

Apantallamiento y puesta a tierra para líneas de transmisión en HVDC aéreas

Diego Andrés Prieto Ortiz

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero Electricista

Director

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Ciencias con Énfasis en Ingeniería Eléctrica

Codirector

Julio César Chacón Velasco

Magíster en Potencia Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones E3T

Bucaramanga

2021

Agradecimientos

A Dios por darme la sabiduría y fortaleza de levantarme siempre de todas las caídas que tuve y poder culminar con éxito esta etapa tan importante de mi vida.

A mis padres por todo el amor, cariño y apoyo que siempre me dieron, a mi madre Lucila acá en la tierra y a mi padre Isidro que donde quiera que esté, sé que lo sigue haciendo.

A todos mis familiares, a mi hermana Silvia que siempre fue un modelo a seguir, y amigos por brindarme de su apoyo durante mi carrera universitaria.

A mi director de trabajo de grado Oscar A. Quiroga Q. por su confianza, guía y por toda la enseñanza durante este trabajo de grado y toda la carrera.

Muchas gracias a todos.

Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Objetivos	13
1.1 General	13
1.2 Específicos	13
2. Puesta a tierra en líneas de transmisión HVDC	14
2.1 Componentes del sistema de puesta a tierra	17
2.1.1 Impedancia de la base de la torre	23
2.1.2. Rendimiento de la línea compuesta	24
2.2 Puesta a tierra suplementaria	25
2.3 Contrapeso	27
2.3.1. Configuraciones y aproximaciones de la puesta a tierra	29
2.4 Referente nacional para el diseño de sistemas de puesta a tierra en líneas de transmisión de alta tensión aéreas	31
2.4.1. Valor de referencia de resistencia del sistema de puesta a tierra	32
2.4.2. Código de redes	32
3. Apantallamiento en líneas de transmisión HVDC	33
3.1 Referente nacional para el diseño de apantallamiento en líneas de transmisión de alta tensión aéreas	33
3.1.1 Código de redes	34

3.2 Frecuencia de incidencia del rayo “GFD” (Ground Flash Density).	35
3.3 Altura de la estructura.	36
3.4 Ángulo de apantallamiento.	37
3.5 Cables de guarda.	38
3.6 Modelo electro-geométrico (EGM).	39
3.6.1 Distancia de choque al conductor	39
3.7 Componentes del sistema de apantallamiento.	43
3.7.1. Herrajes para cable de guarda.	45
4. Aspectos de Seguridad.....	52
4.1 Tensión de paso, contacto y transferida.....	53
4.1.1 Tensión de contacto	53
4.1.2 Tensión de paso.....	54
4.1.3 Aumento de potencial de tierra en estructuras de líneas áreas de transmisión durante fallas.....	54
4.2 Criterios de seguridad para descargas eléctricas.....	55
4.2.1 Evaluación de las condiciones de seguridad.....	56
4.2.2 Condiciones de seguridad	56
4.2.3 Evaluación de seguridad	57
4.3 Verificaciones de GPR, voltajes de paso y de contacto.....	57
4.4 Estándares de seguridad actualmente usados y practicados en la industria.....	58
4.5 Análisis de riesgo relacionado con tensión de paso y de contacto	60
4.6 Evaluación del nivel de riesgo.	61
4.6.1 Matriz de análisis de riesgos	61

5. Comparación de apantallamiento y puesta a tierra entre líneas de transmisión de HVAC contra las líneas de HVDC.....	64
5.1 Efectos especiales de puesta a tierra.	64
5.2 Número de conductores de OHWG.	64
6. Conclusiones.	67
Referencias Bibliográficas	69

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Estación convertidora monopolar de 600MW/450 kV, CC, arreglo clásico, 80 X 180 [m],.....	15
Figura 2. Sistema puesta a tierra de una torre de línea de transmisión en HVDC.....	17
Figura 3. Electrodo varilla acero inoxidable 5/8"X2.40m.....	18
Figura 4. Varillas copperweld de cobre cobre al 95%, de 5/8" de diámetro por 2,4 m de longitud.....	19
Figura 5. Conductor cobre desnudo, para sistemas de puesta a tierra.	20
Figura 6. Conductores de acero inoxidable, austenítico 304.....	20
Figura 7. Cemento conductivo Hidrosolta para sistemas de puesta a tierra.....	21
Figura 8. Conector de varilla de acero inoxidable, 5/8".....	22
Figura 9. Molde conector de varilla de cobre,.....	22
Figura 10. Acabado superficial de conexión exotérmica, molde cable varilla.....	23
Figura 11. Puesta a tierra suplementaria varilla vertical.....	26
Figura 12. Relación entre la resistencia de la torre contra una sola varilla.....	27
Figura 13. Puesta a tierra varilla contrapeso.....	28
Figura 14. Configuración de la puesta a tierra de la torre con valor de $100 < \rho < 300 [\Omega.m]$	30
Figura 15. Configuración de la puesta a tierra de la torre con valor de $500 < \rho < 750 [\Omega.m]$	31
Figura 16. Mapa de ISO-Niveles cerámicos para la región andina de Colombia.....	37
Figura 17. Cables de guarda (OHGW).....	38

Figura 18. Método electro-geométrico (EMG).....	40
Figura 19. Torre de línea de transmisión en HVDC	42
Figura 20. Sistema de apantallamiento de una torre de transmisión de HVDC.	43
Figura 21. .Cable de guarda de 3/8” de acero galvanizado.....	44
Figura 22. Cable de tierra aéreo compuesto de fibra óptica de 12/24/36/48 núcleos (OPGW)...	44
Figura 23. Balancín de cable de guarda	45
Figura 24. Grapa de suspensión.....	47
Figura 25. Cadena de retención para cable de guarda	48
Figura 26. Grapa de retención para cable de guarda.....	49
Figura 27. Grillete recto, Cadena de retención para cable de guarda	51
Figura 28. Matriz de análisis de riesgos.....	62
Figura 29. Tabla de Decisiones y acciones para controlar el riesgo	63
Figura 30. Torre AC (Fases y cables de guarda).	65
Figura 31. Torre DC (Fases y cables de guarda).	66
Figura 32. Líneas de transmisión de 3000[MW] y 500[kV] con los dos tipos de tecnología HVAC y HVDC.....	67

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra	24
Tabla 2. Características de cable OPGW Ø 14.50 mm 110 <i>kA2s</i>	46
Tabla 3. Características de cable de guarda en acero galvanizado de 3/8" EHS. Clase A.	46
Tabla 4. Componentes de la Figura 24 grapa de suspensión.	47
Tabla 5. Componentes de la Figura 25 cadena de retención.....	49
Tabla 6. Componentes de Figura 26 grapa de retención para cable de guarda.....	50
Tabla 7. Componentes de Figura 27 grillete recto, cadena de retención para cable de guarda ...	51
Tabla 8. Máximo periodo entre mantenimientos de un sistema de puesta a tierra	60

Resumen

Título: Apantallamiento y puesta a tierra para líneas de transmisión en HVDC aéreas*

Autor: Diego Andrés Prieto Ortiz**

Palabras Clave: Apantallamiento, puesta a tierra, HVDC, HVAC.

Este trabajo de grado aborda la reglamentación para el apantallamiento y puesta a tierra de líneas de transmisión de energía eléctrica con tecnología HVAC y HVDC. La tecnología HVDC es viable para la transmisión a largas distancias, líneas subterráneas, así como enlace para sistemas que operan a distinta frecuencia. También las pérdidas y el impacto ambiental de las líneas aéreas son menores cuando se usa la tecnología HVDC.

En Colombia no se ha implementado aún la tecnología HVDC, sin embargo, existen proyectos en estudio como son la interconexión con Panamá y la integración de la generación eólica de la Guajira.

Este trabajo de grado tiene el propósito la revisión de requerimientos para el apantallamiento y puesta a tierra de líneas de transmisión en HVDC aéreas y establecer las diferencias o similitudes con respecto a los que se usan en líneas de transmisión en corriente alterna HVAC, ya que el sector eléctrico colombiano se ve interesado en implementar esta tecnología y aprovechar sus ventajas.

El estándar IEEE 1243 (IEEE-1243, 1997) es uno de los principales referentes para el diseño e instalación del apantallamiento y la puesta a tierra de las líneas de HVAC, el cual también es aplicable a líneas HVDC y se concluye que en ambas tecnologías no existen diferencias notables en los requerimientos para el diseño e instalación de los sistemas de apantallamiento y puesta a tierra.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Doctor en Tecnología, Codirector: Julio César Chacón Velasco, Magíster en potencia eléctrica

Abstract

Title: Shielding and grounding for overhead HVDC transmission lines *

Author: Diego Andrés Prieto Ortiz **

Keywords: Shielding, grounding, HVDC, HVAC.

This degree thesis addresses the regulation for the shielding and grounding of electric power transmission lines with HVAC and HVDC technology. HVDC technology is viable transmission over long distances, underground lines, as well as link for systems that operate at different frequencies. Also, the losses and environmental impact of overhead lines are less when using HVDC technology.

HVDC technology has not yet been implemented in Colombia, however, there are projects under study such as the interconnection with Panama and the integration of wind power generation in La Guajira.

This degree work has the purpose of reviewing the requirements for the shielding and grounding of overhead HVDC transmission lines and establish the differences or similarities with respect to those used in HVAC alternating current transmission lines, since the Colombian electricity sector is interested in implementing this technology and to take advantage of its advantages.

The IEEE 1243 standard (IEEE-1243, 1997) is one of the main references for the design and installation of shielding and grounding of HVAC lines, which is also applicable to HVDC lines and it is concluded that in both technologies there are no notable differences in the requirements for the design and installation of shielding and grounding systems.

