

**LINEAMIENTOS BÁSICOS PARA UN REGLAMENTO TÉCNICO DE LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.**

**LISSETH ANDREA JAIMES FLÓREZ
ÁLVARO OMAR DURAN PINZÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2016

**LINEAMIENTOS BÁSICOS PARA UN REGLAMENTO TÉCNICO DE LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.**

**LISSETH ANDREA JAIMES FLÓREZ
ÁLVARO OMAR DURAN PINZÓN**

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Director

**OSCAR ARNULFO QUIROGA
PhD. en tecnología**

Codirector

**GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA
PhD. en Ingeniería Industrial**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

El autor Lisseth Andrea Jaimes Flórez expresa sus agradecimientos a:

A mis padres, mi hermana, mi abuela y amigos, quienes me apoyaron cuando más lo necesitaba.

El autor Álvaro Omar Durán Pinzón expresa sus agradecimientos a:

A Dios. Me ha permitido tener la cabeza en alto y mirar siempre al frente. Me ha permitido dar este paso el cual es uno de muchos más.

A mi madre, Doña Marleny, por su apoyo, su constancia y sus consejos.

A la familia Arenas Eljach; Doña Doris, Don David, Diego, David, Dana. Me acogieron como un miembro más.

A mi compañera de proyecto de grado; por su paciencia, su exigencia, y su disciplina.

A mis mejores amigos; Diego Arenas, Anna María Montagut Guevara y Diego Betancur. Siempre presentes, siempre unidos.

A ti.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

- A nuestro director de proyecto, Oscar Quiroga, por su orientación, paciencia y dedicación.
- A nuestros padres a quienes les debemos quienes somos.
- A nuestros amigos con quienes hemos contado incondicionalmente.
- Al profesor Gabriel Ordoñez, por su apoyo en este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. REGLAMENTACIÓN TÉCNICA EN COLOMBIA	18
1.1 ESTRUCTURA DE UN REGLAMENTO TÉCNICO EN COLOMBIA	20
1.2 REGLAMENTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA Y LAS OPCIONES DE MEJORA.	21
1.2.1 Necesidad de un reglamento técnico de líneas de transmisión	26
1.2.2 Modificación de la reglamentación existente	27
2. ESTRUCTURA PROPUESTA PARA EL REGLAMENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	28
2.1 OBJETO DE LA PROPUESTA DE REGLAMENTO TÉCNICO	30
2.2 CAMPO DE APLICACIÓN	31
2.3 CONTENIDO ESPECÍFICO	31
2.3.1 Definiciones y abreviaturas	32
2.3.2 Requisitos	32
2.3.3 Procedimiento de evaluación de conformidad	33
3. PROCEDIMIENTO SUGERIDO PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	35
3.1 ETAPA DE PRE-DISEÑO	38
3.1.1 Criterios de selección de la ruta	39

3.1.2 Condiciones de temperatura, velocidad del viento y nivel cerámico para el diseño de líneas de transmisión aéreas	39
3.1.2.1 Temperatura ambiente promedio en Colombia	40
3.1.2.2 Velocidad del viento	40
3.1.2.3 Nivel cerámico	42
3.1.3 Áreas protegidas	42
3.1.4 Condiciones Topográficas y Cartográficas	42
3.1.5 Inspección arqueológica	42
3.1.6 Condiciones Geológicas y estudio de suelos	43
3.1.7 Pérdidas de energía	44
3.1.8 Regulación de tensión	44
3.2 ETAPA DE DISEÑO ELÉCTRICO	45
3.2.1 Criterios de selección de conductor	46
3.2.2 Cable de guarda	47
3.2.3 Sistema de puesta tierra	49
3.2.4 Coordinación de aislamiento	50
3.2.5 Evaluación del fenómeno corona	52
3.2.5.1 Radiointerferencia y ruido audible	61
3.2.6 Comportamiento de la línea tanto en régimen permanente como en régimen transitorio	62
3.2.7 Coordinación de protecciones	63
3.2.8 Apantallamiento	64

3.3 ETAPA DE DISEÑO MECÁNICO Y PRE CONSTRUCCIÓN	66
3.3.1 Distancias mínimas de seguridad	66
3.3.2 Zonas de servidumbre	67
3.3.3 Estructuras	68
3.3.4 Cálculo de la catenaria, flecha máxima y ecuaciones de cambio de condiciones	69
3.3.4.1 Curvas de esfuerzo/elongación (CREEP)	71
3.3.4.2 Ecuaciones del cambio de condiciones	71
3.4 OTRAS CONSIDERACIONES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEAS Y HVDC	73
3.4.1 Líneas de transmisión subterráneas	73
3.4.2 Líneas de transmisión HVDC	76
4. MARCO LEGAL PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	79
4.1 UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME	80
4.1.1 Inversionista	81
4.1.2 Diseñador	81
4.1.3 Constructor	82
4.1.4. Interventoría	82
4.2 OBLIGACIONES EN MATERIA AMBIENTAL	83
4.2.1 Licencia ambiental	83
4.2.2 Plan de manejo ambiental durante la operación y mantenimiento	84

4.2.3 Informe ambiental al Ministerio de Medio Ambiente al finalizar la construcción de la línea	84
5. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES	86
BIBLIOGRAFÍA	89

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Proceso para la formulación de un reglamento técnico en Colombia	19
Figura 2. Línea de tiempo de la reglamentación eléctrica en Colombia.	23
Figura 3. Niveles de tensión en Colombia.	29
Figura 4. Etapas del diseño de una línea de transmisión	36
Figura 5. Mapa de Colombia por regiones con sus temperaturas y velocidades del viento promedio anuales	41
Figura 6. Gradiente superficial de conductores	55
Figura 7. Gradiente superficial de conductores	55
Figura 8. Espaciamiento entre conductores	57
Figura 9. Altura del conductor	58
Figura 10. Pérdidas vs gradientes para condiciones húmedas	61
Figura 11. Régimen permanente y régimen transitorio.	63
Figura 12. Ángulos de apantallamiento para un número de salidas por año constante usando las ecuaciones de distancias de choque y asumiendo descargas verticales.	65
Figura 13. Zona de Servidumbre	68
Figura 14. Actores involucrados en el diseño de líneas de transmisión.	82

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Oportunidades de mejora de la reglamentación de líneas de transmisión de energía eléctrica.	25
Tabla 2. Aspectos de diseño establecidos en el RETIE	37
Tabla 3. Aspectos y criterios del diseño que no están completamente definidos en el RETIE	37
Tabla 4. Temperatura promedio anual por regiones en Colombia	40
Tabla 5. Velocidad promedio anual por regiones en Colombia.	41
Tabla 6. Clases y formas de solicitaciones de tensión y sobretensión.	51
Tabla 7. Niveles de aislamiento normalizados ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$).	51
Tabla 8. Ancho de la zona de servidumbre de las líneas de transmisión [m].	67

RESUMEN

TITULO: LINEAMIENTOS BÁSICOS PARA UN REGLAMENTO TÉCNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA*

AUTORES: LISSETH ANDREA JAIMES FLÓREZ
ÁLVARO OMAR DURÁN PINZÓN**

PALABRAS CLAVE: Líneas de transmisión, normatividad, diseño.

DESCRIPCIÓN:

La demanda de energía eléctrica en Colombia aumenta año a año, obligando a la expansión del sistema de transmisión nacional. Regularmente se incorporan al sistema nuevas líneas eléctricas necesarias para la atención confiable y segura de la demanda en el mediano y largo plazo. Los proyectos de transmisión los puede ejecutar cualquier inversionista seleccionado mediante convocatoria pública, pero el país no cuenta con un reglamento técnico que oriente el diseño y construcción de Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica. Si bien, tanto en el RETIE como en resoluciones de la CREG como la 025 de 1995 y 098 de 2000 se señalan las prescripciones técnicas mínimas que deben cumplir las líneas eléctricas aéreas de alta y extra alta tensión, no se hace referencia a la normativa aplicable para el cálculo, diseño y construcción de las mismas.

Es por ello que el objetivo de este trabajo de grado es formular los lineamientos básicos a tener en cuenta para el desarrollo de un reglamento técnico de líneas de transmisión de energía eléctrica en Colombia, analizando la necesidad de su elaboración, tomando en consideración la reglamentación y normativa existente en el país. La estructura propuesta está basada en reglamentos técnicos existentes en el país y también considera elementos de los reglamentos que sobre la materia existen en otros países como Panamá, España, Argentina y México.

Este reglamento técnico permitirá la unificación de los criterios con los cuales se deben diseñar y construir las líneas de transmisión de energía eléctrica en Colombia, buscando la estandarización de estas instalaciones.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Director PhD. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Codirector PhD. Gabriel Ordóñez Plata

ABSTRACT

TITLE: BASIC GUIDELINES FOR TECHNICAL REGULATION OF ELECTRIC ENERGY'S TRANSMISION LINES IN COLOMBIA*

AUTHORS: LISSETH ANDREA JAIMES FLÓREZ
ÁLVARO OMAR DURÁN PINZÓN**

KEY WORDS: Transmission lines, regulations, design.

DESCRIPTION:

The demand for electricity in Colombia is increasing each year, forcing the expansion of the national transmission system. Regularly incorporated into the new system electrical lines needed for reliable and safe care demand in the medium and long term. The transmission projects can run any investor selected through a public call, but the country lacks a technical regulation to guide the design and construction of Transmission Lines Electric Power. While the minimum technical requirements to be met by overhead power lines of high and extra high voltage signal, both RETIE and resolutions of the CREG as 025 of 1995 and 098 of 2000, there is no reference to the applicable regulations for calculation, design and construction of the same.

That is why the aim of this bachelor thesis is to formulate the basic guidelines to consider for the development of a technical regulation of transmission lines for electricity in Colombia, analyzing the need for their development, taking into consideration the regulations and existing regulations in the country. The proposed structure is based on existing technical regulations in the country and also considers elements of the regulations on the matter exist in other countries like Panama, Spain, Argentina and Mexico.

This technical regulation will allow the unification of the criteria which must have the design and build of transmission lines for electricity in Colombia, seeking the standardization of these facilities.

* Bachelor Thesis

** Physical-Mechanical Engineering Faculty. Electrical, Electronics and Telecommunications (E³T) Engineering School, Director PhD. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Codirector PhD. Gabriel Ordóñez Plata.

INTRODUCCIÓN

“Un reglamento técnico es un documento que describe las características distintivas de cierto producto o los procesos y métodos de producción que con él se relacionan, incluidas las disposiciones administrativas aplicables, cuyo cumplimiento es obligatorio”¹.

La buena reglamentación, es una importante herramienta para promover el desarrollo y el progreso. “La adopción de prácticas recomendadas de reglamentación beneficia no sólo su implementación”², así como, también, regula e impulsa el desempeño del trabajo, con el fin de hacerlo más eficiente y transparente. Tal es el caso de algunos reglamentos técnicos vigentes en Colombia; como lo son el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el cual adopta una serie de lineamientos en torno a las instalaciones eléctricas los cuales promueven la seguridad de las personas, los animales, los bienes y el medio ambiente. También, el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (RETILAP), el cual establece los requerimientos mínimos alrededor de las instalaciones eléctricas de alumbrado público garantizando el abastecimiento energético, la protección del consumidor y la preservación del medio ambiente. Además, existen otros reglamentos técnicos en diversas áreas como son el RITEL (Reglamento Técnico de Instalaciones de Telecomunicaciones) y el RETIQ (Reglamento Técnico de Etiquetado Energético).

La energía eléctrica es un asunto de vital importancia en la seguridad nacional de cualquier país, siendo la transmisión de energía eléctrica un proceso clave del

¹ COMITE BRASILEÑO DE REGULACIÓN, CONMETRO, SINMETRO, Guía de buenas prácticas de reglamentación, [En línea]. Disponible en: http://www.inmetro.gov.br/qualidade/pdf/22995_guia_espanol.pdf.

² Ibíd.

sistema eléctrico dado que es a través del sistema de transmisión, que se tiene acceso a las distintas fuentes de generación y se conectan los centros de consumo, que incluyen: industrias, residencias, comercios, instituciones educativas, edificios gubernamentales, etc. En Colombia el sistema de transmisión nacional (STN) está conformado por las redes y equipos que conforman el sistema eléctrico y que opera con tensiones iguales o superiores a 220kV.

Para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica del país, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) se encarga de realizar las proyecciones de demanda, estudiar las deficiencias de la red y formular los planes de expansión de generación y transmisión. Mientras que las plantas de generación se construyen por interés e iniciativa de los agentes, los proyectos de transmisión los ejecuta cualquier inversionista que haya sido seleccionado mediante convocatoria pública.

Dada la gran diversidad de actores que pueden participar de los proyectos de transmisión del país, es necesario un reglamento técnico que establezca plenamente los aspectos esenciales, unifique los criterios y enuncie los procedimientos exigibles para el diseño y construcción de las líneas de transmisión de energía. Actualmente en Colombia no se cuenta con un reglamento de estas características, por tanto, los parámetros legales, normativos y técnicos que se deben seguir para el diseño y construcción de líneas de transmisión no están unificados.

Si bien, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) define los criterios básicos que se deben atender en el diseño y construcción de las líneas de transmisión, no establece las normas específicas bajo las cuales se deben realizar los cálculos o los procedimientos específicos, como si ocurre por ejemplo con las instalaciones de uso final para las cuales el RETIE si exige adoptar los lineamientos de la NTC 2050.

En este trabajo de grado se pretende formular los lineamientos que debe contener un reglamento técnico el cual establezca los requisitos esenciales y las normas aplicables para el diseño y construcción de las líneas de transmisión de energía eléctrica en Colombia. El documento consta de cuatro capítulos. En el capítulo uno se analizan los requisitos que deben cumplir los reglamentos técnicos en Colombia y la reglamentación técnica existente en materia de líneas de transmisión identificando algunas debilidades y proponiendo opciones de mejora, en donde se contempla la emisión de un nuevo reglamento técnico orientado específicamente a líneas de transmisión de energía eléctrica. En el capítulo dos se propone una estructura general para el reglamento técnico de líneas de transmisión de energía eléctrica atendiendo los lineamientos estipulados por la Superintendencia de Industria y Comercio – SIC. En el capítulo tres, se analizan los requisitos esenciales para el diseño de líneas de transmisión de energía eléctrica tomando como base lo desarrollado en el RETIE. En el capítulo cuatro se definen los actores involucrados en el diseño, construcción y operación de las líneas de transmisión, se identifican las obligaciones legales y se hace énfasis en los requerimientos que en materia ambiental se deben considerar. Finalmente, se presentan las principales conclusiones y observaciones derivadas del desarrollo del presente trabajo de grado.

1. REGLAMENTACIÓN TÉCNICA EN COLOMBIA

Según el Consejo Gremial Nacional – CGN (organización que agrupa a los 21 gremios más importantes de Colombia), “un reglamento técnico es un documento en el cual se establecen las características de un producto o los procesos y métodos de producción con ellas relacionados, con inclusión de las disposiciones administrativas aplicables, y cuya observancia es obligatoria”³.

Acorde con las directrices de la Organización Mundial de Comercio (OMC), un reglamento técnico sólo puede estar justificado por la protección de uno o más de los siguientes objetivos legítimos de un país⁴:

- “Los imperativos de seguridad nacional
- La prevención de prácticas que puedan inducir a error a los consumidores
- La protección a la salud o seguridad humanas
- La protección de la vida o a la salud animal o vegetal
- La protección del medio ambiente.”

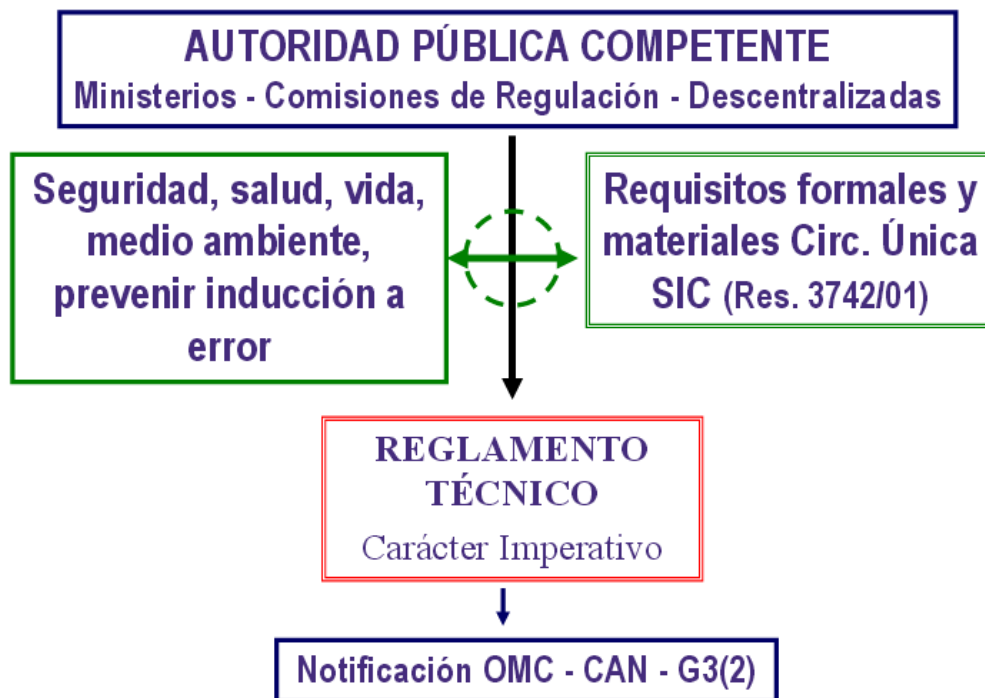
En Colombia, la reglamentación técnica puede ser emitida por una autoridad pública competente, pero la labor está a cargo principalmente de los ministerios y las comisiones de regulación. Los requisitos formales para la elaboración de los reglamentos técnicos están contemplados en la Resolución 3742 de 2001 de la Superintendencia de Industria y Comercio. Una vez emitido el reglamento técnico se debe notificar a la OMC quien es el organismo internacional que se ocupa de verificar que el reglamento técnico cumple las prescripciones y objetivos de carácter obligatorio, como la seguridad de las personas, el medio ambiente, etc.

