minas y energía, 2013). (UPME STR, 2018)

Para la negociación de la servidumbre se realiza:

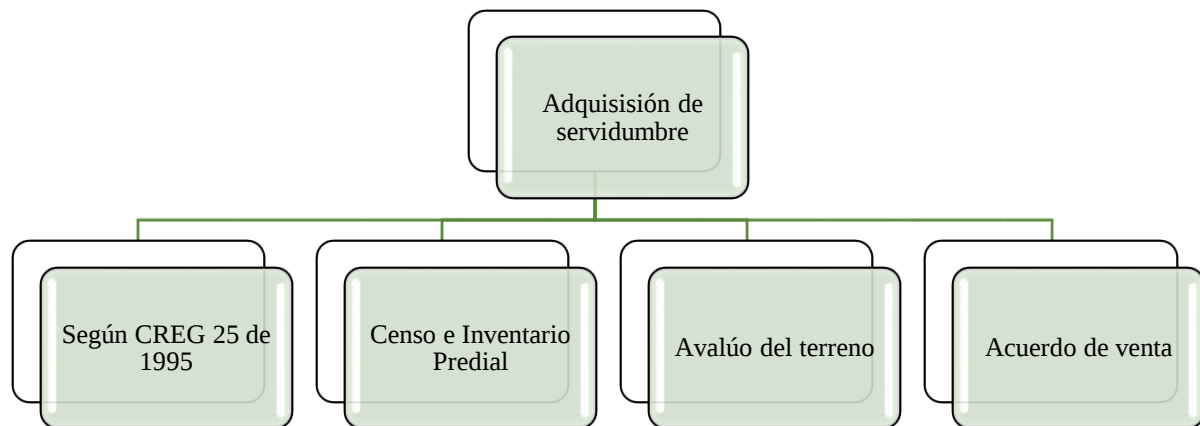


Figura 32. Proceso para la adquisición de Servidumbre

- El censo e inventario predial.
- El avalúo comercial del terreno y de las mejoras ubicadas en la franja de servidumbre en cada uno de los predios cruzados por la línea, el cual se define teniendo en cuenta los costos de la tierra, el mercado inmobiliario de la zona, topografía, destinación económica, vías,

construcciones, árboles maderables y cultivos. Se elaboran las tablas de precios y probables montos de negociación y presupuestos.

- Por último, se realiza el acuerdo comercial o negociación entre la empresa y cada propietario de predio, la cual se realiza directamente en el empleando minutas de promesa de ventas, donde se consignan todos los detalles generales de la transacción como son: nombre del propietario, título de propiedad, área y mejoras a negociar, restricciones ambientales de uso del suelo y valor de la adquisición (Ministro de minas y energía, 2013). (Guías ambientales, 1999).

6.6. Adquisición de servidumbre según RETIE

Para la zona de servidumbre en líneas de transmisión debe tenerse en cuenta la Resolución 9 0907 de 25 de octubre de 2013, adoptada por el RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas), explica sobre el manejo ambiental en la zona: (Ministro de minas y energía, 2013).

- a. Toda línea de transmisión aérea con tensión nominal igual o mayor a 57,5 kV, debe tener una zona de seguridad o derecho de vía. Esta zona debe estar definida antes de la construcción de la línea, para lo cual se deben adelantar las gestiones para la constitución de la servidumbre, ya sea por mutuo acuerdo con los propietarios del terreno o por vía judicial. El propietario u operador de la línea debe hacer uso periódico de la servidumbre ya sea con el mantenimiento de la línea o poda de la vegetación y debe dejar evidencia de ello. En los casos que la servidumbre se vea amenazada, en particular con la construcción de edificaciones, debe solicitar el amparo policivo y demás figuras que tratan las leyes.