* Degree Work

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Doctor en Tecnología, Codirector: Julio César Chacón Velasco, Magíster en potencia eléctrica

Introducción

Los sistemas de transmisión de energía eléctrica posibilitan el transporte de grandes bloques de energía eléctrica a grandes distancias y hacen posible la interconexión eléctrica entre las diferentes regiones geográficamente dispersas de un país.

Tradicionalmente, la transmisión de energía eléctrica se realiza mediante sistemas trifásicos de corriente alterna y en altas tensiones lo que se conoce como HVAC (High Voltage Alternating Current), no obstante gracias a los avances en la electrónica de potencia, hoy en día también es posible la transmisión de energía eléctrica en corriente continua a altas tensiones o HVDC (High Voltage Direct Current) (Revista ElectroIndustria, 2007).

En comparación con la HVAC, la transmisión en HVDC necesita menos conductores, debido que se usa una o dos fases por circuito en lugar de tres fases. Así mismo, la línea de transmisión HVDC tiene pérdidas menores en comparación con HVAC, dado que no se presenta el efecto piel y las pérdidas por corona son más reducidas.

Sin embargo, las estaciones de conversión HVDC son mucho más caras que las subestaciones de HVAC (por los convertidores AC/DC). Por este motivo existe una distancia específica, llamada distancia de equilibrio (break-even), a partir de la cual, una línea HVDC es más económica que la HVAC. Esa distancia de equilibrio para las líneas aéreas es de unos 400 km a 600 km y para las líneas submarinas es de unos 25 km a 50 km.

Otra importante aplicación de las líneas HVDC es para la interconexión asíncrona entre redes de transmisión de HVCA, como por ejemplo entre países con frecuencias de 50 Hz y 60 Hz,

como también para la integración de generación eléctrica renovable de carácter intermitente como es el caso de la eólica o la solar (BNamericas , 2019).

En Colombia actualmente se tiene un proyecto de interconexión con Panamá que consiste en una línea de transmisión eléctrica HVDC desde la subestación Cerromatoso, en el departamento de Córdoba en Colombia hasta la subestación de Panamá II (Provincia de Panamá) y tendría un recorrido aproximado de 500 kilómetros y su capacidad de transporte de energía sería de 400 MW. La línea incluiría un tramo submarino de 130km para reducir su impacto en Panamá (UPME, 2015). Por otro lado, se está trabajando en un proyecto para la incorporación de la energía eólica de La Guajira hasta el centro del país en un enlace HVDC, lo cual incluye el diseño y construcción de las estaciones convertoras y las líneas de transmisión correspondientes (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

Dada la novedad y la importancia de los proyectos de transmisión mencionados, se plantea el presente trabajo de grado para documentar los requerimientos para tener en cuenta para el diseño de este tipo de líneas en HVDC, prestando especial atención en lo correspondiente al diseño del sistema de apantallamiento y puesta a tierra, dado que las normas de referencia adoptadas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) para líneas de transmisión tienen alcance principalmente para sistemas de corriente alterna a frecuencia industrial (Ministerio de Minas y Energía, 2013). Así mismo, se han desarrollado otros trabajos de grado en la E3T orientados hacia el conocimiento de las estaciones convertoras, los parámetros para este tipo de líneas, entre otros.

Este documento se divide principalmente en dos partes, una sección que trata lo correspondientes al apantallamiento eléctrico de las líneas de transmisión en HVDC y la otra sección que se centra en las puestas a tierra de estas líneas. En ambas secciones de se revisan las recomendaciones que tiene la norma IEEE 1243 como principal referente (IEEE-1243, 1997). El

estándar IEEE 1243-1997 es la guía para el mejoramiento del desempeño de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas y se utiliza en este trabajo de grado dado que en ella analizan los efectos del enrutamiento, el tipo de estructura, el aislamiento, el apantallamiento y la conexión a tierra de la línea, además la guía es aplicable tanto a líneas en HVAC como en HVDC

En la última parte del documento se hace una comparación de las características de los sistemas de apantallamiento y puesta a tierra de líneas de transmisión para ambas tecnologías de HVDC y HVAC. El documento cierra con las conclusiones y las referencias usadas para desarrollar el trabajo de grado.

1. Objetivos

1.1 General

Comparar los requerimientos normativos para el diseño del sistema de apantallamiento y puesta a tierra para líneas de transmisión en HVDC aéreas con respecto a los aplicables a líneas en HVAC convencionales.

1.2 Específicos

Documentar los requerimientos normativos aplicables al diseño del sistema de puesta a tierra en líneas de transmisión aéreas en HVDC

Documentar los requerimientos normativos aplicables al diseño del sistema de apantallamiento en líneas de transmisión aéreas en HVDC.

Encontrar las diferencias y similitudes en los requerimientos normativos aplicables al diseño del apantallamiento y puesta a tierra para líneas en HVDC con respecto a las aplicables líneas de transmisión aéreas convencionales en HVAC.

2. Puesta a tierra en líneas de transmisión HVDC.

Un sistema de transmisión de energía eléctrica está compuesto por líneas de transmisión y subestaciones. Las subestaciones albergan los activos de conexión, protección y transformación del sistema, pero en un sistema HVDC albergan además las estaciones de conversión. En la Figura 1 se observan esos componentes principales de un sistema de transmisión. En este capítulo se abordan los requerimientos reglamentarios y normativos aplicables al diseño de la puesta a tierra de las líneas de transmisión.

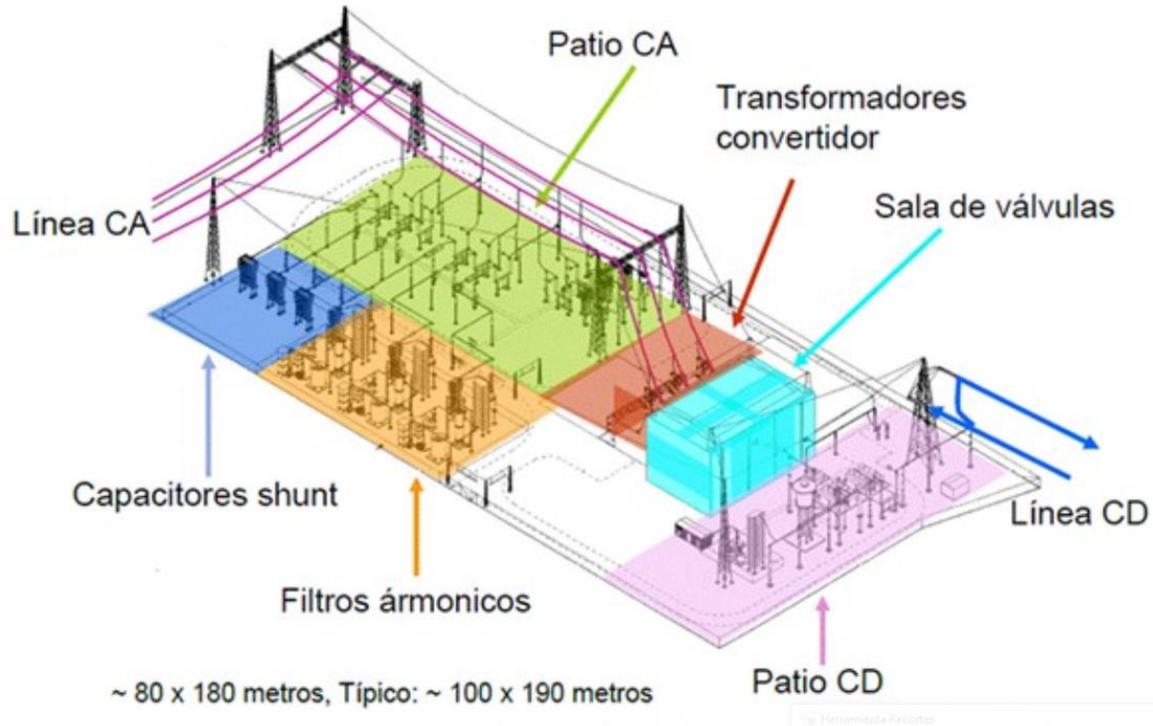
Las características y requisitos de un sistema de puesta a tierra (SPT) están establecidos en el artículo 15 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas –RETIE (Ministerio de Minas y Energía, 2013). Allí se indican: requisitos generales, diseño, materiales, valores de referencia del SPT, mediciones para SPT, mantenimiento, entre otros aspectos.

Así mismo, en el artículo 22 se reitera que las líneas de transmisión deben cumplir con los requerimientos del artículo 15 citado anteriormente, y además señala que se deben comprobar las tensiones de paso y contacto en las estructuras de líneas de transmisión con tensiones mayores o

iguales a 115 kV ubicadas en zonas urbanas o cercanas (menos de 20 m) a escuelas, viviendas, industrias, comercios o lugares con alta concentración de personas.

Figura 1.

Estación convertidora monopolar de 600MW/450 kV, CC, arreglo clásico, 80 X 180 [m]



Nota. Tomado de: SRL, (2020) Tendido de líneas, Transmisión, Artículo técnico, Corriente continua en líneas de alta y extra alta tensión, Pág. 6.

Los sistemas de transmisión con tecnología HVDC son permitidos en Colombia, pero “sujetos al cumplimiento de estándares internacionales o a guías de uso y aplicación de entidades como CIGRE, IEEE, IEC o semejantes” acorde con lo establecido en el numeral 22.11 del anexo general del RETIE.