³ CONSEJO GREMIAL NACIONAL – CGN Presentación charla metrología [En línea]. Disponible en: <http://www.cgn.org.co/documentos/pdf/PresentacioncharlaMetrologia1.pdf>.

⁴ *Ibíd.*

La figura 1 muestra el proceso descrito, desde la formulación del reglamento hasta la notificación a la OMC.

Figura 1. Proceso para la formulación de un reglamento técnico en Colombia



Fuente: CONSEJO GREMIAL NACIONAL – CGN Presentación charla metrología [En línea].
Disponible en: <http://www.cgn.org.co/documentos/pdf/PresentacioncharlaMetrologia1.pdf>.

La reglamentación técnica forma parte del Subsistema Nacional de Calidad (SNCA) del país, creado mediante los decretos 1074 y 1595 de 2015, el cual es un órgano formado por entidades públicas y privadas que realizan actividades de diferente índole para la formulación, ejecución y seguimiento de las políticas en materia de normalización, reglamentación técnica, evaluación de la conformidad y metrología⁵.

⁵ Ibíd.

1.1 ESTRUCTURA DE UN REGLAMENTO TÉCNICO EN COLOMBIA

La formulación de la reglamentación técnica en Colombia se rige por lo dictado en el Decreto 1112 de 1996 y la Resolución 3742 de 2001 de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), creados a partir de la adhesión de Colombia a la Organización Mundial de Comercio acorde con la Ley 170 de 1994.

Acorde con la Ley 170 de 1994, toda la normativa colombiana que había sido oficializada como obligatoria por el Consejo Nacional de Normas y Calidades perdió la condición de obligatoriedad y todos los requisitos contemplados en dichas normas que deban continuar vigentes por garantizar la seguridad nacional, la seguridad y protección de la vida y salud humana, animal y vegetal, del medio ambiente y la prevención de prácticas que puedan inducir a error a los consumidores, debería ser incorporados al ordenamiento jurídico, por las entidades competentes, según la materia, a través de la expedición de reglamentos técnicos^{6 7}.

Según la Resolución 3742 de 2001 de la SIC, artículo segundo, una de las principales características que se debe tener en cuenta al realizar un reglamento técnico es que puede estar “basado en normas internacionales existentes o cuya expedición sea inminente o en normas técnicas colombianas que se basen en ellas”, concluyendo que cualquier reglamento técnico deberá estar soportado en evidencia científica⁸.

⁶ PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA Decreto 1112 (junio 24) por el cual se crea el Sistema Nacional de Información sobre Medidas de Normalización y Procedimientos de Evaluación de la Conformidad, se dictan normas para armonizar la expedición de reglamentos técnicos y se cumplen algunos compromisos internacionales adquiridos por Colombia. Bogotá 1996 [en línea] disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=32038>

⁷ SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, Resolución 3742 (febrero 2) Por la cual se señalan criterios y condiciones que deben cumplirse para la expedición de Reglamentos Técnicos Bogotá 2001 [en línea] disponible en: <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Conoce/res3742.pdf>

⁸ Ibíd.

La estructura que debe incluir un reglamento técnico según los lineamientos de la Resolución 3742 de 2001 de la SIC son los siguientes⁹:

- “Objeto: finalidad del reglamento técnico
- Campo de Aplicación
- Contenido Específico del Reglamento Técnico:
 - Definiciones, las necesarias para la adecuada interpretación del reglamento técnico.
 - Requisitos, establecer en forma detallada los que se debe cumplir.
 - Procedimiento para Evaluar la Conformidad.
- Entidad de vigilancia y control: señalar la entidad a la que le compete vigilar el cumplimiento del reglamento técnico.
- Vigencia: fecha a partir de la cual es exigible.
- Derogatorias: los Reglamentos Técnicos y Normas Técnicas Colombianas Oficiales Obligatorias que se derogan o cuya obligatoriedad se elimina.
- Régimen Sancionatorio: especifica las sanciones legales previstas por incumplimiento de lo establecido en el Reglamento Técnico”.

1.2 REGLAMENTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA Y LAS OPCIONES DE MEJORA.

La normativa eléctrica en Colombia se ha desarrollado paulatinamente acorde con la evolución del sector eléctrico en el país y teniendo como referente principal la normativa norteamericana (ANSI, IEEE, etc.) y europea (IEC, CRIGRÉ, etc.) No obstante, el desarrollo de los reglamentos técnicos es relativamente reciente y se dio como una necesidad para proteger los objetivos legítimos del país debido al auge de los tratados de libre comercio.

⁹ Ibíd.

Desde que se inició la prestación del servicio de energía eléctrica a finales del siglo XIX, como resultado de la iniciativa de inversionistas privados, quienes constituyeron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y vender electricidad, las normas que regían el sector eléctrico estaban dadas por la ley 113 de 1928, ley de aguas, y la ley 109 de 1936, de la cual nació el Departamento de Empresas de Servicios Públicos¹⁰. “El uso inicial de la energía eléctrica se enfocó en el alumbrado público y comercio, más tarde, se pasó al uso residencial en los estratos más adinerados de la sociedad y posteriormente llegó a talleres, fábricas y al tranvía”¹¹.

Con el propósito de impulsar la cobertura eléctrica en el país, a mediados del siglo XX el estado se convirtió en dueño de las empresas del sector y se creó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electraguas) para articular toda la política del sector eléctrico, el cual posteriormente se convirtió en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y tiempo después en el Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE)^{12 13}.

A comienzos de la década de los 90, después de una inspección de todas las empresas estatales del sector eléctrico colombiano, se hallaron muchas inconsistencias administrativas, financieras y operativas que condujeron a un racionamiento energético entre 1991 y 1992, el más grande a nivel nacional. Este panorama dio vía libre para que, en 1992, por parte del Gobierno Nacional, se reestructurara el Ministerio de Minas y Energía, dando paso a tres unidades administrativas especiales: La Comisión de Regulación de Energía (CRE), siendo en 1994 la que hoy se conoce como la Comisión de Regulación de Energía y Gas

¹⁰ SANDOVAL A. M., Archivos de Economía» 5 Noviembre 2004. [En línea]. [citado el 12 Junio 2016]. Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Estudios%20Economicos/272.pdf>.

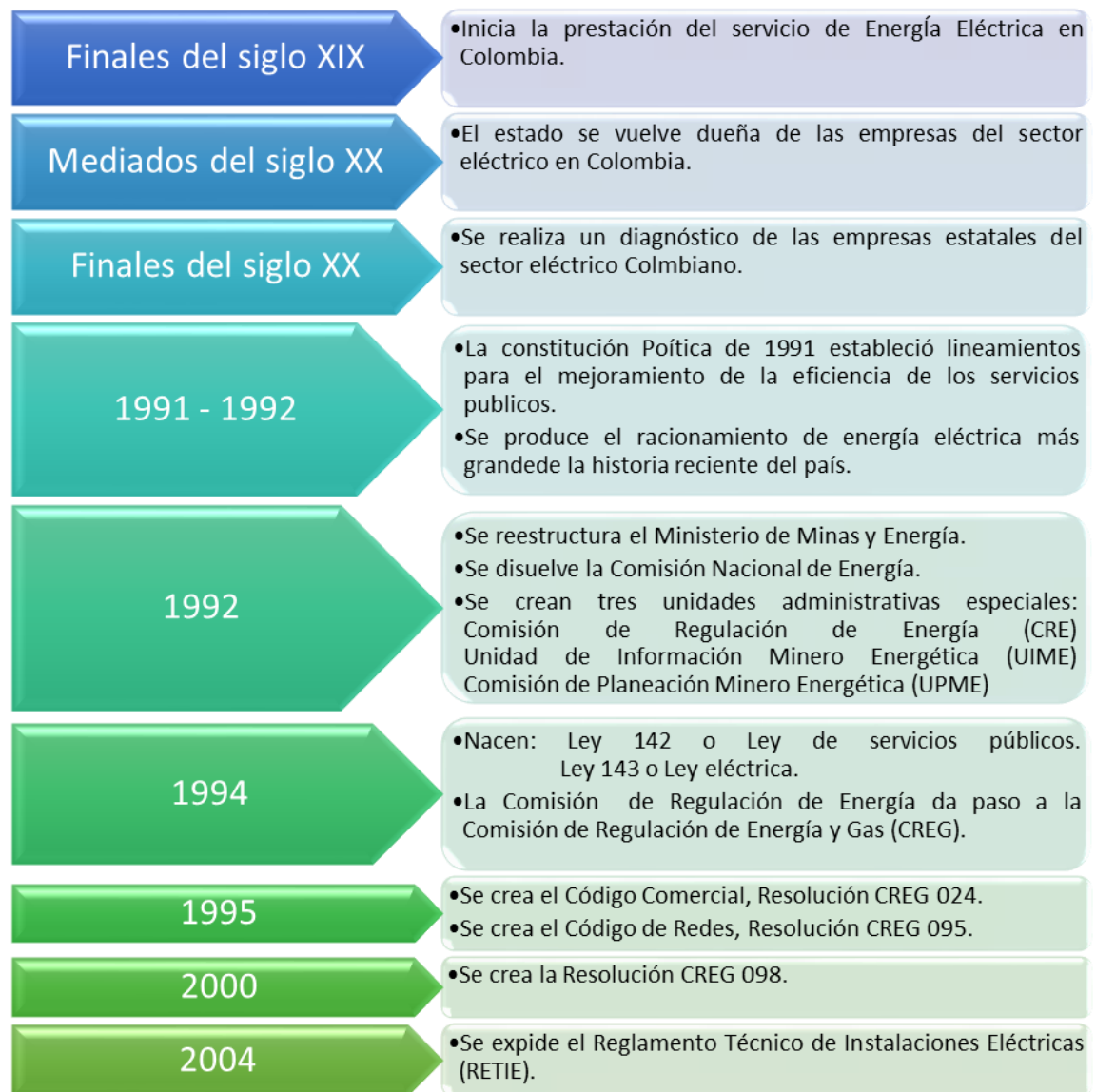
¹¹ Ibíd.

¹² Ibíd.

¹³ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Historia de la Energía, [En línea]. [citado en Noviembre 2015] disponible en: <http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/historia-energia>.

(CREG), la Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)¹⁴. Finalmente surgieron las Leyes 142 de 1994 (Ley de servicios públicos), y la Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica)^{15 16}.

Figura 2. Línea de tiempo de la reglamentación eléctrica en Colombia.



¹⁴ Ibíd.

¹⁵ Ibíd.

¹⁶ ÁLVAREZ L. G. V., Economía General, Historia Económica, Pensamiento Económico, Regulación Económica, Servicios Públicos, Economía Institucional. Y otras cosas., [En línea]. [citado en Noviembre 2015] disponible en: <http://luisguillermovelezalvarez.blogspot.com.co/2011/09/breve-historia-del-sector-electrico.html>.

La creación de nuevas normas, reglamentos técnicos y otros documentos que intervinieran en el marco normativo del sector eléctrico colombiano, en cada uno de sus elementos estructurales (generación, transmisión, distribución, uso final), surgían de acuerdo a las necesidades del país. En alguna de estas áreas la normatividad se profundizó de mejor manera; tal es el caso de los sistemas de alumbrado público, para los cuales se creó el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (RETILAP).

La reglamentación existente en Colombia para el diseño y construcción de líneas de transmisión está muy dispersa. El principal referente es el RETIE que en el capítulo 5, establece las prescripciones generales que deben cumplir las líneas de transmisión, pero en muchos aspectos no se precisa la normatividad aplicable. Por otro lado, se tiene el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) el cual comprende diversos documentos que contienen el conjunto de reglas establecidas para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del SIN para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. Uno de esos documentos es la resolución CREG 025 de 1995 conocida como “Código de Redes” el cual consta de cuatro códigos que son:

- Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional
- Código de Conexión
- Código de Operación
- Código de Medida

En el Código de Conexión se establecen los requisitos que deben cumplir las líneas de transmisión a tensiones iguales o superiores a 220 kV para conectarse al Sistema de Transmisión Nacional (STN). El código de conexión fue modificado mediante la Resolución CREG 098 de 2000 y allí se establecen los criterios mínimos de diseño de las líneas y la documentación técnica que debe soportar el proceso de diseño, construcción y montaje exigibles por la UPME, entidad

encargada de verificar el cumplimiento del código. Al igual que en el RETIE en el Código de Conexión no se precisa en varios casos la normativa aplicable para dar cumplimiento al código.

Las principales debilidades identificadas en la reglamentación existente para líneas de transmisión en Colombia son:

- No establece las normas específicas bajo las cuales se deben realizar los cálculos o los procedimientos. Esto no sucede por ejemplo con las instalaciones de uso final para las cuales el RETIE exige adoptar los lineamientos de la NTC 2050, entre otras normas.
- No se precisan las fuentes que deben consultarse para extraer la información clave para el desarrollo del diseño, como pueden ser por ejemplo los parámetros meteorológicos y ambientales necesarios para los cálculos mecánicos, cálculo de apantallamiento y coordinación de aislamiento.

En la tabla 1 se indican algunas oportunidades de mejora en la reglamentación actual de líneas de transmisión de energía eléctrica en Colombia.

Tabla 1. Oportunidades de mejora de la reglamentación de líneas de transmisión de energía eléctrica.

DOCUMENTO	LO QUE ESPECIFICA	LO QUE HACE FALTA
Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)	Prescripciones generales de las líneas de transmisión.	Especificar las normas técnicas y/o reglamentos donde se indique el procedimiento a seguir para el cumplimiento de cada ítem.
		Complementar las prescripciones generales con los procedimientos descritos en las normas correspondientes a cada ítem.

DOCUMENTO	LO QUE ESPECIFICA	LO QUE HACE FALTA
		Dentro de las prescripciones generales no se especifican variables del diseño mecánico ni estudios de impacto ambiental.
	Diseño mecánico	Indicar los procedimientos y/o normas a seguir para el cálculo mecánico de conductores, plantillado, hipótesis para el cambio de condiciones, entre otros.
Resolución CREG 098 del 2000	Requisitos técnicos para la conexión de líneas de transmisión al STN	Definir los procedimientos y normatividad aplicable a todos los aspectos de diseño.

1.2.1 Necesidad de un reglamento técnico de líneas de transmisión El sistema eléctrico en Colombia cobra vital importancia en el desarrollo del país, siendo este un proceso clave dentro del engranaje que tiene el mejoramiento continuo de la economía, no existe un marco de referencia común para adelantar los diseños eléctrico y mecánicos para líneas de transmisión en Colombia, cada operador de red elabora sus propias normas de diseño, por tanto, no hay una completa estandarización en la materia.

Se dificulta la enseñanza-aprendizaje de esta área de la ingeniería eléctrica, dado que hay incertidumbre en los tópicos que son aplicables realmente a nuestro país. Ante la ausencia de un reglamento técnico de líneas de transmisión de energía eléctrica, se crea entonces la necesidad de establecer una reglamentación que compile de manera ordenada y coherente los requisitos y normas necesarias para realizar el diseño de éstas que contemple todas las características involucradas.

1.2.2 Modificación de la reglamentación existente Otra alternativa viable para mejorar la reglamentación existente en materia de líneas de transmisión de energía eléctrica es la de modificar el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE. Todo reglamento técnico establece términos para la realización de revisiones de las causas que originaron la expedición del mismo, para establecer si se mantienen, fueron modificadas y de ser necesario proceder a actualizarlo o derogarlo. Dicho término no podrá ser superior a 5 años contados a partir de la fecha de la vigencia, sin embargo, en la medida que avanza la tecnología se pueden incorporar nuevos temas, se identifican nuevos riesgos que hacen necesario modificar un reglamento. Si el Reglamento Técnico está basado o incorpora Normas, la actualización o modificación de éstas no afectará el Reglamento Técnico. Sin embargo, dentro del año siguiente a la variación de la Norma, la entidad que lo expidió, deberá efectuar una revisión del Reglamento Técnico¹⁷.

En cada ocasión que se requiera modificar de manera general un reglamento, el organismo encargado publica un borrador con los cambios sugeridos y se reciben las observaciones que cualquier ciudadano colombiano puede realizar, precisando un planteamiento de las normas y reglamentos nacionales e internacionales de las modificaciones sugeridas. Además, se realizan foros y reuniones con la representación de todos los agentes interesados en dicho reglamento¹⁸.

¹⁷ SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO. Op. Cit.

¹⁸ GONZÁLEZ SILVA G., APONTE GUTIÉRREZ D. y RAMÍREZ REYES R., Atención a consulta relacionada con aporte de modificaciones de RETIE, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2016.