- b. Dentro de la zona de servidumbre se debe impedir la siembra o crecimiento natural de árboles o arbustos que con el transcurrir del tiempo comprometan la distancia de seguridad y se constituyan en un peligro para las personas o afecten la confiabilidad de la línea.
- c. No se deben construir edificios, edificaciones, viviendas, casetas o cualquier tipo de estructuras para albergar personas o animales. Tampoco se debe permitir alta concentración de personas en estas áreas de servidumbre, o la presencia permanente de trabajadores o personas ajenas a la operación o mantenimiento de la línea, ni el uso permanente de estos espacios como lugares de parqueo, o reparación de vehículos o para el desarrollo de actividades comerciales o recreacionales. Las oficinas de planeación municipal y las curadurías deben abstenerse de otorgar licencias o permisos de construcción en dichas áreas y los municipios atender sus responsabilidades en cuanto al control del uso del suelo y el espacio público de conformidad con la Ley.
- d. En los Planes de Ordenamiento Territorial (POT) se debe respetar las limitaciones en el uso del suelo por la infraestructura eléctrica existente. Igualmente, los POT deben tener en cuenta los planes de expansión para poder garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica.
- e. En los casos en que los Planes de Ordenamiento Territorial no permitan la construcción de una línea aérea en la zona urbana o las afectaciones por campos electromagnéticos o distancias de seguridad, superen los valores establecidos en el presente reglamento, la línea debe ser subterránea, teniendo en cuenta los espacios adecuados para la operación y el mantenimiento.
- f. El Operador de Red debe negar la conexión a la red de distribución local, a una instalación que invada la zona de servidumbre, por el riesgo que representa para la vida de las personas.
- g. En la zona de servidumbre a un metro de altura del piso los campos electromagnéticos no deben superar los valores establecidos en el artículo 14° del presente Anexo General, para exposición

ocupacional. En los alrededores de las áreas de servidumbre los valores a considerar serán los de exposición del público en general y si se tienen edificaciones deben medirse a un metro de altura del piso donde permanezcan las personas.

- h. Para efectos del presente reglamento y de acuerdo con las tensiones normalizadas en el país, en la figura 29 se fijan los valores mínimos requeridos en el ancho de la zona de servidumbre, cuyo centro es el eje de la línea

TIPO DE ESTRUCTURA	TENSIÓN (kV)	ANCHO MÍNIMO (m)
Torres	500	60
Torres	220/230 (2 Ctos.)	32
	220/230 (1 Cto)	30
Postes	220/230 (2 ctos)	30
	220/230 (1 cto)	28
Torres	110/115 (2 ctos)	20
	110/115 (1 cto)	20
Postes	110/115 (2 ctos)	15
	110/115 (1 cto)	15
Torres/postes	57.5/66	15

Tabla 22.1 Ancho de la zona de servidumbre de líneas de transmisión [m]

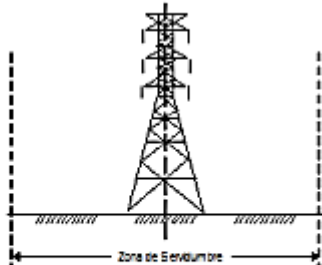


Figura 22.1. Ancho de la zona de servidumbre

Figura 33. Zona de Servidumbre tomado del RETIE (2013)

- i. Servidumbre en líneas compactas: El ancho mínimo de la servidumbre en los tramos compactos de una línea nueva, se determinará como la distancia entre los puntos a ambos lados de la línea a partir de los cuales a un metro de altura del suelo o el piso donde se tenga presencia humana, el campo eléctrico y el campo magnético no superan los valores establecidos en el artículo 14° del presente Anexo General, para exposición del público en general, incluyendo las condiciones más críticas de temperatura, vientos o fuerzas electromagnéticas a que puedan estar sujetos los conductores en la línea de transmisión. Dicha servidumbre nunca podrá ser menor que la que

resulte de considerar las distancias de seguridad establecidas en el literal “j” del presente numeral.

j. Para líneas de transmisión con tensión nominal menor o igual a 500 kV que crucen zonas urbanas o áreas industriales y para las cuales las construcciones existentes imposibilitan dejar el ancho de la zona de servidumbre establecido en la tabla 22.1, se acepta construir la línea aérea, bajo los siguientes requisitos:

- a) Que el Plan de Ordenamiento Territorial existente en el momento de la planeación del proyecto así lo permita.
- b) Que un estudio de aislamiento del caso en particular demuestre que no hay riesgos para las personas o bienes que se encuentran en las edificaciones.
- c) Que en la edificación los valores de campos electromagnéticos para público en general no sean superados.
- d) Que los valores de radio interferencia ni ruido acústico supere los valores establecidos por la autoridad competente.
- e) Que se asegure cumplir distancias de seguridad horizontales de por lo menos 3,5 m para 57,5 kV, 4 m para 115 kV, 6 m para 230 kV y 8,6 m para 500 kV, teniendo en cuenta los máximos movimientos de acercamiento a la edificación que pueda tener el conductor, estas distancias se deben medir entre la proyección vertical más saliente del conductor y el punto más cercano de la edificación. Para estos casos se recomienda el uso de líneas compactas y podrá utilizar corredores de líneas de otras tensiones, montando varias líneas en la misma estructura ya sea torre o poste. En ningún caso la

línea podrá ser construida sobre edificaciones o campos deportivos que tengan asociado algún tipo de construcción (Ministro de minas y energía, 2013).