Los estándares adoptados por la mayoría de empresas para los requerimientos de diseño del sistema de puesta a tierra en líneas de transmisión son según (CIGRÉ, 2017):

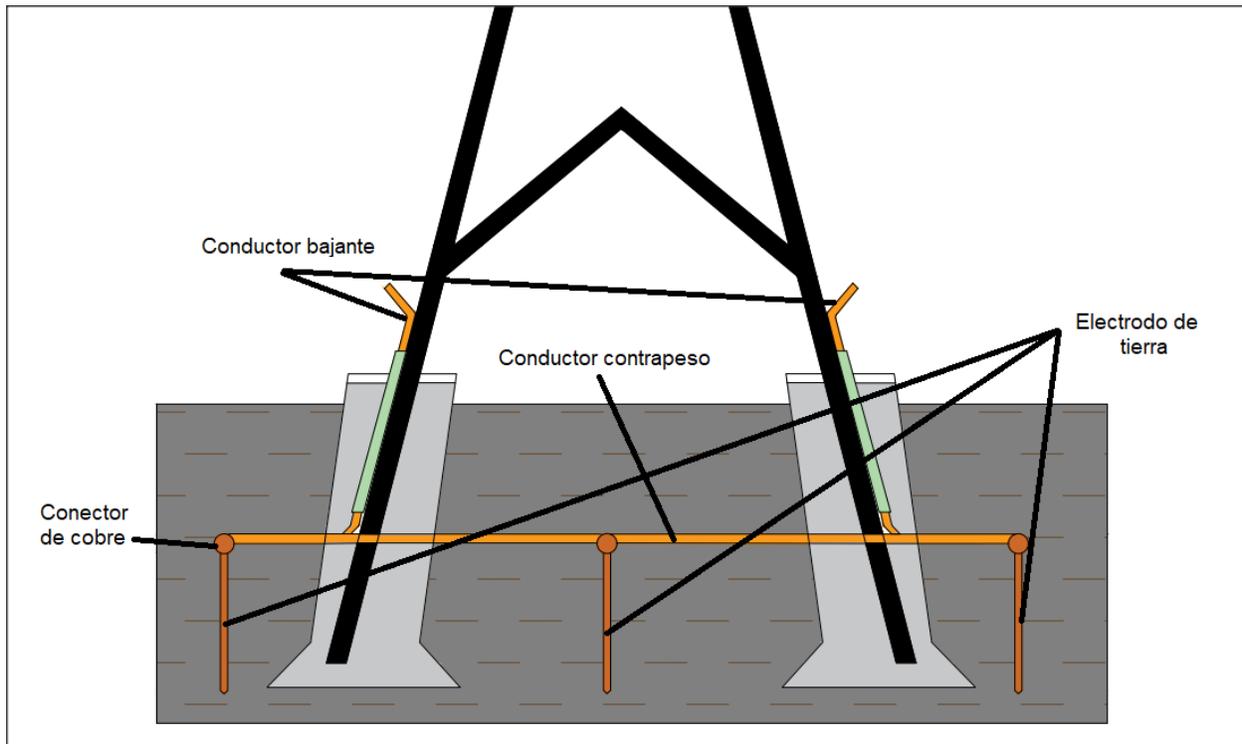
- CENLEC EN 50341-1: Comité europeo para la estandarización electrotécnica: Líneas eléctricas aéreas superiores a 1 kV de CA - Parte 1: Requisitos generales, Especificaciones comunes, 2012.
- IEEE Standard 80 “IEEE guía de seguridad en la puesta a tierra de subestaciones de CA. instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos, 2000.
- DIN VDE 0141/7.76 Asociación de Ingenieros Eléctricos Alemanes, 1976.
- EATS 41-24 asociación eléctrica, TS 41-24: directrices para el diseño, instalación.

Los apoyos, torres o estructuras que soportan los conductores de una línea de transmisión deben estar dotados de una puesta a tierra cuyo propósito es reducir las tensiones de paso y contacto que pueden llegar a presentarse alrededor de esa estructura en caso de una falla de aislamiento o una descarga atmosférica. Esta puesta a tierra además ayuda a minimizar las fallas de la línea causadas por descargas atmosféricas con ayuda del sistema de apantallamiento de la línea (IEEE-1243, 1997).

2.1 Componentes del sistema de puesta a tierra

Figura 2.

Sistema puesta a tierra de una torre de línea de transmisión en HVDC.



En la Figura 2 se encuentra una imagen general de un sistema de puesta a tierra de una torre, con tres electrodos interconectados por un conductor que hace parte también del contrapeso. Los componentes principales de un sistema puesta a tierra de líneas de transmisión aéreas son los siguientes:

- Electrodo de tierra.

Los electrodos, como se ve en la Figura 3. y en la Figura 4. se clavan en las zonas húmedas donde hay menor resistividad eléctrica del subsuelo, el material que suele usarse para

estos es de acero galvanizado, acero inoxidable y copperweld, y varillas de cobre cobre al 95%, de 5/8" de diámetro por 2,4 m de longitud.

Figura 3.

Electrodo varilla acero inoxidable 5/8"X2.40m



Nota. Tomado de: Eléctricos Internacional Ltda. (2020). Catálogo de productos. pág. 14.

Figura 4.

Varillas copperweld de cobre cobre al 95%, de 5/8" de diámetro por 2,4 m de longitud.



Nota. Tomado de; Eléctricos Suramérica (s.f.) Varilla de cobre Copperwell Recuperado de: <https://electricossuramerica.com/producto/varilla-de-cobre-copperwell/#>

- Conductores (bajantes, cables equipotenciales), alambre o cable conductor ilustrados en la Figura 5 y en la Figura 6, que interconecta todos los puntos de una instalación eléctrica que lo requieran con la línea principal de tierra, de una instalación eléctrica, intencionalmente conectado a una puesta a tierra, sólidamente para distribuir la tierra a diferentes sitios de una instalación.

Figura 5.

Conductor cobre desnudo, para sistemas de puesta a tierra.



Nota. Tomado de: Eléctricos Suramérica (s.f.) Producto Cobre desnudo Recuperado de <https://electricossuramerica.com/producto/cable-cobre-desnudo/>

Figura 6.

Conductores de acero inoxidable, austenítico 304



Nota. Tomado de: Eléctricos Internacional Ltda. (2020) Catálogo de productos. pág. 14

- Relleno (cemento conductor): Normalmente se usa el Hidrosolta en la Figura 7, para el mejoramiento de todos los sistemas de puesta a tierra, no es corrosivo, no es contaminante, se usa porque tiene baja resistividad, baja impedancia, baja contracción y una alta compresión.

Figura 7.

Cemento conductor Hidrosolta para sistemas de puesta a tierra,



Nota. Tomado de: Electricos Suramerica Cemento conductor Recuperado de: https://electricosuramerica.com/shop/?filter_brand=schneider

- Herrajes: Conector de cobre o de acero inoxidable, normalmente se usan más los de cobre. Son elementos que unen los conductores del sistema de tierra con las varillas clavadas en tierra, existen los siguientes tipos: atornillados Figura 8 o soldables Figura 9.

- Atornillados:

Figura 8.

Conector de varilla de acero inoxidable, 5/8"



Nota. Tomado de: Eléctricos Internacional Ltda. (2020) Catálogo de productos. pág. 12.

- Soldables:

Figura 9.

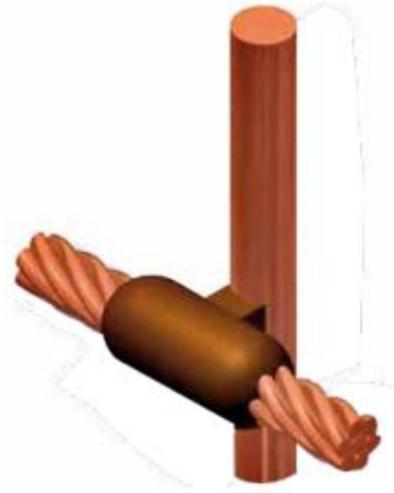
Molde conector de varilla de cobre



Nota. Tomado de: Gedisa S.A. (2007) Manual de sistemas de puesta a tierra. Venezuela, capítulo 2 sección 1-1.

Figura 10.

Acabado superficial de conexión exotérmica, molde cable varilla



Nota. Tomado de: Mallas a tierra, Grounding systems Manual de sistemas de puesta a tierra tecnoweld (2017)" Colombia, Pág. 40.

2.1.1 Impedancia de la base de la torre.

Cuando un rayo entra en contacto con una torre, la corriente se distribuye en dos direcciones, una por medio de la torre a tierra y la otra a lo largo del cable de guarda. La distribución de la corriente de estos dos caminos está dada por su aumento relativo impedancias. La corriente de la torre fluye a tierra viaja a través de la impedancia de la base de la torre. Dado que el voltaje de la torre es altamente dependiente de la impedancia de la zapata, por lo tanto, la impedancia de la zapata es un factor extremadamente importante para determinar el rendimiento de la descarga del rayo. Este valor también determina la posibilidad de un “*backflashover*” en español sería un flameo inverso que se produce por la diferencia de potencial entre el conductor de fase y el cable de guarda justo cuando el rayo cae sobre el cable de guarda, el valor de esta

impedancia según el reglamento técnico de instalaciones eléctricas en su capítulo 15 sección 15.4 donde habla de los valores máximos permitidos para la resistencia de puesta a tierra en las estructuras los cuales se muestran en la Tabla 1. Sin embargo, el cumplimiento de estos valores no exonera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, de contacto y transferidas aplicadas al ser humano no superen las máximas permitidas. (Ministerio de Minas y Energía, 2013)

Tabla 1.

Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

Aplicación	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20[Ω]
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1[Ω]
Subestaciones de media tensión	10[Ω]
Protección contra rayos	10[Ω]
Punto neutro de acometida en baja tensión	25[Ω]
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10[Ω]

Nota. Tomado de: Ministerio de minas y energía, (2013), Anexo General Reglamento Técnico De Instalaciones Eléctricas Bogotá. Pág. 70.

2.1.2. Rendimiento de la línea compuesta.

El rendimiento de la línea compuesta está influenciado por el rendimiento individual de cada torre, estas se deben calcular e identificar las torres con mayor resistividad y realizar una

mitigación de la resistencia, para evitar perjudicar el rendimiento de la línea. Los resultados pueden luego combinarse para determinar (IEEE-1243, 1997) el rendimiento compuesto por la ecuación:

$$T = \frac{\sum T_n L_n}{\sum L_n}$$

Donde:

T tasa total de interrupciones.