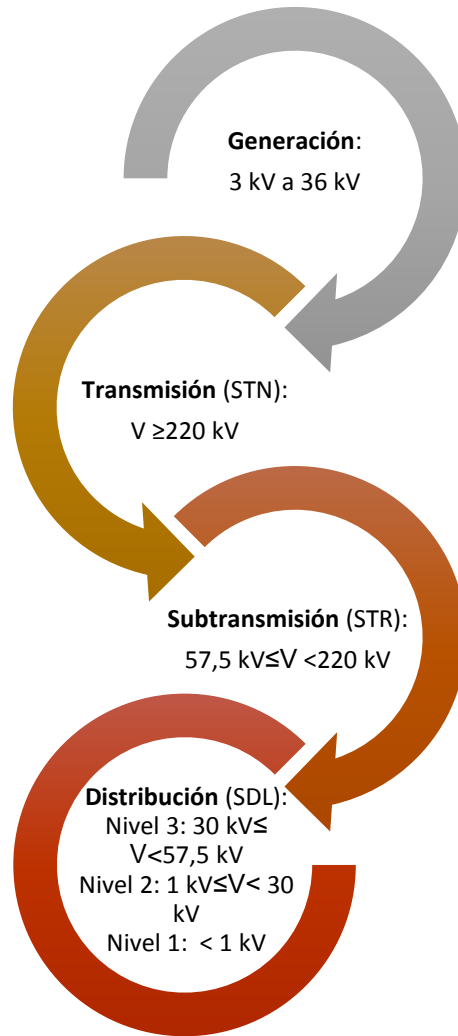
2. ESTRUCTURA PROPUESTA PARA EL REGLAMENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las líneas de transmisión son el medio físico mediante el cual se realiza el transporte de la energía eléctrica a elevados niveles de tensión y grandes distancias, interconectando los grandes centros de generación con los grandes centros de consumo¹⁹.

La figura 3 resume todos los subsistemas que conforman el SIN, la ubicación del Sistema de Transmisión Nacional - STN, en el cual hacen parte, esencialmente, las líneas de transmisión que operan a tensiones superiores a 220 kV. Los datos presentados están basados en los niveles de tensión normalizados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

¹⁹ GONZALEZ- LONGATT F., Elementos de Líneas de Transmisión Aéreas, Mayo 2007. [En línea]. Disponible en: http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/LT_1/Cap1LT1-2007.pdf.

Figura 3. Niveles de tensión en Colombia.



Teniendo en cuenta el papel central que cumplen las líneas de transmisión dentro del STN y la reglamentación existente para el diseño y construcción de las mismas, la sugerencia derivada del presente trabajo de grado, es la de desarrollar un Reglamento Técnico de Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica. La reglamentación internacional existente para líneas de transmisión, como la peruana, panameña, mexicana, peruana, entre otros; contienen una constitución similar, la cual empieza con el objeto del reglamento, su campo de aplicación, definición de las variables de tensión, frecuencia, luego, algunas de ellas

presentan un énfasis en la parte de las obligaciones legales que se deben tener en cuenta al momento de realizar el diseño; por último se centran en las respectivas características que debe contener el diseño eléctrico y mecánico, de igual manera se ve que en algunos de estos reglamentos toman en cuenta el régimen tarifario para la transmisión de energía eléctrica, esta parte nosotros no la tendremos en cuenta.

Como sugerencia para la creación del reglamento de líneas de transmisión, se da el nombre de RETILIT, con el fin de seguir con la línea de nombres de los reglamentos técnicos en Colombia, como el RETIE, RETIQ, RETILAP. El reglamento técnico de líneas de transmisión de energía eléctrica para Colombia debe estructurarse atendiendo los lineamientos de la Resolución 3742 de 2001 de la SIC que define los componentes mencionados en la sección anterior. En la presente sección se tratará lo correspondiente a los primeros tres componentes, a saber: objeto, campo de aplicación y contenido específico. Los demás componentes podrán tratarse de manera muy similar a como fueron abordados en el RETIE.

2.1 OBJETO DE LA PROPUESTA DE REGLAMENTO TÉCNICO

El objeto de la propuesta del reglamento técnico para líneas de transmisión, es el de establecer medidas que garanticen la protección de los objetivos legítimos del país establecidos por la OTC, “protección de la seguridad o la salud de las personas, protección de la salud y la vida de los animales y los vegetales, protección del medio ambiente, prevención de prácticas que induzcan a error, seguridad nacional”²⁰.

²⁰ MINCOMERCIO INDUSTRIA Y TURISMO, FAQ Reglamentos técnicos [En línea]. Disponibl en: <http://www.mincit.gov.co/loader.php?IServicio=FAQ&IFuncion=viewPreguntas&id=9#a100>.

Para cumplir estos objetivos legítimos, puede basarse en los siguientes objetivos específicos:

- Minimizar las deficiencias en las líneas eléctricas.
- Establecer claramente los requisitos y responsabilidades que deben cumplir los diseñadores, constructores, inversionistas e interventores.
- Exigir confiabilidad y compatibilidad
- Exigir la señalización adecuada al momento de la construcción y al momento de la operación dejar demarcadas las zonas como áreas restringidas.
- Estandarizar los procedimientos para la definición de las variables ambientales necesarias en los procesos de diseño.

2.2 CAMPO DE APLICACIÓN

Se aplica a las líneas de transmisión de energía eléctrica del Sistema de Transmisión Nacional (STN), las cuales pueden ser:

- Línea de transmisión eléctrica nuevas
- Toda ampliación, remodelación o repotenciación de una línea eléctrica existente.

2.3 CONTENIDO ESPECÍFICO

Atendiendo los lineamientos de la SIC mostrados en la sección 1.1, el contenido específico del reglamento debe incluir, las definiciones y abreviaturas, los requisitos específicos del proceso y el procedimiento para evaluar la conformidad.

2.3.1 Definiciones y abreviaturas Las definiciones y abreviaciones usadas en el reglamento deben estar en concordancia con la terminología utilizada en el RETIE y las resoluciones CREG, en especial las señaladas en el Código de Redes. La norma de referencia recomendada para la adopción de nuevos términos es la versión más reciente de la IEEE 100 - The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms^{21 22 23}.

2.3.2 Requisitos El contenido específico del reglamento técnico contendrá como mínimo los siguientes requisitos:

- Requisitos generales de las líneas de transmisión de energía eléctrica: para esto se debe tener en cuenta los parámetros ambientales, como lo son la selección de la ruta, áreas protegidas, tener en cuenta en la zona las condiciones topográficas y geológicas, realizar inspección arqueológica.
- Requisitos de los productos y equipos que conforman las líneas de transmisión, como lo son la selección del conductor, cable de guarda, el tipo de estructura.
- Diseños y cálculos de líneas de transmisión aéreas en AC y DC: capacidad ampérica, límite térmico adecuado; aislamiento de conductores, sistema de puesta tierra, se sugiere dos métodos para el cálculo del efecto corona, el método de Peek y el método de Peterson, el cálculo de la radio interferencia y los niveles de ruido producidos por el efecto corona; de igual manera se evidencia el método de cálculo para el apantallamiento de la línea. El diseño

²¹ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, 2013.

²² COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 025 (julio 13) Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. 1995. [en línea] disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/\\$FILE/Cr025-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cr025-95.pdf)

²³ IEEE, IEEE 100 - The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms.

mecánico contempla, en principio, las distancias de seguridad, ecuaciones de cambio de condiciones, catenaria, flecha máxima, para los cuales se recomienda un método de cálculo, el cual está explicado en el siguiente capítulo. Otros aspectos para el diseño mecánico es selección de la estructura, zonas de servidumbre y plantillado.

2.3.3 Procedimiento de evaluación de conformidad Siguiendo los lineamientos del RETIE, la evaluación de conformidad de las líneas de transmisión debe contener en el certificado de conformidad “un dictamen de inspección, una declaración, muestreo, la certificación de personas, la realización de pruebas y ensayos en laboratorios y la inspección de las instalaciones con la verificación del responsable, quien llevo a cabo la evaluación de conformidad”²⁴.

Según la sección 9 del Decreto 1595 de 2015, “la evaluación de conformidad es llevada a cabo por una persona u organismo, que es independiente de la persona u organización que suministra el objeto y también de los intereses del usuario en dicho objeto”. El certificado de conformidad será válido en Colombia, siempre y cuando sea realizado por una persona o una entidad legalmente competente ante la Organismo Nacional de Acreditación en Colombia – ONAC²⁵.

- Ser expedido por un organismo de certificación acreditado ante el organismo nacional de acreditación.
- Ser expedido por un organismo de certificación extranjero, acreditado por un organismo de acreditación reconocido en el marco de los acuerdos de

²⁴ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Op. Cit.

²⁵ MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO, Decreto 1595 de 2015, (agosto 5) Por el cual se dictan normas relativas al Subsistema Nacional de la Calidad y se modifica el Capítulo VII y la Sección 1 del Capítulo VIII del Título I de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo, Decreto número 1074 de 2015, y se dictan otras disposiciones. Bogotá 2015. [en línea] disponible en: <http://faolex.fao.org/docs/pdf/col150762.pdf>

reconocimiento multilateral de los que haga parte el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia, siempre y cuando el país emisor acepte los certificados colombianos para productos nacionales.

- Ser expedido por un organismo de certificación acreditado por un organismo de acreditación reconocido en el marco de un acuerdo de reconocimiento multilateral del que no haga parte el organismo nacional de acreditación.

Deberá señalar por lo menos los siguientes elementos²⁶:

- “Condiciones, información mínima.
- Resultados de evaluación de la conformidad que se admiten.
- Condiciones y competencia de los organismos de evaluación de la conformidad.
- Condiciones para la expedición y aceptación de certificados de conformidad, informes de inspección, de ensayo/prueba y de calibración.
- Condiciones para la emisión y utilización de la declaración de conformidad de primera parte.
- Referentes normativos válidos para la aceptación de resultados de evaluación de la conformidad.
- Equivalencia entre normas técnicas y equivalencia entre reglamentos técnicos.”

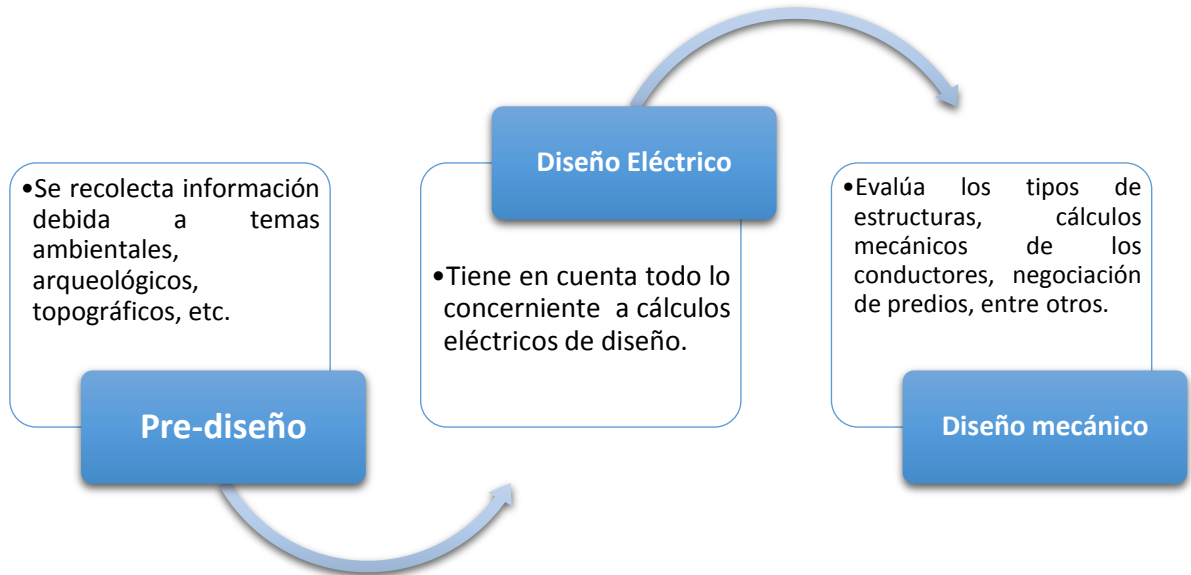
²⁶ Ibíd.

3. PROCEDIMIENTO SUGERIDO PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Las líneas de transmisión son elementos del sistema de potencia, que se encargan de transportar la energía eléctrica, desde el sitio de donde se genera hasta el sitio donde se distribuye, a través de grandes distancias y a altos niveles de tensión. Por lo general, se realiza en corriente alterna (AC) y en tendido aéreo para aprovechar el aislamiento del aire. Existen otras formas de transporte que suelen utilizarse cuando las restricciones técnicas impiden el uso de líneas aéreas, entre ellas se tiene a las líneas subterráneas en AC y el transporte en corriente continua a altas tensiones (HVDC) que puede también realizarse mediante líneas aéreas y subterráneas.

La planeación, diseño y construcción de una línea de transmisión de energía eléctrica, ya sea en AC, DC, aérea o subterránea, pasa por tres etapas fundamentales: etapa de pre-diseño, etapa de diseño eléctrico y etapa de diseño mecánico, mostradas en la figura 4.

Figura 4. Etapas del diseño de una línea de transmisión



En la siguiente sección se detallarán las actividades que deben adelantarse en cada una de las etapas, así como las normas y reglamentos aplicables. Dado que en el RETIE ya se abordan algunos aspectos del diseño de las líneas de transmisión los cuales como se indicó en el capítulo 1 pueden ser tomados como base para la formulación del RETILIT, se hará énfasis en aquellos que no están descritos en el RETIE.

En la tabla 2 se muestran los aspectos relacionados con el diseño de líneas de transmisión que son abordados plenamente en el RETIE, mientras que en la tabla 3 se menciona los aspectos de diseño que no están completamente descritos en el mismo. Para aquellos aspectos que no están plenamente descritos en el RETIE se sugieren aquí la normativa aplicable o el procedimiento para su desarrollo.

Tabla 2. Aspectos de diseño establecidos en el RETIE

ASPECTOS DE DISEÑO	ARTÍCULO DEL RETIE/NORMA APLICABLE
Requisitos para alambres y cables para uso eléctrico (Criterios para la selección del conductor).	Capítulo 3, Artículo 20, sección 20.2. Basados en la IEEE 738-2012
Puesta a tierra.	Capítulo 2, Artículo 15. Capítulo 5, Artículo 22, sección 22.4. Basados en la IEEE Std 80
Cables de guarda.	Capítulo 5, Artículo 22, sección 22.9.
Distancias de seguridad.	Capítulo 2, Artículo 13. Capítulo 5, Artículo 22, sección 22.8.
Zonas de servidumbre.	Capítulo 5, Artículo 22, sección 22.2. Basados en la ANSI C2
Requisitos mecánicos en estructuras o apoyos de líneas de transmisión.	Capítulo 5, Artículo 22, sección 22.5.
Señalización de seguridad.	Capítulo 1, Artículo 6, sección 6.2. IEC 60617, NTC 1461, ISO 3461, ANSI Z535 e ISO 3864-2
Líneas subterráneas.	Capítulo 5, Artículo 22, sección 22.12.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, 2013.

En la tabla 3 se presentan los demás aspectos que deben cumplirse para el diseño de una línea de transmisión, cada uno clasificado por la norma, reglamento y/o entidad regulatoria diferente de los mencionados en el RETIE.

Tabla 3. Aspectos y criterios del diseño que no están completamente definidos en el RETIE

ASPECTOS Y CRITERIOS DE DISEÑO	NORMAS, REGLAMENTOS APLICABLES Y/O ENTIDADES REGULATORIAS
Criterios de selección de la ruta.	No existe alguna entidad para la regulación de la selección de la ruta.
Condiciones de temperatura.	Instituto de Hidrología, Meteorología y

ASPECTOS Y CRITERIOS DE DISEÑO	NORMAS, REGLAMENTOS APLICABLES Y/O ENTIDADES REGULATORIAS
	Estudios Ambientales (IDEAM).
Condiciones de velocidad del viento.	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM).
Nivel cerámico.	Se sugiere una entidad pública competente como el IDEAM
Áreas protegidas.	Sistema de Parques Nacionales Naturales y Áreas Protegidas (SINAP).
Condiciones topográficas y cartográficas.	Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC).
Inspecciones arqueológicas.	Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICAH).
Condiciones geológicas y estudio de suelos.	Servicio Geológico Colombiano (SGC).
Pérdidas de energía.	<ul style="list-style-type: none"> • Resolución CREG 025 de 1995 • Resolución CREG 093 del 2012.
Regulación de tensión.	Resolución CREG 025 de 1995 (Código de conexión).
Capacidad ampérica de conductores (Criterios para la selección de los conductores).	IEEE 738 de 2012, numeral 4.4.1.
Coordinación de aislamiento.	<ul style="list-style-type: none"> • Resolución CREG 025 de 1995 • IEC 60071-1.
Efecto corona.	Transmission Line Reference Book 345 kV and Above. Basados en el CIGRÉ

3.1 ETAPA DE PRE-DISEÑO

En esta etapa se define y recolecta toda la información relevante y pertinente del proyecto para realizar los diferentes diseños, definir los alcances del mismo, tiempos, cronogramas, presupuestos, viabilidad, permisos, pólizas, entre otros. Los estudios realizados durante este periodo comprenden los siguientes aspectos:

3.1.1 Criterios de selección de la ruta Uno de las primeras etapas en el planeamiento de construcción de una línea de transmisión es la determinación de la ruta de la línea. El proceso de selección de la ruta comenzará cuando se definan el punto de partida y el punto de llegada de la línea. El estudio para la correcta selección de la ruta de la línea de transmisión envuelve muchas disciplinas como cartografía, geología, mecánica de suelos, entre otros, de igual manera se debe hacer un reconocimiento visual de la misma para asegurar un trazado definitivo.