6.7. Manejo integral de riesgos

Se deben identificar las amenazas, crear un plan de contingencias con el fin de adoptar estrategias para reducir los efectos sobre los participantes en las etapas de las Líneas de Transmisión de Energía; este manejo integral de riesgo se rige bajo el siguiente marco jurídico (Ministro de minas y energía, 2013).

6.7.1. Ley 46 de 1988. crea y organiza el Sistema Nacional para la Prevención y Atención de Desastres (Ministro de minas y energía, 2013).

6.7.2. Decreto 919 de 1989 Artículo 6 Parágrafo 1. “Para efectos de lo dispuesto en el presente artículo, todas las entidades públicas y privadas que financien estudios para la formulación y elaboración de planes, programas y proyectos de desarrollo regional y urbano, incluirán en los contratos respectivos la obligación de considerar el componente de prevención de riesgos y las disposiciones de que trata el presente artículo” (Ministro de minas y energía, 2013).

6.7.3. Constitución Colombiana de 1991, en el artículo 1. “Compromete a todos los ciudadanos a participar en las decisiones de carácter ambiental respetando el pluralismo (diversas formas de

vida y cultura), siendo la conservación del medio ambiente un componente esencial en la Prevención de Desastres”¹ (Ministro de minas y energía, 2013).

6.7.4. Ley 99 de 1993 en el título I, artículo 1, numeral 9. “La prevención de desastres es materia de interés colectivo y las medidas para evitar o mitigar los efectos de su ocurrencia, serán de obligatorio cumplimiento” (Ministro de minas y energía, 2013).

6.7.5. Ley 115 de 1994. “Ley General de Educación” en su artículo 5° numeral 10, habla acerca de la “adquisición de una conciencia para la conservación, protección y mejoramiento del medio ambiente, de la calidad de vida, del uso racional de los recursos naturales, de la Prevención de Desastres, dentro de una cultura ecológica y del riesgo a la defensa del patrimonio cultural de la nación” (Ministro de minas y energía, 2013).

6.7.6. Decreto 1753 de 1994. *Reglamenta la concesión de licencias ambientales para el desarrollo y construcción de proyectos, define que todo Plan de Manejo Ambiental debe incluir la formulación de planes de contingencia* (Ministro de minas y energía, 2013).

7. Disposiciones reglamentarias y normas europeas en materia ambiental a tener en cuenta para el diseño de líneas de transmisión.

Las Disposiciones europeas se aplican a líneas de alta tensión de corriente alterna trifásica a 50[Hz] y su tensión entre fases sea superior a 1[kV]; basándose en el REAL DECRETO 223/2009 del 15

de febrero, sobre “*Condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de Alta Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09*”, el vigente reglamento fue aprobado por: (Juan Carlos R, 2008).

- **Decreto 3151/1968 (diciembre 27 1968)**, prescripciones técnicas que deberán cumplir las Líneas Eléctricas Aéreas, quedando excluidas de la exigencia del presente decreto, únicamente las líneas eléctricas que conforman las “líneas de contacto” de los ferrocarriles u otros medios de transporte energizados (Juan Carlos R, 2008).
- **Artículo 3° del Decreto 3151/1968, Clasificación de las líneas:** Las líneas de transmisión de alta tensión, en la unión europea se clasifican: (Juan Carlos R, 2008).
 - *Primera categoría:* Tensión nominal superior a 66 [kV]
 - *Segunda categoría:* Tensión nominal entre 66 y 30 [kV].
 - *Tercera categoría:* Tensiones nominales entre 30 y 1 [kV].

7.1. Instrucción técnica complementaria 04 (ITC – LAT 04) documentación y puesta en servicio de las líneas de alta tensión

Tiene como objeto desarrollar las prescripciones del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas de transmisión de alta tensión, determinando la documentación que se debe tener en cuenta para la puesta en servicio, así como su tramitación ante un organismo competente.