T_n tasa de interrupción calculada para la sección n .

L_n es la longitud de la sección de la línea n con resistencia homogénea.

Si el valor del rendimiento de la línea compuesta no se considera lo suficientemente adecuado, se pueden considerar medidas adicionales.

2.2 Puesta a tierra suplementaria.

En la construcción e instalación de la torre de línea de transmisión, se utiliza acero y concreto en sus cimientos para efectos de resistividad mecánica, esto lleva a que no siempre se tenga un valor de resistencia de la torre adecuado, además de las condiciones del terreno. Cuando no se tienen resultados de resistencia favorables se procede a realizar su propia puesta a tierra suplementaria, como lo muestra la Figura 11.

$$R = \frac{\rho}{2\pi s} * \ln\left(\frac{2s}{r}\right)$$

Donde:

R resistencia en $[\Omega]$

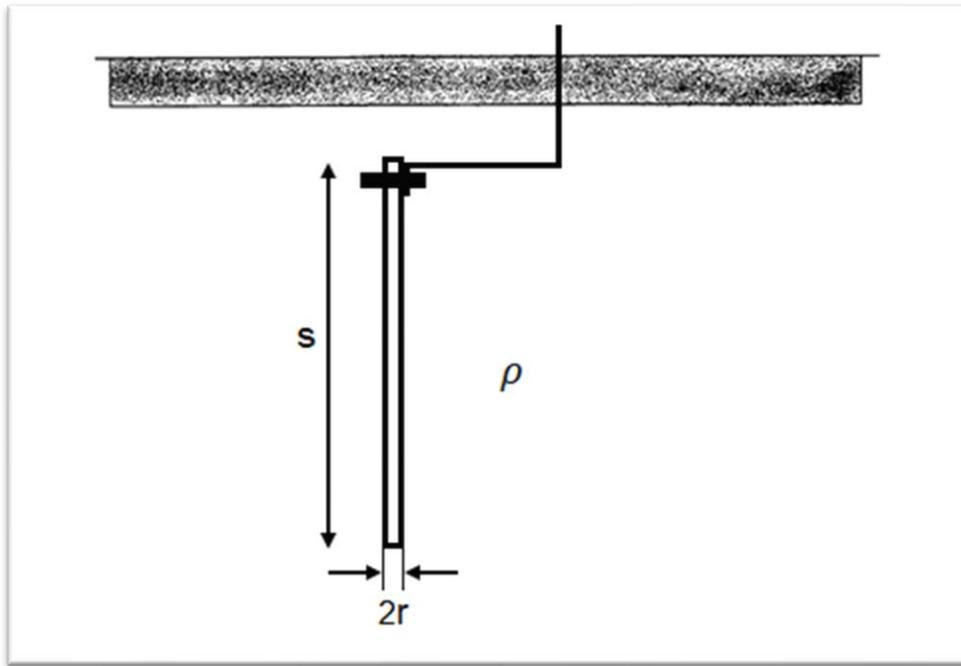
ρ la resistividad del terreno $[\Omega.m]$

s longitud de la varilla en contacto con la tierra [m]

r radio de la varilla en [m]

Figura 11.

Puesta a tierra suplementaria varilla vertical

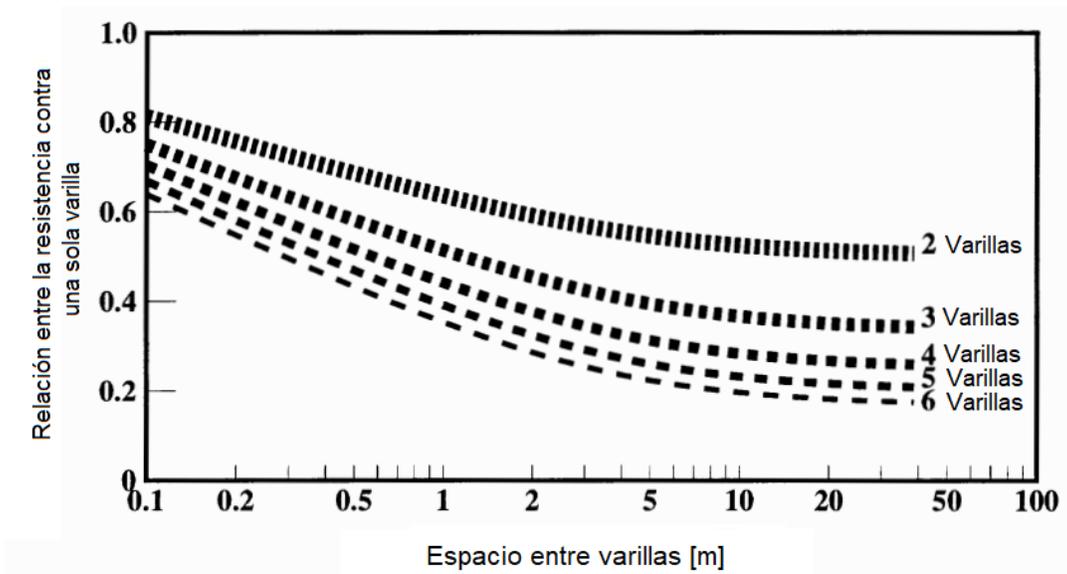


Nota. Tomado de: Comisión Federal de Electricidad (2019) Pág. 30.

Al aumentar el radio de la varilla reduce la resistencia, aumentar la longitud hace mayor el volumen de la varilla, aumentar el número de varillas en paralelo también es más efectivo, como se muestra en la Figura 12, a medida que aumenta el espacio entre varillas, la resistencia combinada disminuye, esta también muestra el efecto de aumentar la separación para pequeños números de varillas en paralelo.

Figura 12.

Relación entre la resistencia de la torre contra una sola varilla



Nota. Tomado de: IEEE-1243, (1997) Guía IEEE para mejorar el Rendimiento relámpago de Líneas de transmisión, EEUU. Pag 19.

2.3 Contrapeso

Otro método para aumentar el área de contacto de un sistema de puesta a tierra con la tierra es la instalación de un contrapeso. El contrapeso es un conductor enterrado en el suelo paralelo a la línea de conductores. Se puede considerar un electrodo horizontal o un electrodo vertical. Los arreglos comunes incluyen uno o más cables radiales que se extienden desde la base de cada torre. (IEEE-1243, 1997). El contrapeso a veces puede aumentarse con varillas adicionales periódicamente.

La resistencia de estado estable se puede calcular de la siguiente manera:

$$R = \frac{\rho}{\pi s} * \left(\ln \left(\frac{2s}{\sqrt{4rd}} \right) - 1 \right)$$

Donde:

R resistencia en [Ω]

ρ la resistividad del terreno [Ω .m]

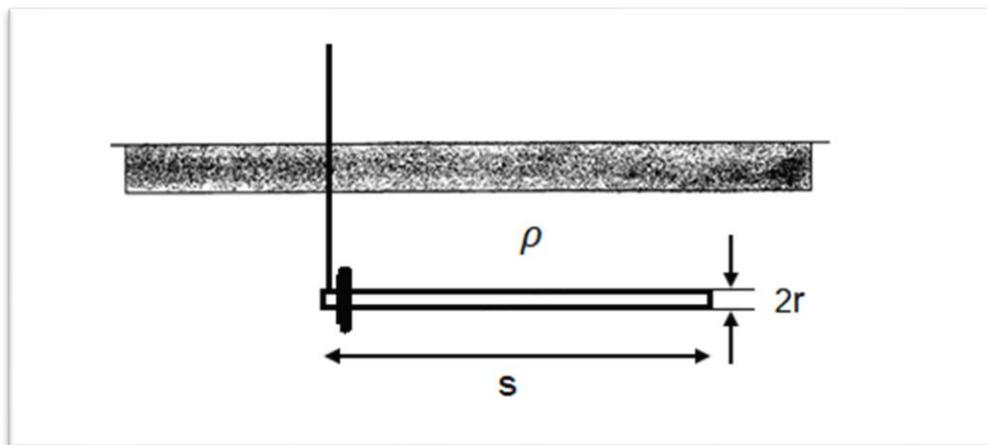
s longitud del contrapeso en contacto con la tierra [m]

r radio del alambre en [m]

d la profundidad de entierro [m]

Figura 13.

Puesta a tierra varilla contrapeso



Nota. Tomado de: Comisión Federal de Electricidad (2019), Pág. 31.

2.3.1. Configuraciones y aproximaciones de la puesta a tierra.

Para la puesta a tierra suplementaria y la de contrapeso, se puede tener una aproximación del valor de la resistencia por el valor de la longitud de “s” se considera mayor que el radio “r” (Comisión Federal de Electricidad., 2019).

$$s \gg r$$

Por lo tanto, los valores de “R” se pueden reducir a la siguiente expresión:

$$R \cong \frac{\rho}{3}$$

Donde:

R resistencia en [Ω]

ρ la resistividad del terreno [$\Omega.m$]

s longitud de la varilla en contacto con la tierra [m]

Esta aproximación está basada para una distancia de 6[m] para contrapeso y una longitud de varilla aproximada de 3[m] para puesta a tierra suplementaria, en los dos casos las ecuaciones complejas se ven reducidas a simplemente “ $R \cong \rho/3$ ” (Comisión Federal de Electricidad., 2019)

Debido a la anterior aproximación, existen unos rangos de resistencia del terreno donde se puede utilizar una configuración específica y una cantidad de electrodos especificados.

Por ejemplo, para valores donde el terreno tiene esta entre $100 < \rho < 300[\Omega.m]$ se debe utilizar la configuración que está en la Figura 14, donde encontramos una configuración de 4 electrodos instalados en cada una de las bases de la torre cuando sus bases o cimentaciones son de concreto.