3.1.2 Condiciones de temperatura, velocidad del viento y nivel cerámico para el diseño de líneas de transmisión aéreas. Para estandarizar los diseños de líneas de transmisión, es necesario especificar cuál debe ser la fuente consultada para obtener información básica como es la temperatura ambiente, la velocidad del viento, los niveles cerámicos entre otros. La reglamentación actual no tiene lineamientos claros en este sentido, por lo cual a continuación se presentan algunas propuestas.

Un ejemplo perfecto que enseña los efectos de las variaciones de temperatura ambiente de las regiones en donde se desarrollan los procesos de levantamiento y construcción de las líneas de transmisión es la respuesta de los conductores ante dichas fluctuaciones, estos elementos, esenciales de la línea, se dilatan cuando la temperatura ambiente tiende a aumentar, lo cual conlleva a que la longitud del conductor aumente, produciendo el aumento de la flecha, y posteriormente generando una disminución en la tensión mecánica del mismo. Por el contrario, cuando la temperatura tiende a disminuir, las longitudes del conductor disminuyen, produciendo una disminución en su flecha y genera un aumento en su tensión mecánica²⁷.

²⁷ UNIVERSIDAD DON BOSCO. Centro de Investigación y Transferencia de Tecnología. Facultad Ingeniería, Escuela de Eléctrica, "Cálculo mecánico: Flechas y Tensiones". [En línea]. Disponible en: <http://www.udb.edu.sv/udb/archivo/guia/electrica-ingenieria/diseño-de-lineas-de-transmisión/2016/i/guia-5.pdf>.

3.1.2.1 Temperatura ambiente promedio en Colombia La temperatura ambiente influye en el diseño tanto mecánico como eléctrico de las líneas de transmisión, es por ello que se deben tener valores actualizados y estandarizados para las distintas regiones del país. El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) es la entidad encargada de suministrar dicha información y su consulta debe constar en las memorias de diseño. En la tabla 4 se muestra de una manera general los valores calculados de temperatura ambiente mínima, media y máxima promedio anual por regiones.

Tabla 4. Temperatura promedio anual por regiones en Colombia

Región	Temperatura máxima promedio anual [°C]	Temperatura media promedio anual [°C]	Temperatura mínima promedio anual [°C]
Región Andina	27,17	21,67	17,34
Región Caribe	32,47	28,08	32,47
Región Pacífica	30,11	26,28	22,93
Región Orinoquía y Amazonía	31,57	26,45	22,45

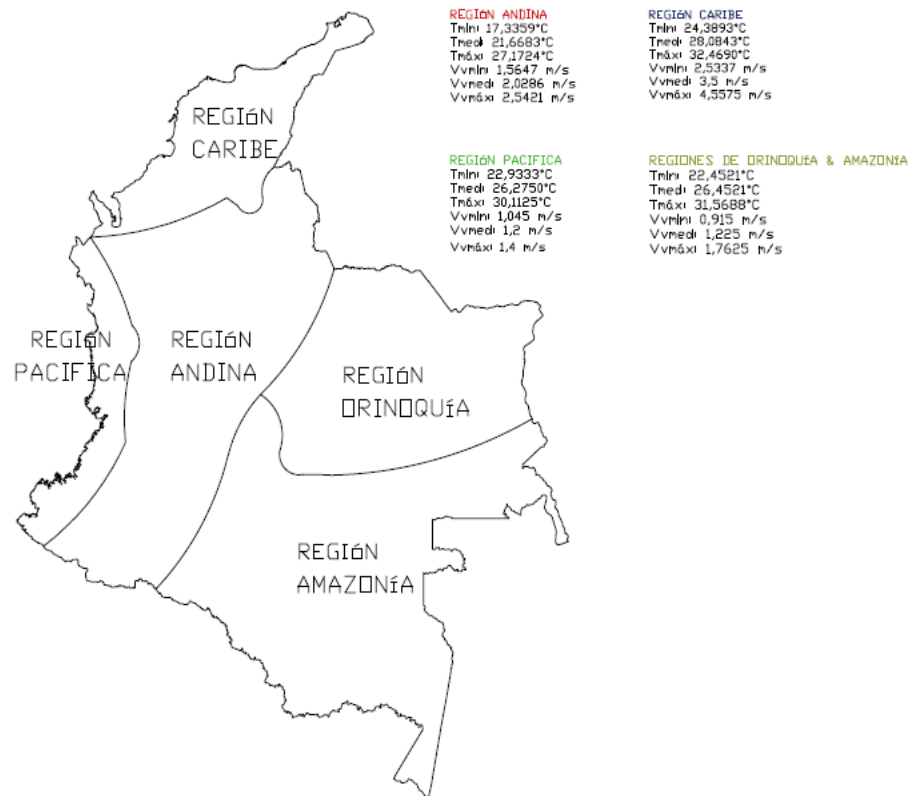
3.1.2.2 Velocidad del viento La presión que ejerce el viento sobre una superficie interpuesta a su paso es compleja. La acción del viento sobre los conductores se supone horizontal y perpendicular al conductor, al igual que la temperatura ambiente, la velocidad del viento influye en el diseño de las líneas de transmisión, por ello se debe tener una estandarización de estos valores. Se propone que dicha información se consulte en el IDEAM y la constancia de dicha consulta debe reposar en las memorias de diseño. En la tabla 5, se muestra de una forma general las velocidades mínima, media y máxima promedio anual por regiones para el año 2015 acorde con información obtenida del IDEAM.

Tabla 5. Velocidad promedio anual por regiones en Colombia.

Región	Velocidad mínima promedio anual [m/s]	Velocidad máxima promedio anual [m/s]	Velocidad media promedio anual [m/s]
Región Andina	1,56	2,54	2,03
Región Caribe	2,53	4,56	3,5
Región del Pacífico	1,05	1,4	1,2
Región Orinoquía y Amazonía	0,92	1,76	1,23

En la figura 5 se detallan los valores promedios de temperatura ambiente y velocidad del viento para el 2015 discriminada por regiones.

Figura 5. Mapa de Colombia por regiones con sus temperaturas y velocidades del viento promedio anuales



3.1.2.3 Nivel ceráunico La definición dada por la NTC 4552 de nivel ceráunico es, “el número de días al año en los que es oído por lo menos un rayo”; el rayo es un fenómeno meteorológico de origen natural, cuyos parámetros varían espacial y temporalmente. Colombia, por estar situada en la zona de confluencia intertropical, presenta una de las mayores actividades de rayos del planeta²⁸.

Actualmente la reglamentación colombiana no especifica cuál debe ser la fuente a consultar para obtener de los niveles ceráunicos actualizados en Colombia. Es necesario que alguna entidad gubernamental se encargue de centralizar la información actualizada sobre el nivel ceráunico. En este caso la entidad que debe asumir esa tarea es el IDEAM como complemento a la información meteorológica que maneja la entidad.

3.1.3 Áreas protegidas Con el fin de proteger el medio ambiente, se debe tener en cuenta los parques nacionales y áreas protegidas por el estado, allí no se debe construir ningún tipo de estructura eléctrica. La entidad encargada de la administración, coordinación y manejo de estos lugares es el Sistema de Parques Nacionales Naturales y Áreas Protegidas²⁹.

3.1.4 Condiciones Topográficas y Cartográficas. El Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) produce, provee y divulga información de conocimiento confiable y oportuno; en geografía, cartografía, agrología, catastro y tecnologías geoespaciales, que cumple con las disposiciones legales, ambientales, técnicas y otros requisitos.

3.1.5 Inspección arqueológica La inspección arqueológica de superficie es una parte fundamental en los proyectos de construcción de líneas de transmisión de

²⁸ ICONTEC, Norma Técnica Colombiana - NTC 4552, 2014.

²⁹ MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, Parques Nacionales Naturales de Colombia, 27 Septiembre 2011. [En línea]. [en línea] disponible en: http://www.parquesnacionales.gov.co/PNN/portel/libreria/php/frame_detalle.php?h_id=10092.

energía eléctrica, ya que emplean mecanismos de detección no destructivos previos a las obras. Esta actividad se lleva a cabo por especialistas altamente calificados, ya que utilizan técnicas y metodologías específicas para evitar la afectación al patrimonio.

La metodología consiste en una inspección del terreno por medio de recorridos en superficie. A veces no es fácil reconocer estos lugares porque muchos de ellos permanecen cubiertos por vegetación, por eso es importante realizar las inspecciones arqueológicas de superficie en la época del año que no hay lluvias, para poder identificar la presencia de vestigios arqueológicos³⁰.

El Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICAH) en su página web, provee los mapas de las zonas arqueológicas de Colombia.

3.1.6 Condiciones Geológicas y estudio de suelos “Para la determinación del tipo de cimentación a utilizar en los diferentes sitios de estructuras, deberá efectuarse un estudio detallado de las características geotécnicas y físico - químicas de los suelos en cada uno de ellos”³¹.

El estudio de las formaciones geológicas del terreno y de las condiciones del suelo establecen las características de estabilidad de la ruta de la línea. Identifica las fallas en el terreno, rasgos geomorfológicos, tipos de roca y sedimentos son algunos de los criterios básicos que se tienen en cuenta al realizarse ese estudio.

“Las cimentaciones deberán resistir todas las hipótesis de carga que se estipulen para cada tipo de estructura con los respectivos factores de sobrecarga que se

³⁰ SOL CASTILLO F., Kiosco Ambientales, Junio 2011. [En línea]. Disponible en: <http://kioscosambientales.ucr.ac.cr/documentos/mineria/miramar%20/D1%20Planta%20Industrial%20de%20Beneficiamiento/Consultores/Informe%20Arqueol%F3gico.pdf>.

³¹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 098 de 2000,

consideraron en el diseño, de tal forma que cada elemento sea diseñado para los esfuerzos más desfavorables”³².

El Servicio Geológico Colombiano, es la entidad encargada de realizar la investigación científica básica y aplicada del potencial de recursos del subsuelo; adelantar el seguimiento y monitoreo de amenazas de origen geológico; administrar la información del subsuelo y demás.

3.1.7 Pérdidas de energía El concepto de pérdidas de energía, se refiere a la energía eléctrica que se produce y se transporta, pero que las empresas prestadoras del servicio no facturan porque se pierde a lo largo del proceso de prestación del servicio o porque algunos usuarios la toman de la red de forma ilegal.

En concordancia con la Resolución CREG 025 de 1995, “las pérdidas horarias del STN se toman como la diferencia entre la energía inyectada y extraída”³³.

$$\%Pérdidas\ horarias = \frac{Energía\ inyectada - Energía\ extraída}{Energía\ inyectada}$$

De acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 093 de 2012, el límite de pérdidas de energía permisible es del 2%³⁴.

3.1.8 Regulación de tensión De acuerdo a lo establecido por la Resolución CREG 025 de 1995 se debe asegurar que la tensión en las barras de carga entre los niveles de tensión mayores a 220 kV y menores a 500 kV, no sea inferior al 90 % del valor nominal, ni superior al 110%, esto quiere decir que el porcentaje de

³² *Ibíd.*

³³ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 025 de 1995, Op. Cit.

³⁴ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución CREG 093 de 2012, 2012.

regulación de tensión permitido es de $\pm 10\%$ ³⁵ y para las líneas de transmisión de 500 kV el voltaje máximo es del 105%.

3.2 ETAPA DE DISEÑO ELÉCTRICO

Para el diseño eléctrico se deben establecer unos requisitos mínimos. En ese orden, pueden adoptarse los consignados en el RETIE ya que algunos lineamientos ya se encuentran definidos en éste, como se mencionó anteriormente.

El diseño eléctrico debe abordar como mínimo los siguientes aspectos definidos en el RETIE en el capítulo 5, sección 22.1³⁶:

- a. Comportamiento de la línea tanto en régimen permanente como en régimen transitorio.
- b. Confiabilidad de la línea (número de salidas por 100 km/año).
- c. Coordinación de aislamiento.
- d. Coordinación de protecciones.
- e. Distancias de seguridad.
- f. Establecer los parámetros de la línea
- g. Estudio de apantallamiento.
- h. Estudio de flujo de cargas.
- i. Estudio de pérdidas de energía.
- j. Evaluar el Efecto Corona y gradientes superficiales.
- k. Evaluar las sobretensiones por ondas tipo rayo y tipo maniobra.
- l. Evaluar los niveles de campos electromagnéticos en la zona de servidumbre.
- m. Evaluar los niveles de radio interferencia.

³⁵ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 025 de 1995, Op. Cit.

³⁶ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, 2013.

- n. Puesta a tierra.
- o. Nivel de ruido audible.
- p. Conductor económico.
- q. Cálculo de pérdidas por efecto corona.”

3.2.1 Criterios de selección de conductor Para la elección de conductor es indispensable tener conocimiento de los aspectos y características que tendrá la línea a construir, en particular la tensión, la energía a transportar, entre otros aspectos.

En la Resolución 098 de 2000 de la CREG se presentan exigencias técnicas que debe cumplir el conductor a seleccionar, “Capacidad mínima de transporte en régimen permanente y nivel de sobrecarga temporal, definidos para cada línea específica en el plan de expansión aprobado por la UPME, Tener una resistencia eléctrica, medida en Ω/km a 20°C, igual o menor a la determinada por la UPME, la cual habrá de calcularse con base en un análisis económico del uso proyectado de la línea durante el periodo de planeamiento”³⁷.

En el artículo 20 numeral 2 del RETIE se encuentran los requisitos generales para la selección del conductor, se deben cumplir los lineamientos que allí se muestran, de *a – q*, conforme con la norma NTC 2050, sección 301. Los requisitos y características que se deben tener en cuenta al momento de la selección de los diferentes alambres de conductor se encuentran clasificados en el RETIE, según su tipo de material.

Se debe verificar que la capacidad térmica de los conductores de fase sea la adecuada y no se experimente un calentamiento excesivo que origine la reducción de sus propiedades mecánicas a lo largo de su vida útil.

³⁷ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 098 de 2000.

De igual manera se debe tener en cuenta, al momento de seleccionar el conductor, su capacidad ampérica, la cual su cálculo parte de la ecuación del equilibrio térmico, dada por la IEEE 738-2012, numeral 4.4.1, ecuaciones (1a) y (1b)³⁸.

$$q_c + q_r = q_s + I^2 \cdot R(T_{avg})$$

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_{avg})}}$$

Donde:

q_c : pérdidas de calor debido a la transferencia de energía interna

q_r : pérdidas de calor debido a la radiación

q_s : ganancia de calor solar

T_{avg} : temperatura promedio

R : resistencia del conductor

I : corriente del conductor

3.2.2 Cable de guarda “Todas las líneas de transmisión del STN deberán tener cable de guarda. El cable de guarda que se utilice deberá soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el cumplimiento del criterio de comportamiento definido en el Numeral 2.4 Aislamiento”, de la Resolución 098 de 2000 de la CREG³⁹.

Para la determinación del cable de guarda deben tenerse en cuenta algunas especificaciones, la Resolución 025 de 1995 de la CREG, numeral 9.2, establece los tiempos de despeje de las fallas para las protecciones de las líneas de transmisión, principal y de respaldo. Siendo para la protección principal: 80 ms en

³⁸ IEEE, IEEE Std 738 - 2012, 2012.

³⁹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 098 de 2000, 2000.

500 kV, 100 ms en 220 kV, 120 ms < 220 kV y para la protección de respaldo “tendrá un tiempo de despeje de falla no mayor que 300 ms” (referencia código de redes). Otro de los aspectos a tener en cuenta al momento de realizar el cálculo del conductor a escoger como cable de guarda es el aumento de temperatura que estos presentan, es por ello que la elevación de la temperatura en los cables de guarda debido a las corrientes de falla se determina de acuerdo a los establecido por la norma IEC – 60865-1, mediante la siguiente formula⁴⁰:

$$\frac{I}{A} = \sqrt{\left(\frac{K_{20} C \rho}{T_{kr} * \alpha_{20}}\right) \ln \left(\frac{1 + \alpha_{20}(\theta_e - 20^\circ C)}{1 + \alpha_{20}(\theta_b - 20^\circ C)}\right)}$$

Donde:

I: Corriente rms [A].

A: Sección del conductor [m²]

K₂₀: Conductividad específica a 20°C [1/ Ωm]

C: Capacidad térmica específica [J/(kg°C)]

ρ: Masa específica [kg/m³]

T_{kr}: Tiempo de duración del corto circuito [s]

α₂₀: Coeficiente de temperatura [1/°C]

θ_b: Temperatura del conductor al inicio del cortocircuito [°C]

θ_e: Temperatura del conductor al final del cortocircuito [°C]

De lo anterior, al despejar θ_e , se determina el valor de la temperatura del conductor la final de la falla:

$$\theta_e = \frac{1}{\alpha} \left[\left(e^{\left(\frac{\alpha I^2 t}{k C \rho A^2}\right)} (1 + \alpha_{20}(\theta_b - 20)) \right) - 1 \right] + 20$$

⁴⁰ IEC, IEC – 60865-1, 2011.