Las líneas de transmisión deben ejecutarse según proyecto que deberá ser redactado y firmado por el titular competente, será el responsable de que el mismo se adapte a las disposiciones reglamentarias, y, especificaciones particulares aprobadas al sistema de transporte de energía que se conecten (Ministerio de, Industria, & Turismo, 2013).

7.2. Real decreto 1955 / 2000 (1 de diciembre)

Se desarrolla el marco normativo que compete actividades relacionadas con el sector eléctrico, según lo establecido en la **Ley 54/1997**. Garantiza la seguridad y calidad para el suministro eléctrico para los consumidores, todo esto de forma tal que sea compatible con el medio ambiente.

Según el decreto se debe tener en cuenta los criterios medio ambientales necesarios para cumplir con los planes de desarrollo, buscando la minimización en el impacto ambiental global.

- **Artículo 115**, Para la construcción, modificación, explotación y ampliación de las instalaciones eléctricas, se requiere: una autorización administrativa, en caso del anteproyecto de la línea de transmisión como documento técnico, que será tramitado conjuntamente el estudio de impacto ambiental.
- **Artículo 124 Trámites de evaluación de Impacto Ambiental**, Todo proyecto de producción, instalaciones, distribución y transmisión de energía eléctrica de debe someter a una evaluación de impacto ambiental, cuando así lo exija la legislación aplicable en dicha materia.

- **Artículo 129 Ocupación del dominio público marítimo-terrestre**, Por acuerdo del Consejo de Ministros, tomando en consideración los valores medioambientales y paisajísticos, se permitirá autorizar el tendido de líneas de transmisión, mientras su emplazamiento parcial o total esté comprendido en el dominio público marítimo-terrestre, siempre y cuando el diseño no se localice en las costas que formen playas u otros ámbitos de especial protección especial, o que concurran razones de propuesta pública del Ministerio de Economía (Legislación consolidada, 2008).

7.3. Instrucción técnica complementaria ITC – LAT 05 verificaciones e inspecciones

Tiene como objetivo desarrollar las previsiones del reglamento acerca de las garantías de seguridad y condiciones técnicas en líneas de transmisión de alta tensión, previas a la puesta de servicio.

Previamente a la puesta de servicio de las líneas de transmisión, se deben realizar las verificaciones previas, el encargado de estas es el titular de la instalación; por medio de ensayos, todo con el fin de comprobar el cumplimiento de las normas y reglamento establecido.

La inspección de las líneas de transmisión tanto aéreas como subterráneas, se basan en comprobar que los ensayos previos realizados por el titular de la empresa, con los medios técnicos apropiados y en correcto estado de calibración (Ministerio de, Industria, & Turismo, 2013).

7.4. Real decreto legislativo 1 / 2008 del 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la ley de evaluación de impacto ambiental de proyectos

Se constituye el instrumento más adecuado para el cuidado y defensa del medio ambiente y recursos naturales, se introduce así la variable ambiental para la toma de decisiones en todos los proyectos que incidan en el medio ambiente (Luis Macías, 2006).

Se establece el régimen jurídico en la evaluación de impacto medioambiental aplicable para proyectos de obras, instalaciones o cualquier otra actividad que comprenda la invasión de un ecosistema.

Se pretende crear una evaluación, que describa de manera apropiada cada caso particular y de conformidad, por ende, los efectos directos e indirectos de cualquier proyecto con los siguientes factores:

- El ser humano, fauna y flora.
 - El suelo, agua, aire, clima y paisaje.
 - Los bienes materiales y el patrimonio cultural.
-
- **Artículo 5. Evaluación de impacto ambiental de proyectos:** Debe comprender:
 - El promotor debe realizar una solicitud ante el órgano sustantivo al que se someta el proyecto para su evaluación de impacto ambiental y documentos iniciales del mismo.
 - Previamente se debe realizar una consulta a las comunidades que se vean afectadas, luego de determinar el alcance del proyecto.