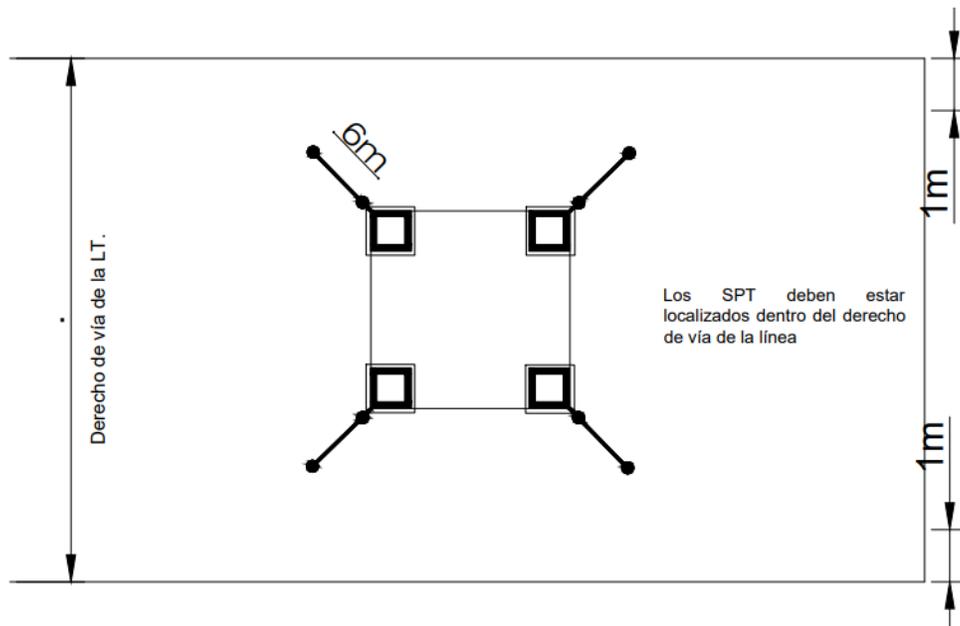
Estos electrodos se deben instalar a una distancia de 6 metros entre las cimentaciones y las varillas, si la configuración requiere mayor cantidad de varillas se debe poner a 6 metros entre

estas, y toda esta configuración debe estar dentro del derecho de la línea en un rango máximo de 1 metro por dentro del ancho del derecho de la línea como se ve en la Figura 14.

Los cálculos y estudios de esta configuración se encuentran en la norma de la Comisión Federal de Electricidad (Comisión Federal de Electricidad., 2019), donde se puede consultar todos los datos utilizados.

Figura 14.

Configuración de la puesta a tierra de la torre con valor de $100 < \rho < 300 [\Omega.m]$

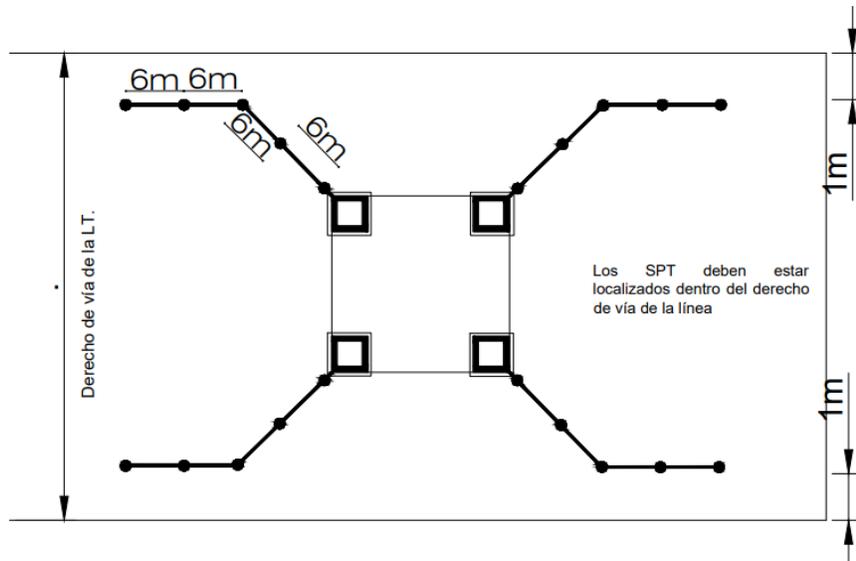


Nota. Tomado de: Comisión Federal de Electricidad (2019) Pág. 33.

La siguiente configuración de la Figura 15 se utiliza cuando se tiene una condición del terreno para valores donde el terreno tiene esta entre $500 < \rho < 750 [\Omega.m]$, donde se utiliza una cantidad de 5 electrodos en contrapeso para un total de 20 electrodos por torre.

Figura 15.

Configuración de la puesta a tierra de la torre con valor de $500 < \rho < 750 [\Omega.m]$



Nota. Tomado de: Comisión Federal de Electricidad (2019) Pág. 35.

2.4 Referente nacional para el diseño de sistemas de puesta a tierra en líneas de transmisión de alta tensión aéreas.

Toda instalación eléctrica en Colombia está obligada a cumplir los requerimientos dados en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE y allí se indican los requisitos que se tiene que cumplir en términos de sistema de puesta a tierra, incluidos el material del electrodo, el valor de la resistencia de la puesta a tierra, etc. (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

2.4.1. Valor de referencia de resistencia del sistema de puesta a tierra.

En el capítulo 15.4. del RETIE, especifica una serie de valores referencia para tener en cuenta cuando se realizan diferentes tipos de instalaciones eléctricas, pero en el caso de las líneas de transmisión de alta tensión especifica un valor de 20 [Ω] por torre.

2.4.2. Código de redes.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a través del código de redes (Resolución Creg 025 de 1995) establece requisitos que deben seguir las líneas de transmisión de alta tensión para poder conectarse al STN y al STR, especialmente en el código de conexión según Resolución CREG-098 de 2000.

En la actualización de esas resoluciones se plantea incluir dentro de los requisitos para los sistemas de puesta a tierra que su diseño debe seguir la norma **EN 50341-1** en el numeral 6, donde se menciona que los STP deben cumplir por lo menos con tres requisitos importantes que son: asegurar la resistencia mecánica y la resistencia a la corrosión conservando las mínimas dimensiones, soportar, desde un punto de visto térmico, la mayor falta de intensidad determinada por el cálculo, asegurar la seguridad en lo que respecta a las tensiones de paso y contacto durante una falla a tierra (UNE-EN-50341-1, 2017).

3. Apantallamiento en líneas de transmisión HVDC.

Las líneas de transmisión de energía eléctrica se encuentran a la intemperie y están expuestas a las descargas atmosféricas que provocan fallas. Para evitar el impacto directo de los rayos sobre los conductores de fase, se instala un sistema de apantallamiento que consta principalmente de uno o más cables que está conectado a tierra mediante las torres de las líneas de transmisión o mediante bajantes cuando las estructuras no son metálicas. Esos cables se les conoce como cables de guarda y están ubicados en la parte superior de las estructuras y unidos a la misma mediante herrajes que deben cumplir los requisitos del RETIE dados en el numeral 20.20.

3.1 Referente nacional para el diseño de apantallamiento en líneas de transmisión de alta tensión aéreas.

Como se resaltó anteriormente, toda instalación eléctrica en Colombia está obligada a cumplir los requerimientos dados en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas –RETIE. Allí varios artículos especifican los requisitos que debe tener el apantallamiento en líneas de transmisión.

En su capítulo 22.1 el RETIE especifica que toda línea de transmisión debe contar con los diseños y estudios de apantallamiento y en su sección 22.6 especifica las condiciones que deben tener los herrajes acorde con el numeral 20.20. En cuanto a las nuevas tecnologías menciona el RETIE en su artículo 22.21 que para la tecnología HVDC se pueden implementar siempre y cuando cumplan con la normativa como IEEE, IEC, y semejantes (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

El cable de guarda es el principal componente de un sistema de apantallamiento, este debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Deben ser apropiados para las condiciones ambientales donde se instalen.
- Los herrajes utilizados para empalmar o sujetar los conductores deben ser apropiados a las características y tipos de conductores y no deben permitir el deslizamiento.
- Se deben reparar o empalmar en el menor tiempo posible los conductores que presenten rotura de algunos de sus hilos.
- Deben disponer de los elementos para amortiguar oscilaciones mecánicas de los conductores y cables de guarda causadas por vientos, fuerzas electromecánicas y cambios bruscos de temperatura.

El estándar **IEEE 1243-1997** es uno de los referentes para el diseño del sistema de apantallamiento en líneas tanto en HVDC como en HVAC (IEEE-1243, 1997). El apantallamiento en una línea de transmisión reduce considerablemente la tensión del rayo. Esta reducción se da por las siguientes formas: interceptando impactos directos sobre los conductores de fase, este paso requiere que el cable conectado a tierra esté por encima de los conductores de fase, drenando parte de la corriente y reduciendo el acoplamiento de sobretensiones en con los cables de fase.

3.1.1 Código de redes.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG estudia la actualización del código de redes (Resolución CREG 025 de 1995) y con respecto al apantallamiento indica que el cable de guarda deberá soportar el impacto directo del rayo. Los cables de guarda que se utilicen para las telecomunicaciones por líneas de transmisión (OCEPL), la fabricación, pruebas y requisitos de

rendimiento óptico, mecánico, ambiental y eléctrico de cables con fibra (OPGW, OPPC, MASS, ADSS y OPAC) deben cumplir la norma **IEC 60794-4**. En esta norma se menciona la construcción, el rendimiento mecánico, eléctrico y óptico, las pautas de instalación, los criterios de aceptación, los requisitos de prueba, las consideraciones ambientales y la compatibilidad de accesorios para un cable de fibra óptica totalmente dieléctrico autoportante (ADSS). Esta norma proporciona requisitos de construcción y rendimiento que garantizan que se mantengan la integridad mecánica requerida de los componentes del cable, así como la fiabilidad mecánica de la fibra óptica y los parámetros de transmisión. (UNE-EN-IEC-6079-4, 2018)

Para los herrajes se determina la necesidad de utilizar amortiguadores, espaciadores o amortiguadores espaciadores. Los herrajes deberán cumplir la norma **IEC 61284** “*Líneas eléctricas aéreas requisitos y ensayos para herrajes*”, esta menciona los requisitos y el diseño aplicable a los herrajes para líneas aéreas eléctricas de tensión nominal mayor a 45 kV. (UNE-EN-61284, 1999). Las pruebas deben cumplir lo especificado en la norma **IEC 62567**, que menciona los diferentes tipos de pruebas, metodologías y procedimientos hechas en laboratorio a los conductores para la medición de la amortiguación automática del conductor (EN-62567, 2013).