De igual manera deben adoptarse los requisitos establecidos en el RETIE capítulo 5, sección 22.9 y en la Resolución 025 de 1995 de la CREG^{41 42}, donde la selección del cable de guarda incluye:

- Ser verificado a través de un análisis integral que considere el aislamiento de la línea, las puestas a tierra y los materiales que se utilizarán, de tal manera que las salidas de servicio no excedan las tolerancias permitidas.
- Se debe verificar que exista una adecuada coordinación de la flecha del conductor elegido en relación con la flecha de los conductores de fase, de manera tal que se eviten acercamientos peligrosos, que deriven en descargas entre conductores a mitad de vano. Esta condición debe ser verificada sobre todo en vanos de gran longitud, donde se pueden producir acercamientos no deseados entre el cable de guarda y los conductores de fase.
- El cable de guarda debe ser capaz de soportar el cortocircuito a tierra durante la vida útil de la línea, valor que debe ser sustentado por el diseñador.
- “Las líneas de transmisión a 500 kV y 220 kV doble circuito, deberán utilizar dos cables de guarda, para obtener una protección adecuada ante las descargas atmosféricas. El aterrizaje o aislamiento del cable de guarda se definirá en la etapa de diseño. Las líneas de transmisión a 220 kV circuito sencillo, deberán utilizar un cable de guarda para obtener una protección adecuada ante las descargas atmosféricas.”

3.2.3 Sistema de puesta tierra El diseño del sistema de puesta tierra en líneas de transmisión de alta y extra alta tensión, debe cumplir con lo estipulado en el capítulo 5, artículo 22, sección 22.4 del RETIE. Su principal objetivo es garantizar

⁴¹ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, 2013.

⁴² COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 025 de 1995, 1995.

la seguridad tanto del personal que trabaja en las líneas como de los usuarios, por tanto, se deben cumplir los criterios establecidos en el artículo 15 del RETIE. El principal objetivo del sistema de puesta tierra es “garantizar la seguridad tanto del personal que trabaja en las líneas como de los usuarios”. “Las tensiones de paso y contacto deben ser comprobadas en las estructuras de líneas de transmisión con tensión igual o superior a 115 kV en zonas urbanas y en estructuras localizadas a menos de 20 m de escuelas, viviendas, industrias, comercios y en general en lugares de alta concentración de personas”⁴³. Este cálculo de la puesta a tierra es con base en la norma IEEE 80 Std 2000, IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding⁴⁴.

3.2.4 Coordinación de aislamiento La coordinación de aislamiento comprende la selección de la soportabilidad o resistencia dieléctrica de los aisladores de las líneas de transmisión, en función de las tensiones que puedan aparecer en el sistema para la cual fue diseñada la línea y de las características de los dispositivos de protección asociados a la misma. Se recomienda adoptar los criterios de la Resolución 025 de 1995 y de la Resolución 098 de 2000^{45 46}.

En la norma IEC 60071-1 se encuentra la clasificación del nivel aislamiento según su nivel de tensión-cresta y su BIL (Basic Insulation Level), las cuales se presentan en las tablas 6 y 7:

⁴³ MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, «Parques Nacionales Naturales de Colombia, Op. Cit.

⁴⁴ IEEE, IEEE Std 80 - 2000.

⁴⁵ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 025 de 1995.

⁴⁶ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 098 de 2000.

Tabla 6. Clases y formas de solicitaciones de tensión y sobretensión.

Clase	Baja frecuencia		Transitoria		
	Permanente	Temporal	De frente lento	De frente rápido	De frente muy rápido
Forma de tensión					
Rango de formas de tensión	$f = 50 \text{ Hz ó } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3 \text{ 600 s} \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5 \text{ 000 } \mu\text{s} \geq T_p > 20 \text{ } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \text{ } \mu\text{s} \geq T_1 > 0,1 \text{ } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \text{ } \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_f > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_1 \leq 3 \text{ ms}$
Forma normalizada de tensión	$f = 50 \text{ Hz ó } 60 \text{ Hz}$ T_1^*	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \text{ } \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \text{ } \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \text{ } \mu\text{s}$	*
Ensayo de tensión soportada normalizada	*	Ensayo de corta duración a frecuencia industrial	Ensayo de impulsos tipo maniobra	Ensayo de impulsos tipo rayo	*

Fuente: IEC, IEC 60071-1, 1993.

Tabla 7. Niveles de aislamiento normalizados ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$).

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor eficaz)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	72,5	325

Tensión más elevada para el material Um kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor eficaz)
123	185	450
	230	550
145	185	450
	230	550
	275	650
170	230	550
	275	650
	325	750
245	275	650
	325	750
	360	850
	395	950
	460	1050

Fuente: IEC, IEC 60071-1, 1993.

3.2.5 Evaluación del fenómeno corona El efecto corona debe evitarse o mantenerse en valores bajos ya que es discontinuo, solo aparece cuando la tensión pasa por un valor pico, lo cual acarrea interferencia con las señales de radiodifusión y produce ineficiencia en la transmisión. Las pérdidas por el efecto corona comienzan a producirse desde el instante en que la tensión crítica disruptiva de la línea se hace mayor que la tensión de operación de la línea⁴⁷. Algunas de las consecuencias que contrae el efecto corona es el deterioro del material del conductor, la herrajería y demás materiales, de igual manera crea radiointerferencia con las frecuencias sonoras y produce ruido que puede afectar a las personas.

⁴⁷ GÓMEZ C. M., Curso de Líneas de Transmisión, Universidad Industrial de Santander, 1985.

Existen varios métodos para evaluar las pérdidas por efecto Corona, pero debido a su influencia y reconocimiento en estudios nacionales e internacionales se propone lo siguiente:

- **Gradiente de iniciación de corona**

El gradiente de iniciación de corona se puede determinar mediante la ecuación propuesta por la ley de Peek⁴⁸:

$$E_0 = 30\delta m \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{\delta r}} \right) \left[KV_P/cm \right]$$

Donde:

m: Factor de irregularidad de la superficie del conductor.

r: Radio del conductor en [cm].

δ : densidad relativa del aire.

$$\delta = 1.013 - 0.000107283 * hsmn$$

hsmn: Altura sobre el nivel del mar.

Para evitar la existencia del efecto corona se debe cumplir:

$$\frac{E_{max}}{\sqrt{2}} > E$$

Donde:

E_{max} : Gradiente superficial de los conductores.

⁴⁸ IEEE, A survey of Methods for Calculating Transmission Line Conductor Surface Voltage Gradients. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.6 Nov./Dec. 1979.

- ***Gradiente superficial de los conductores***

La fórmula para determinar el gradiente superficial de los conductores está descrita en el Transmission Line Reference Book 345 kV and Above⁴⁹, capítulo 3, sección 3.2 y es la siguiente:

$$E_{max} = F_v * F_{PS} * F_H * E$$

Donde:

F_v : Factor de corrección por voltaje

F_{PS} : Factor de corrección debida al espaciamiento entre las fases

F_H : Factor De corrección debido a la altura de los conducteros del nivel del suelo

E : Gradiente superficial [kV/cm]

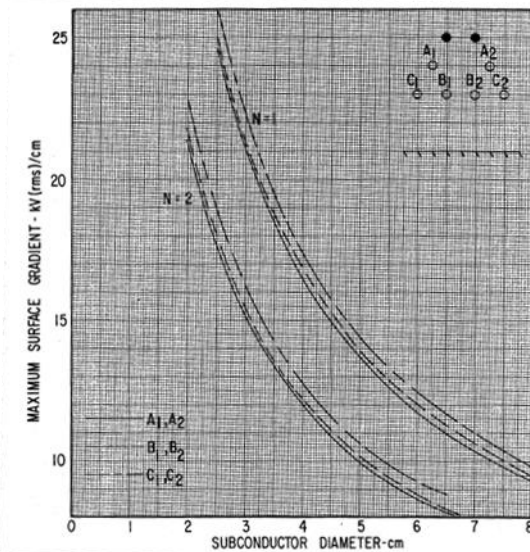
- ***Gradiente superficial***

El gradiente superficial se puede obtener de las figuras 3.2.35 a la 3.2.44 del Transmission Line Reference Book 345 kV and Above⁵⁰, capítulo 3, sección 3.2, y el cual depende de la disposición geométrica de la línea. El comportamiento de este gradiente se enseña para algunas configuraciones básicas de líneas en las figuras 6 y 7, las demás se encuentran en su totalidad en el capítulo 3 del libro Transmission Line Reference Book 345 kV and Above.

⁴⁹ ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, vol. Third Edition, California, 2005.

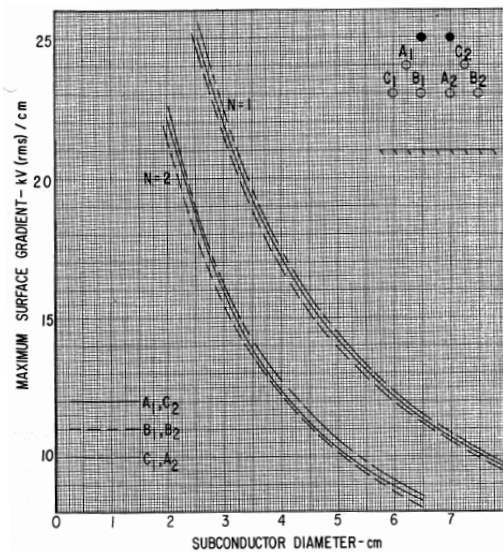
⁵⁰ *Ibíd.*

Figura 6. Gradiente superficial de conductores



Fuente: ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, vol. Third Edition, California, 2005.

Figura 7. Gradiente superficial de conductores



Fuente: ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, vol. Third Edition, California, 2005.

- **Factor de corrección por voltaje, f_v**

Este factor se determina mediante la relación existente entre el voltaje máximo de operación de línea a línea y el voltaje de la línea con el cual se halla determinado alguna de las gráficas anteriormente mencionadas para la selección del gradiente superficial de los conductores:

$$f_v = \frac{V_{LL}}{V}$$

Donde:

V_{LL} : Voltaje de operación línea a línea.

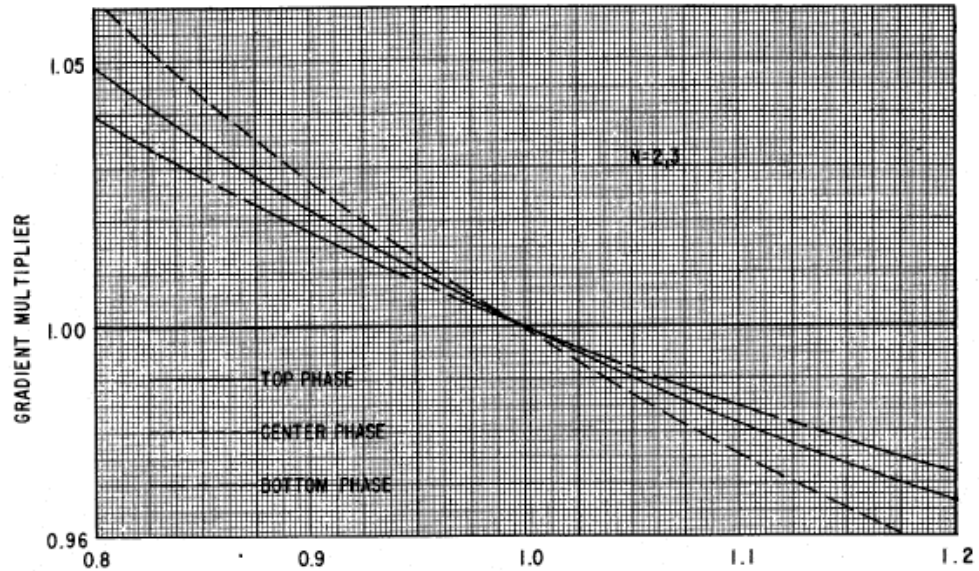
V : Voltaje de la línea con el cual se determinó la gráfica seleccionada.

- **Factor de corrección debido al espaciamiento entre las fases, F_{PS}**

Este factor se determina mediante la figura 3.2.20 según el Transmission Line Reference Book 345 kV and Above⁵¹, capítulo 3, sección 3.2, y se enseña a continuación en la figura 8:

⁵¹ Ibíd.

Figura 8. Espaciamiento entre conductores



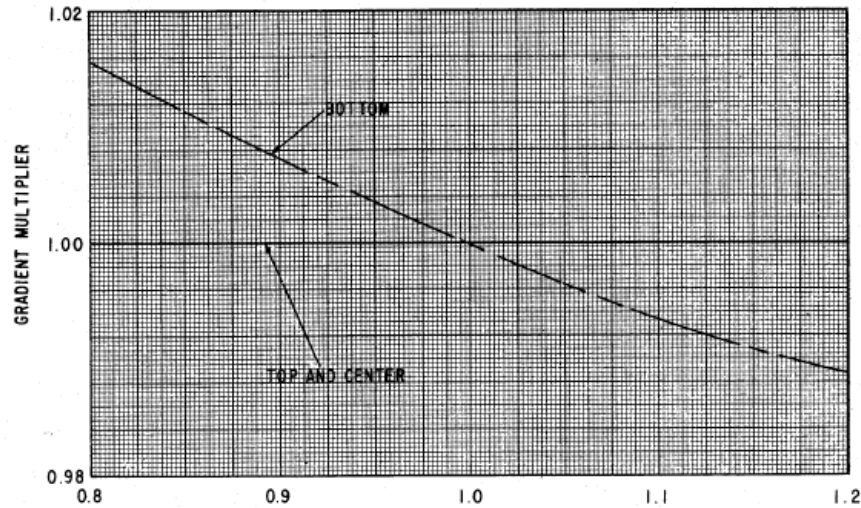
Fuente: ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, vol. Third Edition, California, 2005.

- **Factor de corrección debido a la altura de los conductores sobre el suelo,**
 f_H

Este factor se determina de acuerdo a la figura 9, tomada del libro Transmission Line Reference Book 345 kV and Above⁵², capítulo 3, sección 3.2, y es mostrada a continuación:

⁵² Ibíd.

Figura 9. Altura del conductor



Fuente: ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, vol. Third Edition, California, 2005.

▪ ***Pérdidas por efecto corona***

Las pérdidas debido al efecto corona son obtenidas de dos escenarios diferentes, en buen tiempo, método empírico de Peterson y en condiciones de mal tiempo, metodología propuesta por la IEEE según: “Predetermination of Corona Losses Under Rain: Influence of Rain Intensity and Utilization of a Universal Chart”⁵³, “Calculation of Corona Losses Beyond the Critical Gradient in Alternating Voltage”⁵⁴, “A survey of methods for Calculating transmission Line Conductor Surface Voltage Gradients”⁵⁵ y “Predetermination of Corona Losses Under Rain:

⁵³ IEEE, Predetermination of Corona Losses Under Rain: Influence of Rain Intensity and Utilization of a Universal Chart. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol, PAS-89, No. 6, July/August 1970, 1970.

⁵⁴ IEEE, Calculation of Corona Losses Beyond the Critical Gradient in Alternating Voltage. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol, PAS-89, No. 5, May 1969, 1969.

⁵⁵ IEEE, A survey of Methods for Calculating Transmission Line Conductor Surface Voltage Gradients. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.6 Nov./Dec. 1979, 1979.

Experimental Interpreting and Checking of a Method to Calculate Corona Losses”⁵⁶.

El Método de Peterson permite hallar las pérdidas de la línea en condiciones favorables de tiempo de la siguiente manera⁵⁷:

$$P_{BT} = \frac{20.94 * 10^{-6} * f * V_n^2 * w}{\left(\log \frac{D}{r_{eq}}\right)} \left[\frac{W}{m}\right]$$

Donde:

D : Separación entre conductores (m)

f : Frecuencia (Hz)

V_n : Voltaje fase-tierra (kV)

r_{eq} : Radio medio del conductor (m)

w : $3 * 10^{-3} * e^k$; dónde K se calcula con la expresión:

$$K = \left(e^{0.2354 + 1.0443 \frac{E}{E_0}} \right)$$

En las condiciones de mal tiempo, las pérdidas por corona se determinan teniendo en cuenta el gradiente crítico el cual se determina mediante la Ley de Peek⁵⁸ y lo determinado por las normas IEEE de la siguiente manera [28] [30]:

$$k * f \left(m \frac{E}{E_c} \right) \left[\frac{W}{m} \right] \text{ por fase}$$

⁵⁶ IEEE, Predetermination of Corona Losses Under Rain: Experimental Interpreting and Checking of a Method to Calculate Corona Losses., 1970.

⁵⁷ ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, vol. Third Edition, California, 2005.

⁵⁸ IEEE, A survey of Methods for Calculating Transmission Line Conductor Surface Voltage Gradients. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.6 Nov./Dec. 1979, 1979.

Donde k es un factor de reducción que depende de la geometría de la línea y es determinado de la siguiente manera⁵⁹:

$$k = \frac{f}{50} * (nr\beta)^2 * \frac{\log\left(\frac{R}{r_{eq}}\right) * \log\left(\frac{\sigma}{r_{eq}}\right)}{\log\left(\frac{R}{\sigma}\right)}$$

Donde:

f : Frecuencia

n : número de conductores

R : Radio del conductor en centímetros

β : Factor de Peek

R : Radio equivalente de un cilindro de potencial cero.

$$\beta = 1 + \frac{0.3}{\sqrt{r}}$$

Y

$$\sigma = 25\sqrt{nr}$$

Además

$$R = r e^{\frac{V}{r \cdot E}}$$

Durante el primer año para un conductor nuevo se tiene:

$m = 0.5$ Para lluvia fuerte

⁵⁹ IEEE, Predetermination of Corona Losses Under Rain: Experimental Interpreting and Checking of a Method to Calculate Corona Losses., 1970.