- La evaluación del impacto ambiental se realiza del total de este, no de cada fase.
- **Artículo 7. Estudio de impacto ambiental:** Debe contener al menos uno de los siguientes datos:
 - Una descripción general junto a las exigencias previsibles en el tiempo, para la utilización del suelo y demás recursos naturales.
 - Aproximación de cantidades de emisiones de materia o energía resultantes y tipos de estas.
 - Justificación de las principales razones de la solución adoptada, teniendo en cuenta la afectación y efectos ambientales.
- **Artículo 8. Determinación del alcance del estudio de impacto ambiental:** Todo proyecto que deba ser autorizado por la Administración General del Estado, tendrán un plazo de tres meses para continuar la solicitud y documentación con el órgano ambiental.

7.5. Declaración ambiental EMAS (Eco – Magnament and Audit Scheme) 2015

La red de transmisión eléctrica debe basarse en el desarrollo de un modelo energético sostenible, para contribuir al alcance de los objetivos europeos 20-20-20, que pretende aumentar en 20% las energías renovables, reducir el consumo de energías primarias y emisiones de gases efecto invernadero 20%, todo esto para el año 2020, realizando un comparativo del año 2010 (Red Eléctrica Emas, 2016). (Berrio Giraldo, 2014)

- **Biodiversidad:** la red eléctrica española traza sus ejes fundamentales para la etapa de diseño de una línea de transmisión, estrategia que usa para mantener un compromiso con la biodiversidad: (Berrio Giraldo, 2014)
 - El desarrollo de la red de transporte eléctrico debe ir integrado junto a la conservación y uso de la biodiversidad.
 - Crear mecanismos que mantengan la protección y valores medioambientales en el diseño de una línea de transmisión eléctrica.
 - Contribuir con un marco de comunicación y contribución entre los grupos de interés (figura 34), promoviendo la proyección y compromiso de la compañía con la conservación de la biodiversidad (Red Eléctrica Emas, 2016).



Figura 34. Grupos de Interés, EMAS

- ***Protección de hábitats y especies:*** Se deben aplicar medidas preventivas para el diseño de una línea de transmisión eléctrica, evitando la alteración de hábitats de determinadas especies de fauna y flora, afectación a la vegetación, entre estas medidas se destacan:
 - Realizar informes detallados en campo sobre cuestiones determinadas, afectación a fauna y flora protegida y su reparación.
 - Construcción de balsas para la decantación y filtros para simplificar o evitar el principal recurso hídrico.
 - Recuperación de zonas afectadas, restauración de derrumbes, plantaciones y siembras.
 - Acompañamiento continuo para el desarrollo de proyectos con el fin de mejora de la biodiversidad en las zonas afectadas (Red Eléctrica Emas, 2016).

7.6. Ley 6 / 2001, de 8 de mayo, modificación del real decreto legislativo 1302 / 1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental

Esta ley modifica el Real Decreto Legislativo 1302/1986, para la Evaluación de Impacto Ambiental, que ahora incluye las líneas de transmisión eléctrica, con longitudes superiores a tres kilómetros cuando se desarrollen en zonas sensibles por conservación de aves silvestres, hábitats naturales, fauna y flora silvestre o humedales (Juan Carlos R, 2008).

7.7. Determinación de la traza

Para mitigar la repercusión de impactos ambientales debe tenerse en cuenta esta medida como prioridad, las afectaciones causadas por el trazo de una línea de transmisión pueden disminuirse en función que se eviten o no las zonas más sensibles. Actualmente en la etapa del trazado se han incorporado, una serie de criterios ambientales, con el fin de racionalizar su diseño, como son:

- El trazado de la línea de transmisión debe estar lo más alejada posible de los núcleos de población, zonas de hábitat disperso y de toda vivienda presente.
- Reducir cualquier impacto paisajístico, por ello, es recomendable que el diseño sea posible por zonas de media ladera, evitando al máximo el paso por puntos culminantes, también de alto valor arqueológico, histórico-artístico.
- No intervenir en zonas de concesiones de explotación mineras, tanto vigentes como en tramitación.
- Planificar la red de caminos y vías de acceso que sean necesarios en la etapa de ejecución de las obras; en la mayor medida usar caminos existentes.
- Se debe evitar cualquier tipo de zonas húmedas o afluyente hídrico, y mantener una distancia mínima de 10 metros de estas zonas (Juan Carlos R, 2008).

7.8. Prospección arqueológica

Toda obra civil debe adoptar como norma general la suposición de movimiento de tierras, teniendo en cuenta la conservación del patrimonio cultural, realizando la prospección arqueológica,

evitando en el diseño de la línea de transmisión la ubicación de apoyos en zonas con mayor potencial arqueológico (Red Eléctrica Emas, 2016).