3.2 Frecuencia de incidencia del rayo “GFD” (Ground Flash Density).

El GFD de una región o país, es el estudio y conteo de descargas atmosféricas en un área determinada, esta información estadística es importante a la hora del diseño de la línea de transmisión debido que el diseñador puede cambiar la ruta de la línea para evitar encontrarse con una zona de muy alto nivel cerámico. Este estudio se recomienda que tenga información de por lo menos 5 años, debido a la desviación estándar esta entre unos 35% a 40%. Toda esta información

se recompila en datos y también en mapas, como se puede ver en la Figura 16 el nivel cerámico del Colombia (INCONTEC, 2008).

3.3 Altura de la estructura.

La altura de las estructuras de la línea es el primer factor que revisar en el diseño y estudio en la captación de rayos, si estas estructuras son las más altas con respecto a su entorno es propensa a las descargas atmosféricas, la tasa de recolección de rayos está dada por la siguiente ecuación:

$$N_s = N_g \cdot \left(\frac{28 h^{0.6} + b}{10} \right)$$

Donde:

h es el alto de la torre (m)

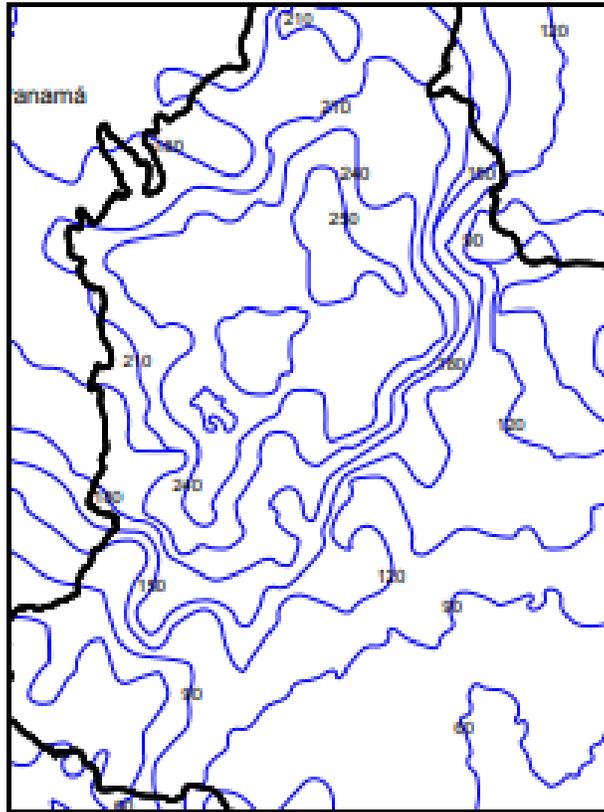
b es la distancia de separación del cable de guarda (m)

N_g es el valor de GFD (flashes/km²/year)

N_s es la tasa de recolección de rayos en (flashes/100 km/year).

Figura 16.

Mapa de ISO-Niveles cerámicos para la región andina de Colombia



Nota. Tomado de: ICONTEC (2008) NTC 4552- Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (RAYOS), Bogotá D.C., Pag 35.

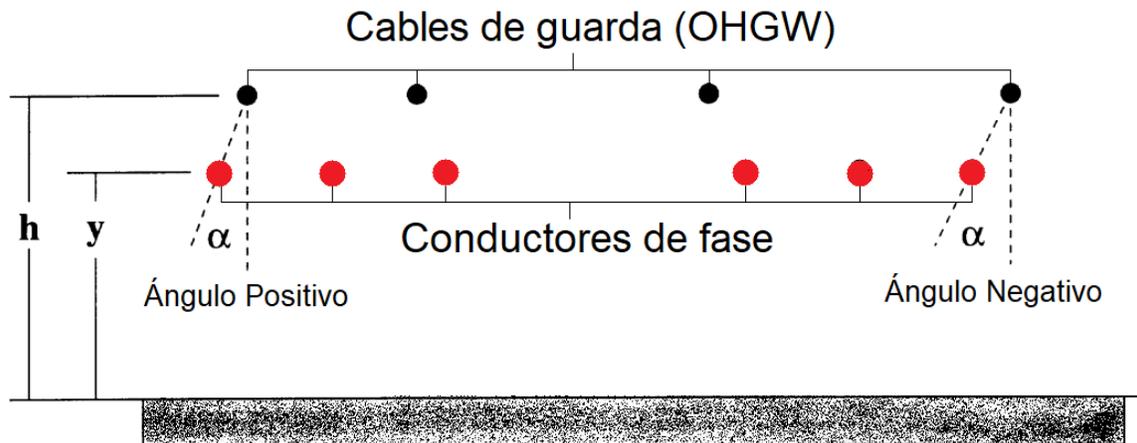
3.4 Ángulo de apantallamiento.

En el diseño uno de los criterios más importantes es realizar un apantallamiento adecuado, que proteja con una probabilidad aceptable y esto se logra con una buena geometría y ubicación de los cables de guarda (OHGW), para antes de los años 1951, utilizaba un ángulo de apantallamiento de 30° para líneas de transmisión de 230[kV] o menos, pero después de los años

1952 se *consideró* que este valor se debe recalcular a medida que la estructura aumenta de tamaño y de nivel de tensión. En la siguiente Figura 17 se observa el ángulo de apantallamiento.

Figura 17.

Cables de guarda (OHGW)



Nota. Tomado de: IEEE-1243, 1997, Pág. 56.

3.5 Cables de guarda.

El estándar IEEE-524-2016 en el numeral 11.4 recomiendan usar para el cable de guarda, uno con fibras ópticas, generalmente hecho de alambres de acero revestidos de aluminio esto para poder proporcionarle capacidades y beneficios de telecomunicaciones. (IEEE-524, 2016). Así mismo, la resolución CREG 098 de 2000 dice que el cable seleccionado para guarda debe cumplir con las restricciones técnicas exigidas de corriente y temperatura, además tener en cuenta las características en el cable de guarda como son diámetro, peso por longitud y carga de rotura, como se muestran en el ejemplo de la Tabla 2 y Tabla 3. (Rodríguez, 2018), y dado que los materiales

en HVAC y HVDC son similares se utilizan los mismos, solo cambiarían en cantidad. (Freire, 2016).

3.6 Modelo electro-geométrico (EGM).

El método electro-geométrico es el más usado para determinar la correcta ubicación de los cables de guarda. Este modelo es el resultado de varios estudios en particular, Gilman y Whitehead (1973) donde desarrollaron un método analítico referido a un modelo electro-geométrico (EMG), para determinar la efectividad de los apantallamientos. En este se pretende que los objetos a ser protegidos sean menos atractivos a los rayos que el elemento de apantallamiento.

3.6.1 Distancia de choque al conductor

El EGM retrata esto como concepto con el uso de distancias de impacto. La distancia de impacto es de la forma

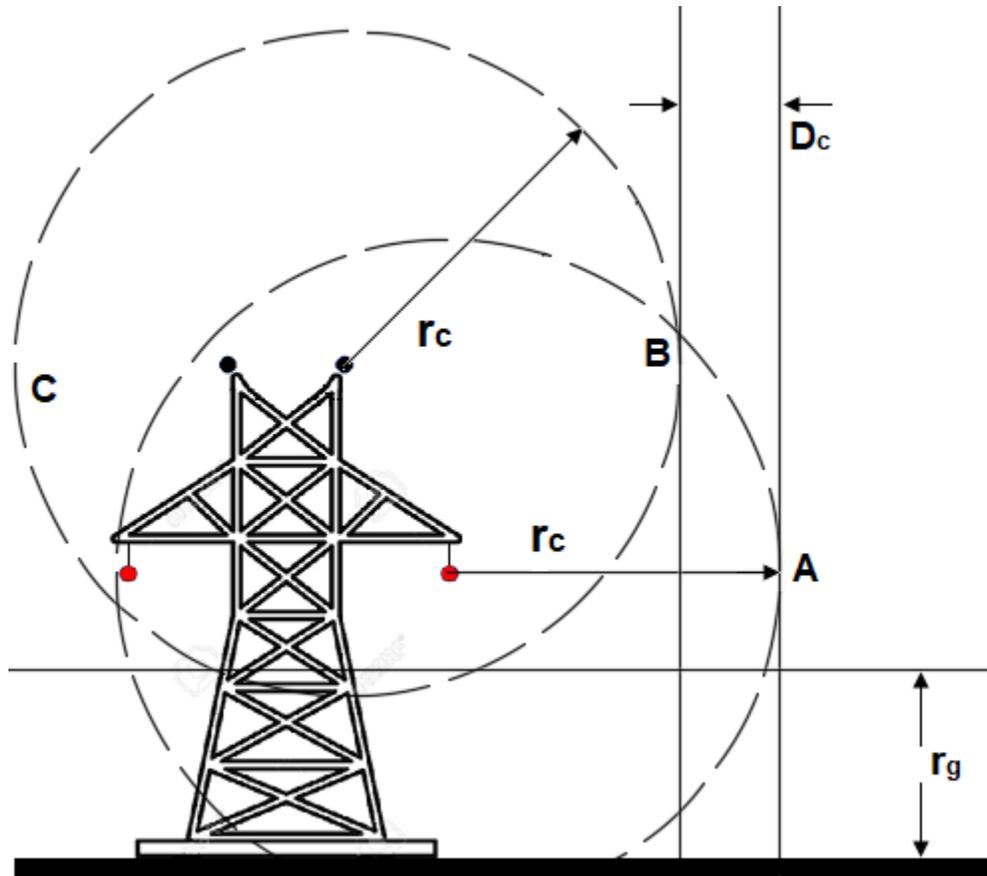
$$r_{c,g} = AI^b$$

Donde:

AI Son constantes que dependen del objeto

I Es la corriente en curso

El modelo para EMG aparece en la Figura 18, los gradientes de campo eléctrico alrededor de los conductores son mayores a los generados por el suelo, por lo tanto r_c generalmente es mayor que r_g (la distancia de impacto a suelo).