$m = 0.6$ Para lluvia ligera

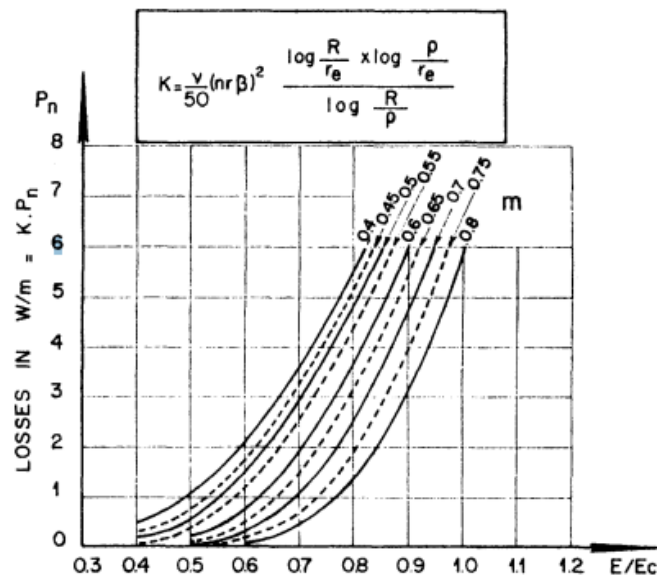
A partir del segundo año se tiene:

$m = 0.6$ Para lluvia fuerte

$m = 0.75$ Para lluvia ligera

Y por último la función $\left(m \frac{E}{E_c}\right)$ se determina mediante la siguiente figura.

Figura 10. Pérdidas vs gradientes para condiciones húmedas



Fuente: IEEE, Predetermination of Corona Losses Under Rain: Influence of Rain Intensity and Utilization of a Universal Chart. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol, PAS-89, No. 6, July/August 1970, 1970.

3.2.5.1 Radiointerferencia y ruido audible En las líneas en que se presenta el fenómeno de efecto corona, la intensidad de corriente que alimenta el efecto corona circula discontinuamente en forma de pulsos eléctricos y contiene un gran número de armónicos que causa que la línea emita radiaciones de alta frecuencia.

La frecuencia de estas emisiones puede interferir con las señales de radio difusión en los receptores próximos a las líneas de transmisión⁶⁰. En la Resolución 098 de 2000 de la CREG, se especifica los “niveles máximos de radiointerferencia aceptados por la IEEE y el CIGRÉ”, basados en la norma IEEE Transactions on Power Apparatus and System Vol PAS-99; se acepta una relación señal-ruido mínima^{61 62}:

“Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo.

Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo.”

3.2.6 Comportamiento de la línea tanto en régimen permanente como en régimen transitorio. Según la Resolución 025 de 1995 de la CREG, para el análisis de estado estacionario “se utiliza el programa de flujo de cargas convencional y el programa de flujo de cargas óptimo”, y para estado transitorio “se analiza mediante el programa clásico de estabilidad, el cual da la respuesta en el tiempo del sistema ante perturbaciones de pequeña o gran magnitud a partir de una condición de operación específica”⁶³.

En la figura 9 se muestra una explicación dinámica de cuando existe el régimen permanente y/o régimen transitorio y las consecuencias que trae cada uno.

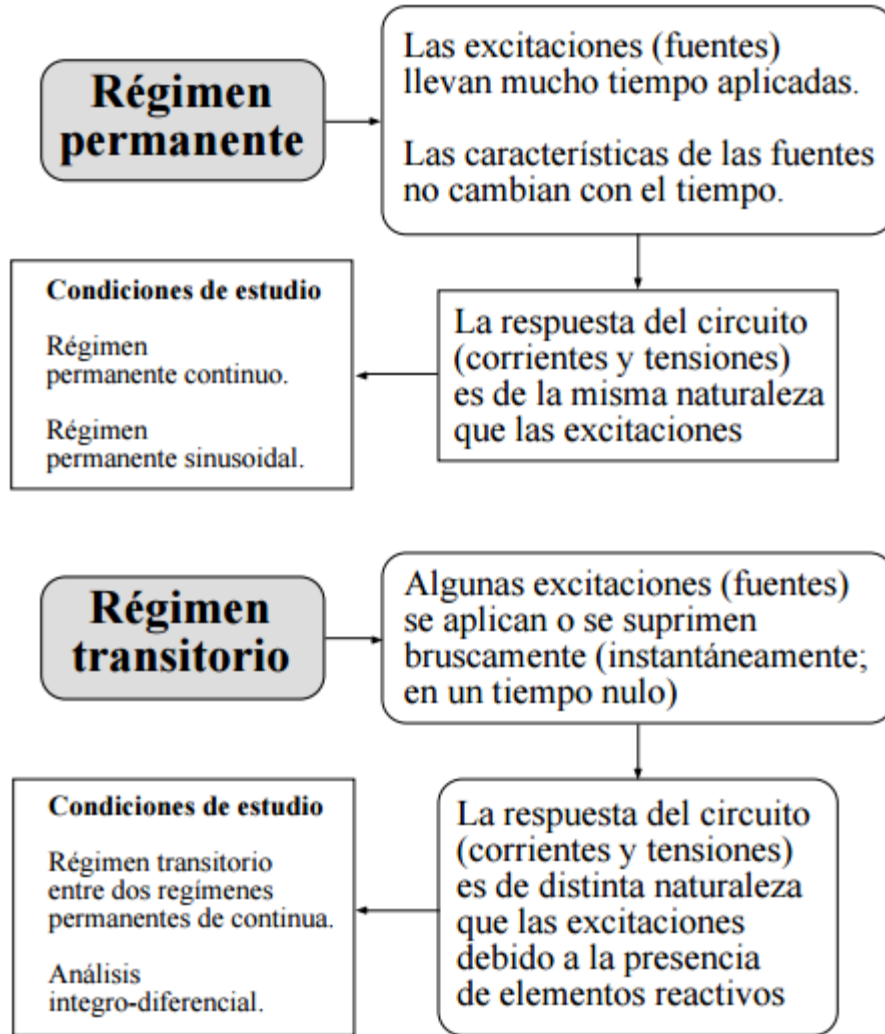
⁶⁰ GÓMEZ C. M. Op. Cit.

⁶¹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 098 de 2000.

⁶² IEEE, IEEE Transactions on Power Apparatus and System Vol PAS-99: Review of technical considerations on limits to interference from power lines and stations. 1980, pp. 365-388.

⁶³ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 025 de 1995.

Figura 11. Régimen permanente y régimen transitorio.



Fuente: SANCHEZ. E. [En línea]. Disponible en: http://enrique.sanchez.webs.uvigo.es/PDFs/112_Temall-Transitorio.pdf.

3.2.7 Coordinación de protecciones En los sistemas eléctricos, las redes eléctricas siempre están expuestas a fallas, pero, debido al nivel de exposición al que están sometidas las líneas de transmisión por su longitud, son estas las que más fallas presentan debido a las condiciones meteorológicas y ambientales⁶⁴.

⁶⁴ GONZALEZ FLORES, E. P. «Fundamentos en la Aplicación de Relevadores de Protección en Sistemas Eléctricos de Potencia,» Nuevo León, 1994.

Un alto porcentaje de las fallas que ocurren en las líneas son de naturaleza fase-tierra, principalmente por descargas atmosféricas, cables de guarda caídos, actos vandálicos, aislamientos, entre otros⁶⁵

El sistema de protección está conformado por los transductores automáticos, relés e interruptores automáticos. Existen varios métodos utilizados para la protección de líneas de transmisión, entre ellos se encuentra la protección a distancia y la protección mediante hilos pilotos⁶⁶.

De acuerdo a lo establecido en la Norma IEEE Std. 399 de 1997, sección 15.2, los criterios básicos para la selección de las protecciones de las líneas de transmisión deben contemplar, sin importar el modo mediante el cual se determine la coordinación de protecciones, los siguientes aspectos⁶⁷:

- Fabricante y tipo del elemento de protección
- Determinación de los elementos de protección
- Ajustes de disparo y rango disponible
- Corriente de corto circuito en cada barraje (trifásico y línea-tierra)
- Corriente de carga de todas las cargas
- Niveles de tensión en cada barraje
- Calibre del conductor, material y aislamiento

3.2.8 Apantallamiento Para el apantallamiento, se sugiere la adopción de los métodos formulados en las normas IEEE Std. 1243 de 1997⁶⁸, la norma IEEE Std. 1410 de 2010⁶⁹ y las recomendaciones del EPRI, a continuación, se presenta uno

⁶⁵ Ibíd.

⁶⁶ IGLESIAS LORENZO J., «Diseño de un Relé Neuronal de Protección Para Líneas Aéreas de Alta Tensión con Procesado de Señal Mediante la Transformada WAVELET,» Cataluña, 2003.

⁶⁷ IEEE Std 399-1997, IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis, New York, 1997.

⁶⁸ IEEE, IEEE 1243 - Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines, 1997.

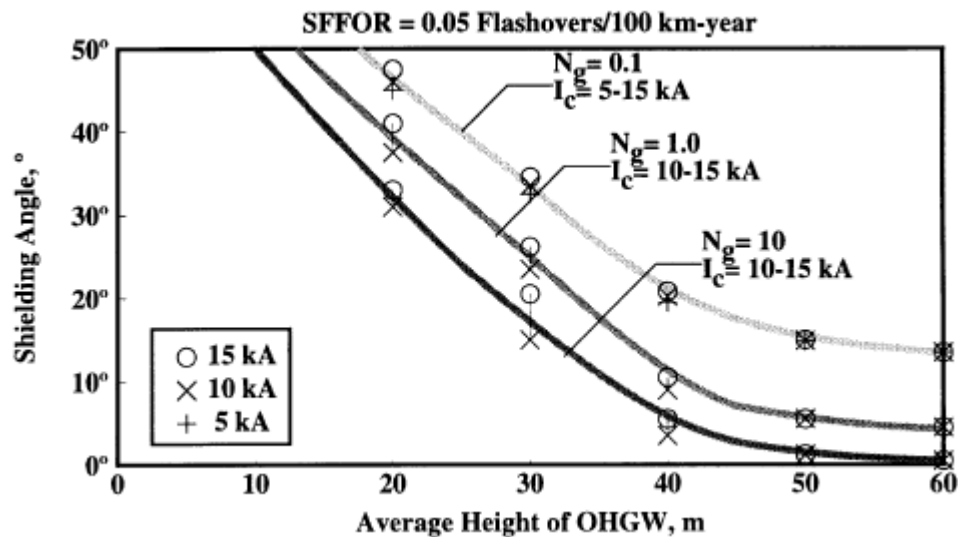
⁶⁹ IEEE, IEEE 1410 - Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines, New York, 2010.

de los métodos, se presenta como una sugerencia para realizar el cálculo por medio de éste.

- Método gráfico para determinar el ángulo de apantallamiento.

Las curvas de la figura 7 han sido preparadas para ayudar a seleccionar el ángulo de apantallamiento. Estas curvas están diseñadas para un valor de $N_{SF} = 0,05 \text{ salidas}/100\text{km}/\text{año}$, valor considerado como aceptable. La selección del ángulo de apantallamiento depende de los valores de la altura del hilo de guarda h , de la corriente crítica I_c y la densidad de descarga $/\text{km}^2/\text{año}$, N_g ^{70 71}.

Figura 12. Ángulos de apantallamiento para un número de salidas por año constante usando las ecuaciones de distancias de choque y asumiendo descargas verticales.



Fuente: ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, vol. Third Edition, California, 2005.

⁷⁰ IEEE, IEEE 1243 - Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines, 1997.
⁷¹ IEEE, IEEE 1410 - Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines, New York, 2010.

- Ángulo efectivo de apantallamiento

Se da cuando la ventana de atracción $X_s = 0$, de esta manera se toma la coordenada X del conductor como la referencia^{72 73 74}.

$$X_g = \sqrt{S^2 - (\beta S - Y_\phi)^2} - \sqrt{S^2 - (\beta S - Y_G)^2}$$

El ángulo efectivo de apantallamiento se calcularía de la siguiente manera [36]:

$$\alpha_E = \tan^{-1} \left(\frac{X_g}{Y_\phi - Y_G} \right)$$

3.3 ETAPA DE DISEÑO MECÁNICO Y PRE CONSTRUCCIÓN

En el diseño mecánico de la línea de transmisión se contemplan los requerimientos para la selección de la ruta y las zonas de servidumbre, el cálculo mecánico de los conductores, el tipo de estructuras a utilizar, el plantillado y otros aspectos.

3.3.1 Distancias mínimas de seguridad Podrán adoptarse las distancias de seguridad verticales de los conductores sobre el nivel del piso, establecidas en el RETIE, artículo 13, las cuales son adoptadas tomando como referencia la norma ANSI C2. Estas distancias se deben calcular considerando la máxima temperatura de diseño de la línea, sin presencia de viento.

⁷² ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, vol. Third Edition, California, 2005.

⁷³ IGLESIAS LORENZO J. Op. Cit.

⁷⁴ IEEE, IEEE 1243 - Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines, 1997.

Las distancias mínimas de separación entre conductores y tierra, se determinarán para la máxima tensión de operación de la línea y deberán considerar el ajuste correspondiente a la altitud de la instalación⁷⁵.

3.3.2 Zonas de servidumbre Según la definición del RETIE, la zona de servidumbre se define como “la franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transporte o distribución de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con el entorno”⁷⁶.

Para las líneas de transmisión las zonas de servidumbre deben cumplir con la sección 22.2 ítems a-f del RETIE, en donde dependiendo la estructura, zona, nivel de tensión o el plan de ordenamiento territorial, se especifica cómo debe ser calculada la zona de servidumbre.

En la tabla 8 se presentan el ancho que debe tener las líneas de transmisión según su tipo de estructura, tensión y cantidad de circuitos.

Tabla 8. Ancho de la zona de servidumbre de las líneas de transmisión [m].

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

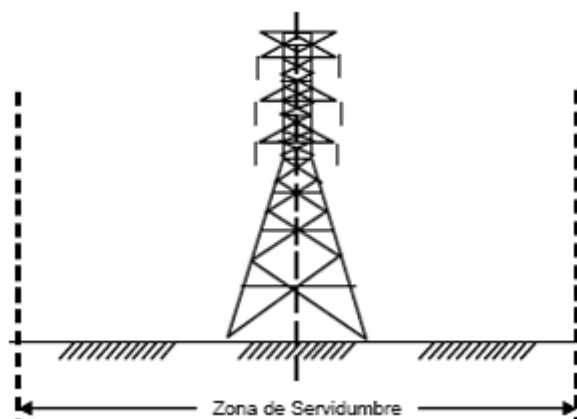
⁷⁵ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, 2013.

⁷⁶ Ibíd.

Tipo de estructura	Tensión [kV]	Ancho mínimo [m]
	110/115 (1 cto.)	20
Postes	110/115 (2 ctos.)	15
	110/115 (1 cto.)	15
Torres/postes	57,5/66	15

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, 2013.

Figura 13. Zona de Servidumbre



Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, 2013.

Según la Resolución 025 de 1995 de la CREG, el ancho mínimo de servidumbre debe ser de 64 metros para líneas a 500 kV y de 32 metros para líneas a 220 kV⁷⁷.

3.3.3 Estructuras La selección de la estructura para una línea de transmisión es tan importante como la selección del conductor, se deben tener en cuenta aspectos, como las cargas a las que va estar sometida la estructura, el material con el que se va construir, factores de seguridad, etc. En la sección 22.5 del RETIE se presentan los requisitos mecánicos de las estructuras de apoyo para

⁷⁷ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 025 de 1995, 1995.

líneas de transmisión aéreas, las cuales deben garantizar el cumplimiento de los requerimientos mecánicos a que pueda estar sometida, allí se divide según el tipo de la estructura y en ellos dependiendo de la condición ya sea normal o anormal⁷⁸.

Las estructuras de las líneas de transmisión deben la respectiva señalización acorde con las normas IEC 60617, NTC 1461, ISO 3461, ANSI Z535 e ISO 3864-2 son de obligatoria aplicación y el propietario de la instalación será responsable de su utilización. Su escritura debe ser en idioma castellano y deben localizarse en sitios visibles que permitan cumplir su objetivo. Se deben instalar dispositivos de anti escalamiento en diferentes sitios de las líneas de transmisión con el fin de evitar que personas o animales escalen la torre y entren en contacto con los cables eléctricos.

3.3.4 Cálculo de la catenaria, flecha máxima y ecuaciones de cambio de condiciones. El cálculo de flechas y tensiones consiste en determinar las variaciones en el conductor cuando hay cambios en el peso debido al hielo y el viento, cambios en la longitud debido a las variaciones de temperatura, y los efectos de la elongación plástica en función del tiempo y las altas cargas mecánicas. Algunos métodos recomendados por el CIGRÉ son⁷⁹:

- Modelo SAG-Tension for A1 conductor with LE (linear elongation): A medida que el peso por unidad de longitud aumenta con la adición de hielo o presión del viento, la tensión del conductor se incrementa. Si el conductor es inextensible, entonces el incremento de tensión es simplemente proporcional al incremento en el peso por unidad de longitud. Cualquier elongación del conductor reduce el incremento de tensión, pero incrementa la longitud de la catenaria y la flecha. El modelo de elongación lineal tiene la ventaja de la

⁷⁸ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, 2013.

⁷⁹ CIGRÉ, SAG- Tension Calculation Methods for Overhead Lines, 2007.

simplicidad, permitiendo un proceso exacto para el cálculo de flechas y tensiones⁸⁰.