7.9. Programa de vigilancia ambiental (PVA)

Para el diseño de una línea de transmisión eléctrica es obligatorio establecer un PVA, se ha comprobado que la falta de inspección aumenta la probabilidad de impacto ambiental, la responsabilidad de toda mala actuación sobre el medio ambiente recae sobre la entidad o persona que esté diseñando el proyecto.

El PVA debe presentarse de manera completa antes del inicio del proyecto, no de manera secuencial, puesto que no se aceptarán cambios durante el desarrollo del mismo (Juan Carlos R, 2008).

7.10. Real decreto 263 / 2008, de 22 de febrero, por el que se establecen medidas de carácter técnico en líneas eléctricas de alta tensión, con objetos de proteger la avifauna.

Este Real Decreto tiene como fin normatizar las líneas de transmisión eléctrica con conductores desnudos, cuyo objetivo es reducir la electrocución para la avifauna, contribuyendo con una mejora significativa en la prestación del servicio (Juan Carlos R, 2008).

Los proyectos de construcción, ampliación o modificación de las líneas de transmisión deben contener:

- Descripción del trazado y plano a escala al menos 1:25.000
- Clases de armados y apoyos a instalar.
- Sistema de aislamiento caracterizado.
- Caracterización de dispositivos salvapájaros a instalar y su ubicación, tanto como medidas de anticolisión.

7.11. Licencia ambiental para líneas de transmisión en España

Es competencia municipal e independiente o de la Comunidad Autónoma resolver una licencia ambiental para un proyecto que influya con el impacto ambiental, cada uno de los 8122 municipios españoles; es necesario establecer que clasificación debe tener el permiso ambiental para la explotación terrestre, afectación en la fauna y flora o escenarios arqueológicos y culturales.

España comparte en su totalidad su reglamentación y regulación ambiental con la Unión Europea, ya que se ha determinado normativa en relación con la calidad del aire, ruido, residuos, contaminación y suelos, con la revisión del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente.

Sólo es posible conocer el detalle de la normativa de licencias ambientales y requisitos particulares consultando cada municipio específico donde se espera llevar a cabo el proyecto, en algunos ayuntamientos permiten que se inicie la autorización con un trámite electrónico por fase del proyecto.

Las exigencias en la licencia ambiental independientemente del municipio suelen requerir la manifestación de conocimiento por riesgos y previsiones para manejar y disminuir las molestias de que genere el proyecto, emisiones, olores, calor, ruidos y vibraciones. Los informes deben ir firmados y aceptados por un profesional calificado, como las memorias y planos.

El tiempo de espera para la aprobación de una licencia ambiental tarda de 1 a 4 meses luego de presentar la solicitud al municipio, en este tiempo el ayuntamiento examinará la documentación entregada, en algunos casos es expuesta a grupos de interés en el proyecto y requieren de su punto de vista para su aprobación (Fayos Álvarez & Universidad Politécnica de Valencia, 2009).

8. Conclusiones

Con el fin de complementar la temática de las líneas de transmisión de energía eléctrica que se ha venido abordando en la E3T, esta investigación presenta de manera general las mejoras documentadas del STN, normativa y regulación en materia ambiental para el diseño de Líneas de transmisión.

A partir de la información consultada de los últimos 50 años detallando los avances tecnológicos que han presentado los componentes que conforman las líneas de transmisión de energía eléctrica y en base al primer objetivo específico planteado en el presente trabajo de grado, se encontró que algunos elementos empleados en el diseño han presentado cambios considerables mejorando las condiciones de operación y transmisión de energía, como es el caso de los conductores, el cable de guarda y la puesta a tierra donde se verificó modificaciones en los materiales empleados.

En los conductores dichos cambios mejoraron la conductividad, la resistencia, la corrosión, propiedades eléctricas y mecánicas de la línea, cambiando el conductor empleado comúnmente como lo era el ACSR por conductores AAAC, AAC y ACAR empleados según los parámetros de la línea.

En el caso del cable de guarda el cambio de diseño consistió en la capacidad de transmitir datos a alta velocidad a grandes distancias además de solo proteger la estructura y conductores ante descargas, mejorando el diseño de las líneas de solamente el transporte de energía.