Figura 18.*Método electro-geométrico (EMG)*

Nota. Tomado de: IEEE-1243, 1997, Pág. 16.

Los círculos con los radios r_c se dibujan centrados en el conductor de fase y en el OHGW, luego se traza una línea horizontal a una distancia r_g de la tierra, estas configuraciones de distancias se encuentra una intersección entre los puntos A y B en la Figura 18, donde el rayo puede impactar el conductor, este método consiste en calcular las ubicación del cable de guarda de manera que la probabilidad de impacto del rayo en el conductor fase (zona A-B) sea lo suficientemente pequeña.

Dado que la longitud de salto final en el EGM depende de la corriente, las estadísticas de la distribución de la corriente de carrera serán necesario para calcular el SFR. La densidad de

probabilidad $f_1(I)$, de la primera corriente en curso, I_f , esta dada por un par de distribuciones log-normales como sigue:

$$f_1(I) = \left(\frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_{ln}I}} \right) e^{-\frac{(\ln I/\bar{I})^2}{2\sigma_{ln}^2}}$$

$$I < 20 \text{ kA } \bar{I} = 61.1 \text{ kA } \sigma_{ln} = 1.33$$

$$I > 20 \text{ kA } \bar{I} = 33.3 \text{ kA } \sigma_{ln} = 0.605$$

La probabilidad acumulada de que I_f exceda a I viene dada por la siguiente aproximación de la ecuación:

$$P(I_f > I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{\bar{I}_{first}} \right)^{2.6}}$$

Donde:

$$2 \text{ kA} < I < 200 \text{ kA}$$

$$\bar{I}_{first} \text{ es } 31 \text{ [kA]}$$

En la actualidad, se recomiendan las siguientes ecuaciones de distancia de impacto:

$$r_c = 10I^{0.65}$$

$$r_g = \begin{cases} [3.6 + 1.7 \ln(43 - y_c)]I^{0.65} & y_c < 40 \text{ m} \\ 5.51I^{0.65} & y_c \geq 40 \text{ m} \end{cases}$$

Donde

y_c es la altura promedio del conductor en metros, dada por la altura en la torre menos dos tercios de la flecha del cable de guarda.

Figura 19.

Torre de línea de transmisión en HVDC



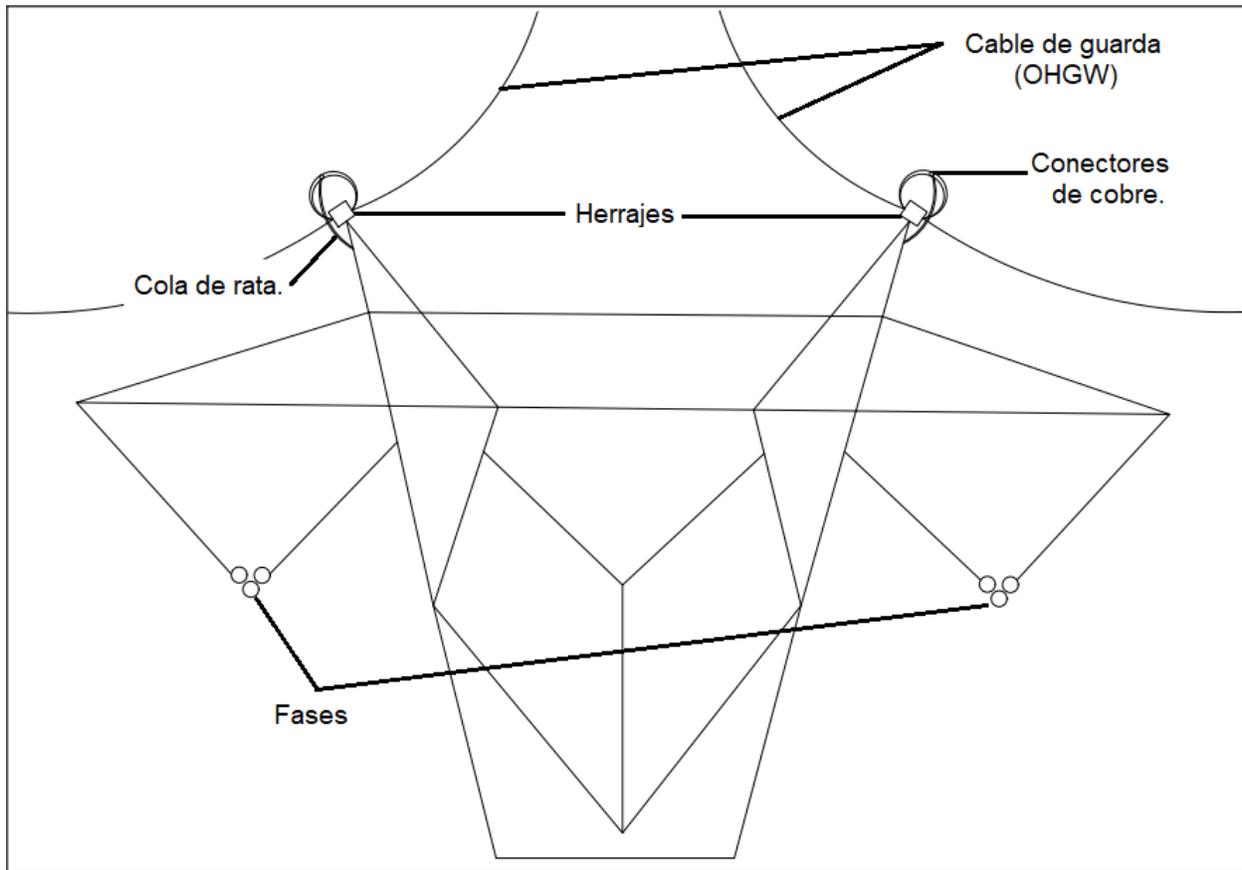
Nota. Tomado de: Sector electricidad (2014) Main disadvantages of hvdc transission Recuperado de <http://www.sectorelectricidad.com/wp-content/uploads/2014/05/8-main-disadvantages-of-hvdc-transmission.jpg>.

En la Figura 19 se puede observar una torre de una línea de transmisión en HVDC, y en la parte superior se encuentran dos cables de guarda u OHGW.

3.7 Componentes del sistema de apantallamiento.

Figura 20.

Sistema de apantallamiento de una torre de transmisión de HVDC



En la Figura 20 se encuentra una imagen general de un sistema de apantallamiento de una torre. Los componentes principales de un sistema apantallamiento para líneas de transmisión aéreas son los siguientes:

- Cable de guarda: en acero galvanizado de 3/8" Figura 21. (Agudelo, 2017) (Rodríguez, 2018), o en fibra óptica de 24 núcleos (OPGW) Figura 22.

Figura 21.

Cable de guarda de 3/8" de acero galvanizado



Nota. Tomado de: Mecado Libre (s.f.) Recuperado de: https://articulo.mercadolibre.com.co/MCO-556001932-cable-guaya-en-acero-galvanizado-yute-de-38-96mm-6x19-_JM?matt_tool=44486290&matt_word=&matt_source=google&matt_campaign_id=11537840152&matt_ad_

Figura 22.

Cable de tierra aéreo compuesto de fibra óptica de 12/24/36/48 núcleos (OPGW)



Nota. Tomado de: CG Fiber (s.f.) Recuperado de: <http://www.cg-fiber.com/cables-show-146-522-1.html>

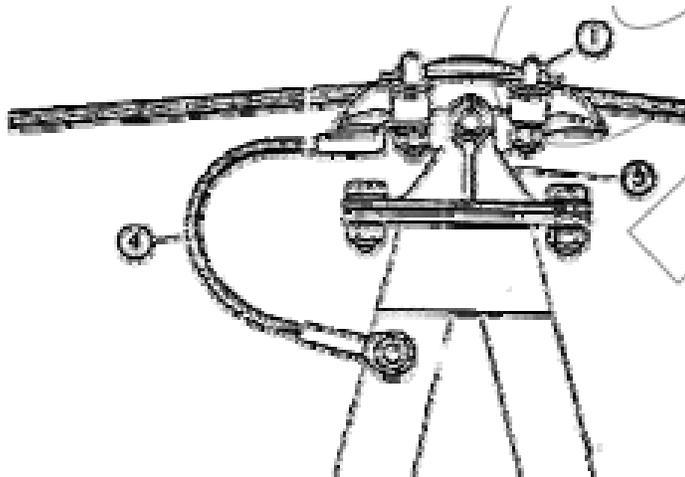
3.7.1. Herrajes para cable de guarda.

Todo sistema de apantallamiento que conste de un cable de guarda deberá llevar respectivamente sus herrajes para ser fijados a la punta de la torre, los herrajes utilizados para empalmar o sujetar los conductores deben ser apropiados a las características y tipos de conductores y no deben permitir el deslizamiento. (Ministerio de Minas y Energía, 2013)

- Cola de rata (conductor que une el cable de guarda con la torre).

Figura 23.