- Modelo SAG-Tension for A1/S1A Conductor At High Temperature with Simplified Plastic Elongation (SPE): En este modelo la elongación plástica se asume igual a un valor típico basado en experiencias históricas y la tensión inducida por las elongaciones es asumida como elástica. En un conductor de Aluminio y alma de acero, la elongación plástica ocurre principalmente en el exterior de los hilos de aluminio. A diferencia de todos los conductores de aluminio, desde que haya o no elongación permanente en el alma de acero, cualquier elongación plástica de los conductores ASCR es limitada por el núcleo. Las ecuaciones de este modelo aplican a conductores ASCR siempre y cuando el núcleo de acero y los hilos de aluminio estén tensionados⁸¹.
- Modelo EPE (Experimental Plastic Model): trabaja con las curvas de Esfuerzo/Elongación para cables ACSR, este modelo se basa en el método gráfico de tensiones y flechas, fue desarrollado en los años de 1920s por Aluminium Company of America y está basado en la representación, por medio de curvas experimentales (Esfuerzo/Elongación) del comportamiento mecánico de las líneas de transmisión de energía eléctrica. Normalmente estos cálculos son realizados mediante software, pero la explicación del cálculo está descrita de forma gráfica. La realización de cálculos de flechas y tensiones con este método considera una serie de condiciones de carga y temperaturas del conductor. La elongación plástica de las capas de aluminio debido a la deformación durante eventos extremos de cargas de tensión puede ser comparada con la fluencia metalúrgica de la elongación plástica para obtener un estimado más preciso de la elongación plástica⁸².

⁸⁰ Ibíd.

⁸¹ Ibíd.

⁸² Ibíd.

3.3.4.1 Curvas de esfuerzo/elongación (CREEP) El modelo EPE (Experimental Plastic Model); el cual, trabaja con las curvas de Esfuerzo/Elongación para cables ACSR, este modelo se basa en el método gráfico de tensiones y flechas, fue desarrollado en los años de 1920s por Aluminium Company of America y está basado en la representación, por medio de curvas experimentales (Esfuerzo/Elongación) del comportamiento mecánico de las líneas de transmisión de energía eléctrica⁸³.

Las ecuaciones que describen el comportamiento mecánico de los cables son:

$$\sigma_{inicial} = I_0 + I_1 \cdot \varepsilon + I_2 \cdot \varepsilon^2 + I_3 \cdot \varepsilon^3 + I_4 \cdot \varepsilon^4$$

$$\sigma_{creep} = C_0 + C_1 \cdot \varepsilon + C_2 \cdot \varepsilon^2 + C_3 \cdot \varepsilon^3 + C_4 \cdot \varepsilon^4$$

Donde:

$\sigma_{inicial}$: es el esfuerzo inicial real en el conductor con Creep a 1 hora [daN/mm^2].

σ_{creep} : es el esfuerzo inicial real en el conductor con Creep a 10 años [daN/mm^2].

ε : es la elongación (deformación) expresada (%)

$I_{0,1,2,3,4}$: son los coeficientes de esfuerzo/elongación para las curvas iniciales.

$C_{0,1,2,3,4}$: son los coeficientes de esfuerzo/elongación para las curvas del Creep.

La primera ecuación representa el conductor después de haber desarrollado su Creep durante una hora, la segunda representa el conductor después de haber desarrollado su Creep durante diez años.

3.3.4.2 Ecuaciones del cambio de condiciones El alargamiento o acortamiento de los cables de las líneas de transmisión corresponden a la variación de temperatura, para determinar las ecuaciones se suman las variaciones de longitud

⁸³ Ibíd.

que experimenta el cable por las variaciones de la temperatura y las correspondientes deformaciones elásticas por variación de la tensión⁸⁴.

Se supone que las deformaciones son elásticas y que se puede aplicar la ley de Hook.

$$\begin{aligned}\Delta L_{\theta} &= L_{\alpha}(\theta_2 - \theta_1) \\ \Delta L_T &= \frac{L}{ES}(T_2 - T_1) \\ \Delta L &= L_{\alpha}(\theta_2 - \theta_1) + \frac{L}{ES}(T_2 - T_1)\end{aligned}$$

Donde:

E: módulo de elasticidad del cable en kg/mm²

S: sección del cable en mm²

θ_2 : Temperatura del estado final en °C

θ_1 : Temperatura del estado inicial en °C

T_2 : Tensión horizontal del estado final del conductor en kg

T_1 : Tensión horizontal del estado inicial del conductor en kg

La longitud del conductor viene determinada por:

$$L = a + \frac{a^3 \cdot p^2}{24t^2}$$

W: fuerza resultante del estado final por peso y viento sobre un metro de cable en Kg/m.

H: longitud del vano, distancia horizontal en (m).

⁸⁴ «Cálculo Mecánico de Conductores para Líneas Aereas e Hilos de Guarda».

Si en lugar de fuerzas se opera con tensión y carga específica resulta:

$$\sigma = \frac{T}{S} \left[\frac{kg}{mm^2} \right]$$

$$\gamma = \frac{W}{S} \left[\frac{kg}{m \cdot mm^2} \right]$$

Al final las ecuaciones generales de cambio de condiciones de estado, estas ecuaciones pueden resolverse por tanteos sucesivos adoptando valores para σ_2 y verificando si se satisface la igualdad⁸⁵.

$$A = E\alpha(\theta_2 - \theta_1) - \sigma_1 + \frac{a^2 E \gamma_1^2}{24 \sigma_1^2}$$

$$B = \frac{a^2 E \gamma_2^2}{24}$$

$$\sigma_2^2(\sigma_2 + A) = B$$

3.4 OTRAS CONSIDERACIONES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEAS Y HVDC

Cuando por razones técnicas y económicas no sea posible o viable la construcción de líneas de transmisión aéreas en A.C, estas deberán ser subterráneas o en D.C.

3.4.1 Líneas de transmisión subterráneas El uso de líneas de transmisión subterráneas tiene un punto a favor y es el hecho de la disminución del impacto visual, lo cual, en ocasiones, llega a ser uno de los principales factores a tener en

⁸⁵ Ibíd.

cuenta a la hora de escoger entre la construcción de una línea de transmisión subterránea o aérea⁸⁶.

Otro motivo que conlleva a decidir la construcción de una línea de transmisión subterránea, es la adquisición de las zonas de servidumbre, por lo general, en zonas urbanas, es casi imposible adquirirlas. En otros escenarios, el componente estético juega un papel fundamental, pero en algunos casos, este es contrarrestado con el factor presupuestal, puesto que, la construcción de líneas subterráneas es significativamente más costosa que las líneas aéreas⁸⁷.

El reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas en el capítulo 5, artículo 22, numeral 22.12, da cierta información referente a las líneas de transmisión subterráneas e indica algunas formas mediante las cuales estas pueden construirse, además indica que hay algunas normas de prestigio internacional que debería tenerse en cuenta, pero no informa cuáles son.

Al momento de realizar el diseño se recomienda seguir las prescripciones generales encontradas en las especificaciones técnicas dadas por el 'Diseño de Líneas de Transmisión Subterráneas'⁸⁸. Los conductores y accesorios para sistemas subterráneos de Alta y Extra Alta Tensión tienen que cumplir con los requerimientos de las especificaciones técnicas y las normas internacionales tales como IEC 60840, IEC 60287, IEC 62067, y normas estadounidenses ICEA S-108-720 Y AEIC CS9, y el reporte técnico IEC TR 62095⁸⁹. Además, el Electric Power Research Institute (EPRI) ha publicado algunos documentos en donde recopila

⁸⁶ NORTH WEST COAST CONNECTIONS «National Grid,» Enero 2015. [En línea]. Disponible en: http://www.northwestcoastconnections.com/docs/supportingdocs/Undergrounding_high_voltage_electricity_transmission_lines_The_technical_issues_INT.pdf.

⁸⁷ PUBLIC SERVICE COMMISSION OF WISCONSIN, «Public Service Commission of Wisconsin,» Mayo 2011. [En línea]. [citado el 22 Abril 2016]. Disponible en: <https://psc.wi.gov/thelibrary/publications/electric/electric11.pdf>. [Último acceso: 22 Abril 2016].

⁸⁸ COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Diseño de Líneas de Transmisión Subterráneas, 2013.

⁸⁹ PEDRAZA LOZANO A., «rpmbrasil,» 2013. [En línea]. [citado el 10 Abril 2016] disponible en: http://www.rpmbrasil.com.br/redes2013/Antonio_Pedraza_Losano.pdf.

información de publicaciones, referentes a los mismos temas, hechas por la IEC, IEEE, entre otros, para crear el “Underground Transmission Cable System Construction and Installation Practice Manual – 2015 Update”. También el EPRI ha publicado otros documentos que envuelven a las líneas de transmisión subterráneas como el “EPRI Underground Transmission Systems Reference Book: 2015” y el “Underground Transmission System Protection”.

Otras consideraciones a tener en cuenta para el diseño de líneas de transmisión subterráneas además de las nombradas en las secciones anteriores son:

- Etapa de pre-diseño

Se recopila cierta información y documentación que permiten dar un enfoque general del proyecto. En esta etapa se tienen en cuenta las generalidades de la línea, el trazado de todas las posibles rutas por donde pueda construirse la línea, Identificación de elementos enterrados en el trazado de la vía, la definición de los temas administrativos y presupuestales, permisos, pólizas, contrataciones, entre otros.

- Etapa de diseño

En esta etapa se desarrollan los siguientes documentos teniendo en cuenta toda la normatividad existente en cuanto al área de líneas de transmisión subterráneas:

- Detalles de los canales de construcción.
- Disposiciones generales de las bahías.
- Censo de Instalaciones subterráneas existentes
- Definición de las profundidades y distancias mínimas entre cruzamientos con otras instalaciones subterráneas existentes
- Localización de los puntos de transición.
- Fosas.

- Estudios hidrológicos (de ser necesarios)

3.4.2 Líneas de transmisión HVDC La transmisión en AC tiene muchas ventajas, pero del mismo modo tiene sus desventajas, las cuales pueden obligar a un cambio en la forma en la que se transmite la energía, pasando de AC a DC. De esta manera, los elementos inductivos y capacitivos propios de los conductores de las líneas AC y que sitúan límites en la capacidad de transmisión y las distancias de transmisión desaparecen cuando la energía se transporta en DC aprovechando sustancialmente la sección transversal total del conductor porque el efecto piel desaparece. Para largas distancias las líneas en DC conforman una opción técnica fiable por los aspectos mencionados anteriormente y tienen un interés aún mayor cuando se quiere transportar energía a través de mar abierto o a través de grandes ciudades porque, en particular, se adiciona un componente estético⁹⁰.

Otros escenarios en donde se tiene en consideración transmitir la energía en DC es cuando, por alguna razón, es imposible sincronizar dos redes de AC, además, cuando hay nuevas conexiones y estas puedan causar altos niveles en las corrientes de cortocircuito o escenarios desfavorables de flujos de potencia⁹¹.

Actualmente en Colombia aún no existe una reglamentación para el diseño de líneas HVDC, de esta manera se podría tomar en consideración los criterios para cada una de las etapas de diseño y construcción de estas líneas, criterios propios de la empresa SIEMENS, y adicionando lo establecido en la sección 3.2 del presente trabajo de grado.

⁹⁰ SIEMENS, «Siemens Sustainable Energy,» [En línea]. Disponible en: <http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/energy-topics/power%20engineering%20guide/71/04-Power-transmission.pdf>.

⁹¹ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME, «Unidad de Planeación Minero Energética - UPME,» 10 Diciembre 2013. [En línea]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Memorias%20Convocatoria%20Redes%20de%20Alto%20Voltaje/UPME_Alberto_Rodriguez.pdf.

Para las líneas de transmisión en DC el correcto diseño de aislamiento es el aspecto más importante para la operación óptima del sistema, evitando, de esta manera, perturbaciones durante la vida útil del proyecto. El diseño general de aislamiento está regido por los niveles de las tensiones a resistir y la contaminación a la cual el aislamiento es sometido. Las normas IEC 60071-1 y el Std. IEC 60071-2, así como las consideraciones de la norma IEC 60815, que enumera algunas clases de contaminación, proveen una guía para el diseño del aislamiento⁹².

La norma IEC 60815 fue creada para líneas en AC, pero se debe observar que las distancias de fuga recomendadas están basadas en voltajes fase-fase, cuando se quiere determinar las distancias de fuga para el caso de las líneas de transmisión en DC recomendadas por las normas mencionadas, se puede observar que el voltaje DC es un valor pico fase-tierra, por lo tanto, estas distancias de fuga de deben multiplicar por un valor de $\sqrt{3}$ ⁹³.

Los aisladores bajo la operación de líneas de transmisión en DC están sometidos a más condiciones no favorables que los que están bajo la operación de líneas en AC debido a la acumulación de contaminación en la superficie causada por los constantes campos eléctricos unidireccionales. Entonces se deben tener en cuenta los factores de contaminación para líneas de Transmisión en DC recomendados por CIGRE- Report WG04 de CIGRE SC33, Ciudad de México 1989⁹⁴.

A continuación de se presentan otras consideraciones a tener en cuenta para líneas HVDC⁹⁵.

⁹² SIEMENS, Op. Cit.

⁹³ Ibíd.

⁹⁴ Ibíd.

⁹⁵ Ibíd.

- Etapa de pre-diseño

Se realizan estudios en orden de establecer un diseño básico de la línea. Dentro de estos estudios se encuentran la interacción con el sistema de AC.

- Etapa de Diseño

Esta etapa comprende la realización de cuantiosos estudios y análisis entre los cuales se encuentran:

- Estudios de generación de reactiva.
- Cálculo y comportamiento de filtros de AC.
- Cálculo y comportamiento de filtros de DC.
- Estudios de interferencia electromagnética.

4. MARCO LEGAL PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En el diseño y construcción de líneas de transmisión intervienen distintos agentes, desde el Estado representado principalmente por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME encargada de seleccionar al inversionista, diseñador e interventor de las líneas a construir, y las empresas encargadas de la comercialización, generación, distribución y transmisión de la energía. A continuación, se presentará el marco legal para cada uno de los actores involucrado en el diseño y construcción de líneas.

Acorde con la Ley 143 de 1994, “es función del Estado y de las entidades territoriales abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector”⁹⁶.

En ese orden, el Ministerio de Minas y Energía, tiene como función articular la formulación, adopción e implementación de la política pública del sector administrativo de minas y energía, así como coordinar políticas en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica⁹⁷.

Por su parte, las administraciones municipales, son las encargadas de velar por el buen funcionamiento del territorio donde se va construir la línea, su función es

⁹⁶ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME, «Unidad de Planeación Minero Energética - UPME,» 10 Diciembre 2013. [En línea]. Available: http://www.upme.gov.co/Memorias%20Convocatoria%20Redes%20de%20Alto%20Voltaje/UPME_Alberto_Rodriguez.pdf.

⁹⁷ CORTES RESTREPO M., «Diseño de una Metodología para la Identificación y Clasificación de los Conflictos Ambientales, por usos del Suelo en Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica.,» Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, 2012.

gestionar y administrar los recursos ambientales, equipamientos públicos y servicios para garantizar el bienestar común.

4.1 UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME

La entidad del estado que tiene más responsabilidades con las líneas de transmisión es la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, es la encargada de realizar las proyecciones de demanda de energía eléctrica y de elaborar el Plan de Expansión de Generación y Transmisión. Dentro del marco legal que respalda las actividades de la UPME se tiene⁹⁸:

- “Ley 143 de 1994: 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 del proyecto.
- Resolución MME 181313 de 2002, para determinar o no la existencia de potenciales inversionistas que asuman integralmente los riesgos de la ejecución y explotación de los proyectos.
- Resolución MME 180924 de 2003 la cual establece y desarrolla el mecanismo de las Convocatorias Públicas para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del SIN.
- Resolución MME 180925 de 2003, delega en la UPME el desarrollo del mecanismo de Convocatorias Públicas.
- Resolución CREG 093 de 2007. Exige garantía al transmisor que ejecutará la obra. En caso de conexión de usuarios, se solicita garantía previa al usuario.

⁹⁸ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, «Unidad de Planeación Minero Energética - UPME,» 16 Diciembre 2010. [En línea]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Convoca2009/042009/DocumentosF/Audiencia_presentacion_proyecto_Sogamoso.pdf.

- La Resolución CREG 011 de 2009, Metodología remuneración de la Transmisión y valores de Unidades Constructivas⁹⁹.

La UPME es la entidad encargada de las licitaciones a realizar, por ello es quien debe hacer un proceso de selección cuidadosa para definir quiénes serán partícipes de cada uno de los proyectos.

4.1.1 Inversionista Según el Art. 52 y 85 de la Ley 143/1994, Resolución MME 180924/2003 y Resolución CREG 022 de 2001, el inversionista se encarga de los suministros, definición de rutas, licenciamiento ambiental, socialización, permisos, servidumbres, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento,

Se selecciona al agente que presente la mejor oferta económica, definida “como la de menor valor presente de los ingresos que espera recibir durante los primeros 25 años de operación del proyecto, descontados con la tasa establecida por la CREG”¹⁰⁰.

4.1.2 Diseñador Toda línea de transmisión requiere de un diseño detallado que debe ser ejecutado por profesionales de la ingeniería con competencias para la labor a desarrollar otorgada por su matrícula profesional, acorde con las Leyes 51 de 1986 y 842 de 2003. Estos lineamientos están bien establecidos en el RETIE, sección 10.2.2, donde señala que previamente a la elaboración del diseño, el diseñador debe cerciorarse en el terreno que las distancias mínimas de seguridad y franjas de servidumbre, se pueden cumplir y debe dejar las evidencias, al igual debe atender las inquietudes del constructor e interventor y si se requieren cambios hacer los ajustes pertinentes¹⁰¹.