Para la puesta a tierra las mejoras se presentaron en los conductores, electrodos y conectores, debido a que ofrece más variedad en los materiales de la conexión y nuevas formas de unir las varillas y equipos, mejorando así las condiciones de operación.

En términos de nuevas tecnologías se han implementado conductores para el desarrollo de líneas de transmisión subterráneas empleadas en zonas urbanas, estando limitadas por la longitud del circuito y a condiciones ambientales.

Dando solución al segundo objetivo específico, en materia ambiental y normativa empleada en el diseño de líneas de transmisión de energía eléctrica en Colombia, frente a uno de los sistemas de potencia más desarrollados de Europa (en España), se determinó que:

Respecto a la regulación y normativa colombiana, para el diseño de líneas de transmisión se pudo apreciar que cubre los suficientes aspectos de impacto ambiental; debido a las exigencias que por parte de la UPME han tenido en cuenta para permitir el desarrollo de cualquier proyecto de transmisión de energía.

A pesar de que sólo existe una única guía ambiental para proyectos de transmisión de energía eléctrica en Colombia, y que no se ha renovado desde su publicación en septiembre de 1999, cumple a cabalidad su objetivo de facilitar a las autoridades ambientales y operadores de red, las indicaciones pertinentes de minimizar cualquier impacto ambiental, arqueológico y en contra de

cualquier comunidad indígena o afrodescendiente. Entendiendo el ambiente de forma integral y única entre el medio social y natural.

En términos de regulación y reglamentación de Colombia frente a países con mejores avances respecto a estructuras, conductores y demás elementos energéticos, se observa un mayor desarrollo en nuestro país frente a temas de plan de manejo ambiental.

Al finalizar este trabajo de grado y dar desarrollo a cada uno de los objetivos propuestos, cabe resaltar la necesidad de recopilar diferentes temáticas en las que se han venido implementando mejoras en paralelo, como lo son las líneas de transmisión de energía en CC, debido a la expansión del STN en el que se está considerando la interconexión Guajira - Cerro Matoso – Panamá II, como se observa en la Figura 3; y la oportunidad de continuar implementando avances tecnológicos en conjunto con la electrónica de potencia empleada en las líneas de transmisión flexible.

Referencias Bibliográficas

Acero ATD. (2019). líneas de transmisión por agentes operadores.

AFL. (2003). *Alumoweld® Overhead Ground Wire*. Retrieved from www.AFLglobal.com or 800-866-7385

Andrés Granero. (1969). *Líneas aéreas de AT: Aisladores y herrajes*.

Anónimo. (1986). . *Puesta a tierra 1.1 Normas*.

Anónimo. (2009). *cable de guardia con fibra óptica-OPGW Características generales*.

Berrio Giraldo , L. I. (2014). *Universidad Nacional de Colombia*. Recuperado el 20 de Abril de 2019, de <http://bdigital.unal.edu.co/48547/1/1037604353.2015.pdf>

Cesar Gaviria Trujillo. (1994). *Ley 143 de 1994*.

Cristian Camilo Mendoza Grosso; Héctor Graffe. (2017). *Análisis del comportamiento de cables aislados de la linea de transmisión 220 kv cartagena-bolivar 2*.

ENEL. (2019). Conductores aislados para distribución subterránea. Retrieved from http://likinormas.micodensa.com/Norma/cables_subterraneos/cables/cs_generalidades_3_3_1_conductores_aislados_distribucion_subterranea

Fang, S.J, R. S. (2002). *Manual_para_diseno_de_lineas_de_transmis(1)*.

Fayos Álvarez, A., & Universidad Politécnica de Valencia. (2009). *Líneas eléctricas y transporte de energía eléctrica*. Editorial Universidad Politécnica de Valencia.

Gregorio Mesa Cuadros. (2013). *Licencias ambientales en Colombia: límites o autorizaciones*

- para el uso de los recursos naturales.* Retrieved from <http://bdigital.unal.edu.co/39891/1/6699693.2013.pdf>
- Guías ambientales. (1999). *Guía ambiental para proyectos de transmisión de energía eléctrica.* Retrieved from <https://redjusticiaambientalcolombia.files.wordpress.com/2012/10/guia-para-proyectos-de-transmision-3b3n-elc3a9ctrica.pdf>
- Ieb SA. (2014). *Comisión de regulación de energía y gas-CREG.*
- Industria, energía y medio ambiente. (2018). Aisladores en líneas eléctricas: materiales, tipos y características principales. Retrieved from <https://blog.structuralia.com/aisladores-en-lineas-electricas-materiales-tipos-y-caracteristicas-principales>
- Jacobo, P. (1991). *constitución política de 1991.* Retrieved from <http://pdba.georgetown.edu/Parties/Colombia/Leyes/constitucion.pdf>
- Juan Carlos R. (2008). *Ministerio de trabajo y asuntos sociales.*
- JYTOP. (1998). Alambre de acero revestido de aluminio desnudo/Acs Alumoweld conductor conductor para la norma ASTM B416. Retrieved from <https://es.vwcable.com/bare-aluminium-clad-steel-wire-conductor-alumoweld-accs-conductor-for-astm-b416>
- Kehang. (2010). Montar la estructura de torre de acero de líneas de transmisión. Retrieved from <http://www.steeltowerchn.com/es/lattice-steel-tower/assemble-the-transmission-lines-structure-steel-tower/>
- Kehang. (2019). Montar la estructura de torre de acero de líneas de transmisión.
- Legislación consolidada. (2008). *BOE-A-2008-1405-consolidado.*
- Leonardo, Chaparro, V. (2009). *Especificacion linea 115 kV1-EMSA.*
- Luis, C. (2009). Sistema actual y/o tradicional de conexión de puesta a tierra en torres y líneas de transmisión. Retrieved from <http://luiscabareda.com/innovacion3.html>

Luis Eduardo Martínez C. (2010). *Especificaciones técnicas para suministro de cable alumoweld 7 no. 11 ma_di_02_002_0030 macroproceso distribucion proceso ingenieria.*

Luis Fernando Macías Gómez. (2006). *Legislación y normativa ambiental*. Retrieved from [http://www.oas.org/dsd/EnvironmentLaw/Documents/Colombia_042706/Aplicación y cumplimiento legislacion ambiental.pdf](http://www.oas.org/dsd/EnvironmentLaw/Documents/Colombia_042706/Aplicación_y_cumplimiento_legislacion_ambiental.pdf)

luiz maria checa. (2003). *lineas de transporte de energía.*

Mejia & Villegas. (2018). *subestaciones*. Retrieved from <http://imseingenieria.blogspot.com/2018/03/lineas-aereas-de-at-aisladores-y.html>

Ministerio de, industria, e. y., & turismo. (2013). *Guía de la Instrucción Técnica Complementaria ITC- LAT 05*. Retrieved from http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/LAT/Guia_ITC-LAT_05_oct13.pdf

Ministro de minas y energia. (2013). *Anexo general del retie resolución 9 0708 de agosto 30 de 2013 con sus ajustes anexo general reglamento técnico de instalaciones eléctricas (retie).*

Nancy, A., Rosas, H., & Padilla, F. M. (2005). *Diseño de torres de transmisión eléctrica.*

Parametros técnicos del SIN. (2019). Regresar Líneas de trasmisión por agentes operadores.

Procables. (2018a). *1350-ACAR(1350-6201).*

Procables. (2018b). *1350-ACSR.*

Procables. (2018c). *6201-AAAC.*

Procables S.A. (2017). *1350 - AAC.*

Rafael, S. (1753). *DAA CAP 8 - V1.*

Red Eléctrica Emas. (2016). *declaracion ambiental_emas 2015.*

Sandoval, A. M. (2004). *Archivos de economía Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros.*

Sebastian Garcia. (2010). Transposicion en lineas de 500 KV. Retrieved from <http://sebastiangarcia.blogspot.com/2010/05/transposicion-en-lineas-de-500-kv.html>

Sector electricidad. (2015). OPGW Tubo Central de Aluminio Extruido. Retrieved from <http://www.sectorelectricidad.com/10979/opgw-tubo-central-de-aluminio-extruido/>

Sector electricidad. (2016). Explicando la transposición de líneas de transmisión. Retrieved from <http://www.sectorelectricidad.com/15058/explicando-la-transposicion-de-lineas-de-transmision/>

UPME. (2018). *UPME STR 02*. Retrieved from www.upme.gov.co

UPME STR. (2018). *descripción de la normativa vigente*. Retrieved from www.upme.gov.co