⁹⁹ *Ibíd.*

¹⁰⁰ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME, Op. Cit.

¹⁰¹ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, 2013.

4.1.3 Constructor El constructor es el responsable de la dirección o la construcción directa de la línea de transmisión. Las empresas deben estar en el Registro de Productores e Importadores de Productos (bienes o servicios) sujetos al cumplimiento de reglamentos técnicos de la SIC. Los profesionales a cargo y los que intervienen en las labores de construcción deben tener las competencias para la labor a desarrollar. El RETIE ya establece las responsabilidades mínimas para el constructor, requisitos establecidos en la sección 10.2.2¹⁰².

4.1.4. Interventoría La interventoría comprende todas las actividades necesarias para la certificación, supervisión y seguimiento del desarrollo de los trabajos para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, montaje y puesta en servicio comercial del proyecto. La UPME realiza el proceso de selección del interventor acorde con los términos de las convocatorias que se surten de manera paralela a la selección del inversionista [45].

Figura 14. Actores involucrados en el diseño de líneas de transmisión.



¹⁰² MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, 2013.

4.2 OBLIGACIONES EN MATERIA AMBIENTAL

Una línea de transmisión puede producir impactos ambientales que afectan el ecosistema y el medio ambiente. Por lo anterior y acorde con la Resolución CREG 098 de 2000 todo proyecto para el diseño y construcción de una nueva línea de transmisión debe tener¹⁰³

4.2.1 Licencia ambiental Según el Decreto 1728 de 2002 Artículo 3, la licencia ambiental, “es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente a una persona, mediante acto administrativo, para que emprenda la ejecución de un proyecto, obra o actividad que puede llegar a producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje, estableciendo los requisitos, obligaciones y condiciones que el beneficiario de la Licencia Ambiental debe cumplir para prevenir, mitigar, corregir, compensar y manejar los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada”. En cumplimiento de este Decreto, los entes autorizados para disponer de las licencias ambientales en Colombia son: el Ministerio de Medio Ambiente, Las Corporaciones Autónomas Regionales y las de Desarrollo Sostenible.

Las licencias ambientales para el sector eléctrico, específicamente para la parte de transmisión es obligatoria cuando las líneas de transmisión que se pretende construir vaya a operar a tensiones iguales o superiores a 220 kV y que atraviesen “la jurisdicción de dos o más Corporaciones Autónomas Regionales”, esta licencia ambiental se da con el fin de evitar y/o minimizar los impactos que pueden afectar el ecosistema de donde se desea realizar la construcción de las líneas de transmisión¹⁰⁴.

¹⁰³ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución 098 de 2000

¹⁰⁴ Decreto 1728 de 2002

4.2.2 Plan de manejo ambiental durante la operación y mantenimiento Según el Decreto 1728 de 2002 Artículo 3, el plan de manejo ambiental, “es el documento que producto de una evaluación ambiental establece, de manera detallada, las acciones que se implementarán para prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos y efectos ambientales negativos que se causen por el desarrollo de un proyecto, obra o actividad. Incluye los planes de seguimiento, monitoreo, contingencia y abandono según la naturaleza del proyecto, obra o actividad”. El plan de manejo ambiental debe cumplir con un contenido especificado en este Decreto, donde se presentarán las medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación de los impactos ambientales que puedan afectar el ecosistema¹⁰⁵.

4.2.3 Informe ambiental al Ministerio de Medio Ambiente al finalizar la construcción de la línea. En este informe ambiental, se presenta los apartados de cada una de las características que se tuvieron en cuenta al momento de la construcción, se debe especificar si se cumplió con el plan de manejo ambiental, su grado de perturbación para la fauna y flora, la valoración ambiental de cada uno de los componentes que fueron afectados, evolución de los impactos ambientales y un análisis de riesgo que pueda presentar la línea de transmisión que se construyó; además las líneas de transmisión con licencia ambiental aplican para la metodología de compensación por pérdida de biodiversidad, este factor de compensación depende de la región donde se realizó la construcción, el nivel del daño hecho, la rareza del ecosistema, todo esto depende de la evaluación que de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, con base en la información de ecosistemas presentada en base de estudios ambientales. “Para cumplir con el área de compensación se podrán realizar acciones de conservación, restauración y/o herramientas de manejo de paisaje, esta última en áreas transformadas, hasta cumplir con la medida de compensación establecida. Sin embargo y dependiendo de las condiciones de los proyectos, caso a caso, la

¹⁰⁵ *Ibíd.*

compensación puede ser una combinación de las acciones que se describen a continuación”¹⁰⁶.

¹⁰⁶ MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, Tremarctos Colombia 3.0, Agosto 2012. [En línea]. Disponible en: http://www.tremarctoscolombia.org/pdf/MANUAL_compensaciones%20Final.pdf.

5. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

Para el presente trabajo de grado se planteó como objetivo general el de formular los lineamientos básicos requeridos para la creación de una reglamentación de líneas de transmisión de energía eléctrica en Colombia, analizando la necesidad de su elaboración, tomando en consideración la reglamentación y normativa existente en el país. Para lograr este objetivo general se propusieron cuatro objetivos específicos centrados en abordar las principales falencias que en la materia persisten en la reglamentación colombiana. A continuación, se presentan las conclusiones derivadas del trabajo desarrollado.

Como primer objetivo específico se propuso identificar las necesidades y oportunidades de mejora de la reglamentación colombiana aplicable al diseño y construcción de líneas de transmisión, señalando alternativas para su actualización. El RETIE es para Colombia el referente reglamentario para el diseño y construcción de instalaciones eléctricas e incluye todas las instalaciones vinculadas a la cadena productiva del sector eléctrico, desde la generación, pasando por la transmisión hasta el uso final. Para el caso específico de líneas de transmisión, el RETIE enuncia los requisitos básicos de diseño y algunas prescripciones generales, pero no hace referencia a las normas y métodos específicos que se deben seguir para satisfacer dichos requisitos mínimos. Lo anterior no ocurre por ejemplo con las instalaciones de uso final donde sí se explicita a la NTC 2050 como de obligatorio cumplimiento. Por otro lado, existe en Colombia el Reglamento de Operación del SIN del cual forman parte varios documentos y resoluciones entre ellos el código de conexión que también establece requisitos técnicos mínimos que deben cumplir las líneas de transmisión para su conexión al STN, pero no especifica la normativa y los procedimientos que deben aplicarse en el diseño y construcción.

Dada la vital importancia del sistema eléctrico para el país, donde la transmisión de energía eléctrica juega un papel central, se considera oportuno que se impulse un reglamento propio para Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica, para el que se propone como acrónimo RETILIT, que guarda la misma raíz de los otros reglamentos técnicos expedidos en Colombia (RETIE, RETILAP, RETIQ). Dicho reglamento se justifica dado que persigue los mismos objetivos legítimos señalados en el RETIE sumados a los imperativos de seguridad nacional.

Como segundo objetivo se propuso el de establecer un procedimiento para realizar el diseño y construcción de líneas de transmisión en Colombia. Se identificaron tres etapas fundamentales: la de prediseño, la de diseño eléctrico y la de diseño mecánico. En la etapa de prediseño se recopila la información necesaria del entorno donde se construirá la línea, condiciones medio ambientales, topográficas, arqueológicas, entorno social, etc. Es una etapa clave y es una de las más dispersas y la que requiere mayor desarrollo en el reglamento, por eso en este trabajo se hace una recopilación sobre cómo establecer tales condiciones.

La etapa de diseño eléctrico aborda los requisitos mínimos a garantizar para el adecuado funcionamiento de la línea en condiciones de seguridad y confiabilidad. Para esta etapa se tomó como base lo consignado en el RETIE y se avanzó en la definición de la normativa aplicable, no obstante, dada la amplitud del tema, es preciso dedicar un mayor esfuerzo en dicha definición para lograr la estandarización de este tipo de instalaciones en el país. También es preciso profundizar en los requisitos para las líneas subterráneas en AC y para las líneas en DC (HVDC), aspectos que también están muy débiles en la reglamentación existente.

El tercer objetivo se centró en definir criterios para la selección de los parámetros técnicos y ambientales a considerar en el diseño eléctrico y mecánico. Este objetivo se abordó en el capítulo 3 del trabajo como parte de la etapa de

prediseño. Las variables ambientales son propias de cada lugar, sin embargo, se intentaron establecer valores promedio por regiones, pero dado a que dichas condiciones varían con el tiempo, se sugieren alternativas para mantener actualizada dicha información, usando herramientas como el SIEL. Otra deficiencia importante que se encontró, es en la definición de los mapas de niveles cerámicos del país, dado que estos no están actualizados en la normativa colombiana a pesar de los grandes avances que tiene el país en la materia.

Finalmente, como cuarto objetivo se buscaba establecer las obligaciones de las partes involucradas en el diseño y construcción de las líneas de transmisión en Colombia. El éxito del RETILIT comienza con la identificación de todas las partes intervinientes en la planeación, diseño, construcción y puesta en operación de una línea de transmisión, así como en los roles y responsabilidades de cada uno. Es este aspecto se identificó que el RETIE aborda bien este tema, sin embargo, se propuso ampliar lo correspondiente a las responsabilidades en materia ambiental dada su criticidad en este tipo de instalaciones.

BIBLIOGRAFÍA

ÁLVAREZ L. G. V., Economía General, Historia Económica, Pensamiento Económico, Regulación Económica, Servicios Públicos, Economía Institucional. Y otras cosillas., [En línea]. [citado en Noviembre 2015] disponible en: <http://luisguillermovelezalvarez.blogspot.com.co/2011/09/breve-historia-del-sector-electrico.html>.

CIGRÉ, SAG- Tension Calculation Methods for Overhead Lines, 2007.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Historia de la Energía, [En línea]. [citado en Noviembre 2015] disponible en: <http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/historia-energia>.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 025 (julio 13) Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. 1995. [en línea] disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/\\$FILE/Cr025-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cr025-95.pdf)

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 025 de 1995.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución 098 de 2000.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución CREG 093 de 2012, 2012.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Diseño de Líneas de Transmisión Subterráneas, 2013.

COMITE BRASILEÑO DE REGULACIÓN, CONMETRO, SINMETRO, Guía de buenas prácticas de reglamentación, [En línea]. Disponible en: http://www.inmetro.gov.br/qualidade/pdf/22995_guia_espanol.pdf.

CONSEJO GREMIAL NACIONAL – CGN Presentación charla metrología [En línea]. Disponible en: <http://www.cgn.org.co/documentos/pdf/PresentacioncharlaMetrologia1.pdf>.

CORTES RESTREPO M., «Diseño de una Metodología para la Identificación y Clasificación de los Conflictos Ambientales, por usos del Suelo en Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica.,» Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, 2012.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, vol. Third Edition, California, 2005.

GÓMEZ C. M., Curso de Líneas de Transmisión, Universidad Industrial de Santander, 1985.

GONZALEZ FLORES, E. P. «Fundamentos en la Aplicación de Relevadores de Protección en Sistemas Eléctricos de Potencia,» Nuevo León, 1994.

GONZALEZ- LONGATT F., Elementos de Líneas de Transmisión Aéreas, Mayo 2007. [En línea]. Disponible en: http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/LT_1/Cap1LT1-2007.pdf.

GONZÁLEZ SILVA G., APONTE GUTIÉRREZ D. y RAMÍREZ REYES R., Atención a consulta relacionada con aporte de modificaciones de RETIE, Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2016.

ICONTEC, Norma Técnica Colombiana - NTC 4552, 2014.

IEC, IEC – 60865-1, 2011.

IEEE Std 399-1997, IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis, New York, 1997.

IEEE, A survey of Methods for Calculating Transmission Line Conductor Surface Voltage Gradients. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.6 Nov./Dec. 1979.

IEEE, A survey of Methods for Calculating Transmission Line Conductor Surface Voltage Gradients. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.6 Nov./Dec. 1979, 1979.

IEEE, Calculation of Corona Losses Beyond the Critical Gradient in Alternating Voltage. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol, PAS-89, No. 5, May 1969, 1969.

IEEE, IEEE 100 - The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms.

IEEE, IEEE 1243 - Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines, 1997.

IEEE, IEEE 1410 - Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines, New York, 2010.

IEEE, IEEE Std 738 - 2012, 2012.

IEEE, IEEE Std 80 - 2000.

IEEE, IEEE Transactions on Power Apparatus and System Vol PAS-99: Review of technical considerations on limits to interference from power lines and stations. 1980, pp. 365-388.

IEEE, Predetermination of Corona Losses Under Rain: Experimental Interpreting and Checking of a Method to Calculate Corona Losses., 1970.

IEEE, Predetermination of Corona Losses Under Rain: Influence of Rain Intensity and Utilization of a Universal Chart. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol, PAS-89, No. 6, July/August 1970, 1970.

IGLESIAS LORENZO J., «Diseño de un Relé Neuronal de Protección Para Líneas Aéreas de Alta Tensión con Procesado de Señal Mediante la Transformada WAVELET,» Cataluña, 2003.

MINCOMERCIO INDUSTRIA Y TURISMO, FAQ Reglamentos técnicos [En línea].
Disponibl en:
<http://www.mincit.gov.co/loader.php?IServicio=FAQ&IFuncion=viewPreguntas&id=9#a100>.

MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, Parques Nacionales Naturales de Colombia, 27 Septiembre 2011. [En línea]. [en línea] disponible en:
http://www.parquesnacionales.gov.co/PNN/portel/libreria/php/frame_detalle.php?h_id=10092.

MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, Tremarctos Colombia 3.0, Agosto 2012. [En línea]. Disponible en: http://www.tremarctoscolombia.org/pdf/MANUAL_compensaciones%20Final.pdf.

MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO, Decreto 1595 de 2015, (agosto 5) Por el cual se dictan normas relativas al Subsistema Nacional de la Calidad y se modifica el Capítulo VII y la Sección 1 del Capítulo VIII del Título I de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo, Decreto número 1074 de 2015, y se dictan otras disposiciones. Bogotá 2015. [en línea] disponible en: <http://faolex.fao.org/docs/pdf/col150762.pdf>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, «Unidad de Planeación Minero Energética - UPME,» 16 Diciembre 2010. [En línea]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Convoca2009/042009/DocumentosF/Audiencia_presentacion_proyecto_Sogamoso.pdf.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, 2013.

NORTH WEST COAST CONNECTIONS «National Grid,» Enero 2015. [En línea]. Disponible en: http://www.northwestcoastconnections.com/docs/supportingdocs/Undergrounding_high_voltage_electricity_transmission_lines_The_technical_issues_INT.pdf.

PEDRAZA LOZANO A., «rpmbrasil,» 2013. [En línea]. [citado el 10 Abril 2016] disponible en: http://www.rpmbrasil.com.br/redes2013/Antonio_Pedraza_Losano.pdf.

PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA Decreto 1112 (junio 24) por el cual se crea el Sistema Nacional de Información sobre Medidas de Normalización y Procedimientos de Evaluación de la Conformidad, se dictan normas para armonizar la expedición de reglamentos técnicos y se cumplen algunos compromisos internacionales adquiridos por Colombia. Bogotá 1996 [en línea] disponible en: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=32038>

PUBLIC SERVICE COMMISSION OF WISCONSIN, «Public Service Commission of Wisconsin,» Mayo 2011. [En línea]. [citado el 22 Abril 2016]. Disponible en: <https://psc.wi.gov/thelibrary/publications/electric/electric11.pdf>. [Último acceso: 22 Abril 2016].

SANDOVAL A. M., Archivos de Economía» 5 Noviembre 2004. [En línea]. [citado el 12 Junio 2016]. Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Estudios%20Economicos/272.pdf>.

SIEMENS, «Siemens Sustainable Energy,» [En línea]. Disponible en: <http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/energy-topics/power%20engineering%20guide/71/04-Power-transmission.pdf>.

SOL CASTILLO F., Kiosco Ambientales, Junio 2011. [En línea]. Disponible en: <http://kioscosambientales.ucr.ac.cr/documentos/mineria/miramar%20D1%20Plant a%20Industrial%20de%20Beneficiamiento/Consultores/Informe%20Arqueol%F3gico.pdf>.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, Resolución 3742 (febrero 2) Por la cual se señalan criterios y condiciones que deben cumplirse para la expedición de Reglamentos Técnicos Bogotá 2001 [en línea] disponible en: <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Conoce/res3742.pdf>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME, «Unidad de Planeación Minero Energética - UPME,» 10 Diciembre 2013. [En línea]. Disponible en:

http://www.upme.gov.co/Memorias%20Convocatoria%20Redes%20de%20Alto%200Voltaje/UPME_Alberto_Rodriguez.pdf.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME, «Unidad de Planeación Minero Energética - UPME,» 10 Diciembre 2013. [En línea]. Available:

http://www.upme.gov.co/Memorias%20Convocatoria%20Redes%20de%20Alto%200Voltaje/UPME_Alberto_Rodriguez.pdf.

UNIVERSIDAD DON BOSCO. Centro de Investigación y Transferencia de Tecnología. Facultad Ingeniería, Escuela de Eléctrica, “Calculo mecánico: Flechas y Tensiones”. [En línea]. Disponible en::

<http://www.udb.edu.sv/udb/archivo/guia/electrica-ingenieria/disenio-de-lineas-de-transmision/2016/i/guia-5.pdf>.