Balancín de cable de guarda



Nota. Tomado de: "Elementos de líneas de transmisión aéreas francisco M, González- Longatt, (mayo de 2007), Venezuela" pág. 17.

Tabla 2.

Características de cable OPGW Ø 14.50 mm 110 kA²s.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
Diámetro del cable	mm	14.5
Diámetro del hilo de aluminio	mm	2.65
Diámetro del hilo de alumoweld	mm	2.32
Capacidad de corriente	kA ² s	110.00(19.14 kA 0.3 s)
Resistencia eléctrica	Ω/km (CC 200 °C)	0.356
Numero de fibras ópticas	-	24
Peso por longitud	kg/m	0.480
Carga de rotura	kgf	6.250

Nota. Tomado de: Metodología para la selección de conductores empleados en líneas de transmisión de 500 KV, en Colombia, basado en estudio de caso (diciembre de 2018), Bogotá”
Pág. 40.

Tabla 3.

Características de cable de guarda en acero galvanizado de 3/8" EHS. Clase A.

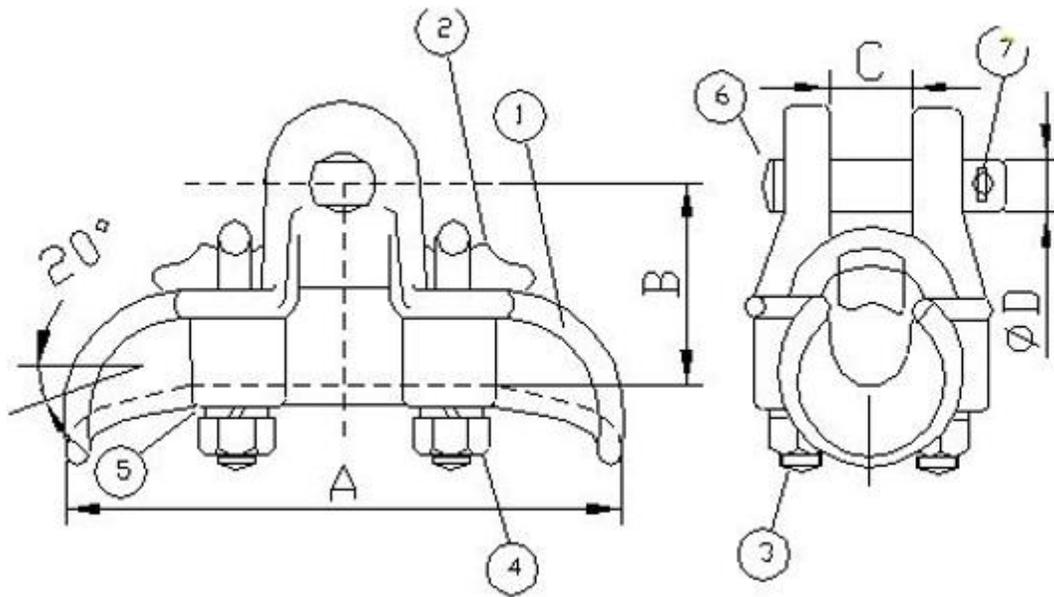
Descripción	Unidad	Valor
Código	-	Acero 3/8" EHS clase A
Diámetro del cable	mm	9.52
Diámetro del alambre	mm	3.68
Capacidad de corriente	kA ² s	14.97(7.06 kA 0.3 s)
Resistencia eléctrica	Ω/km (CC 200 °C)	3.51
Peso por longitud	kg/m	407.00
Carga de rotura	kgf	6.990

Nota. Tomado de: Metodología para la selección de conductores empleados en líneas de transmisión de 500 KV, en Colombia, basado en estudio de caso (diciembre de 2018), Bogotá”
Pág. 40.

- Grapa de suspensión.

Figura 24.

Grapa de suspensión



Nota. Tomado de: ET-AT305 Herrajes para líneas aéreas de alta tensión, ENEL CODENSA, (mayo de 2021), Colombia Pág. 29.

Tabla 4.

Componentes de la Figura 24 grapa de suspensión

Item	Concepto
1	Cuerpo
2	Zapata
3	Tornillo
4	Tuerca
5	Arandela
6	Bulón

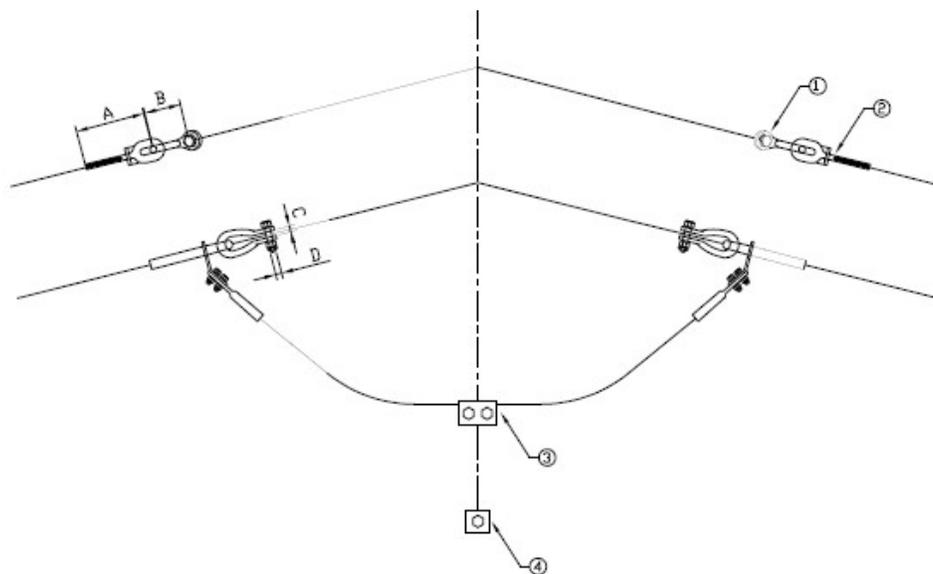
Item	Concepto
7	Pasador de seguridad

Nota. Tomado de: ET-AT305 Herrajes para líneas aéreas de alta tensión, ENEL CODENSA, (mayo de 2021), Colombia". Pág. 29.

Así mismo, ENEL CODENSA especifica los herrajes utilizados en el sistema de apantallamiento para sus líneas de transmisión convencionales HVAC que serán también funcionales para el sistema de apantallamiento para líneas de transmisión HVDC debido a la similitud de sus componentes y materiales (Freire, 2016). Todos los herrajes usados deben cumplir con la norma IEC 61284, donde se encuentran los requisitos y ensayos necesarios para las líneas de transmisión aéreas con tensión nominal mayor a 45 kV (UNE-EN-61284, 1999).

Figura 25.

Cadena de retención para cable de guarda



Nota. Tomado de: ET-AT305 Herrajes para líneas aéreas de alta tensión, ENEL CODENSA, (mayo de 2021), Colombia". Pág. 42.

Tabla 5.

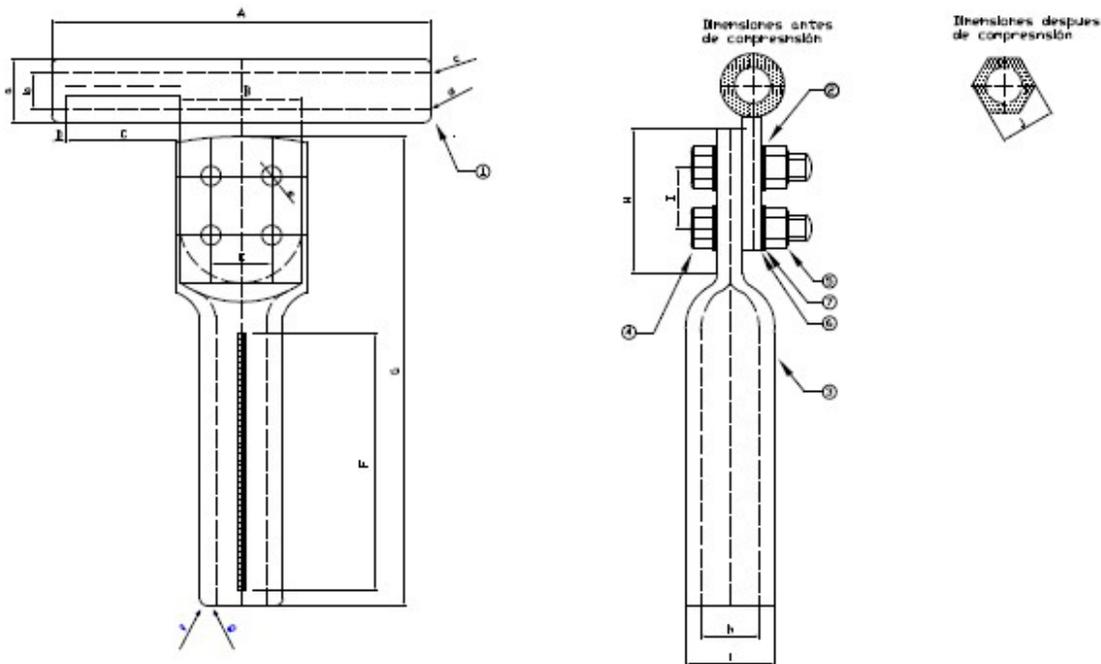
Componentes de la Figura 25 cadena de retención

Item	Cantidad	Descripción
1	2	Grillete
2	2	Grapa de retención
3	1	Conector bifilar
4	1	Conector unifilar

Nota. Tomado de: ET-AT305 Herrajes para líneas aéreas de alta tensión, ENEL CODENSA, (mayo de 2021), Colombia". Pág. 42.

Figura 26.

Grapa de retención para cable de guarda



Nota. Tomado de: ET-AT305 Herrajes para líneas aéreas de alta tensión, ENEL CODENSA, (mayo de 2021), Colombia. Pág. 43.

Tabla 6.

Componentes de Figura 26 grapa de retención para cable de guarda

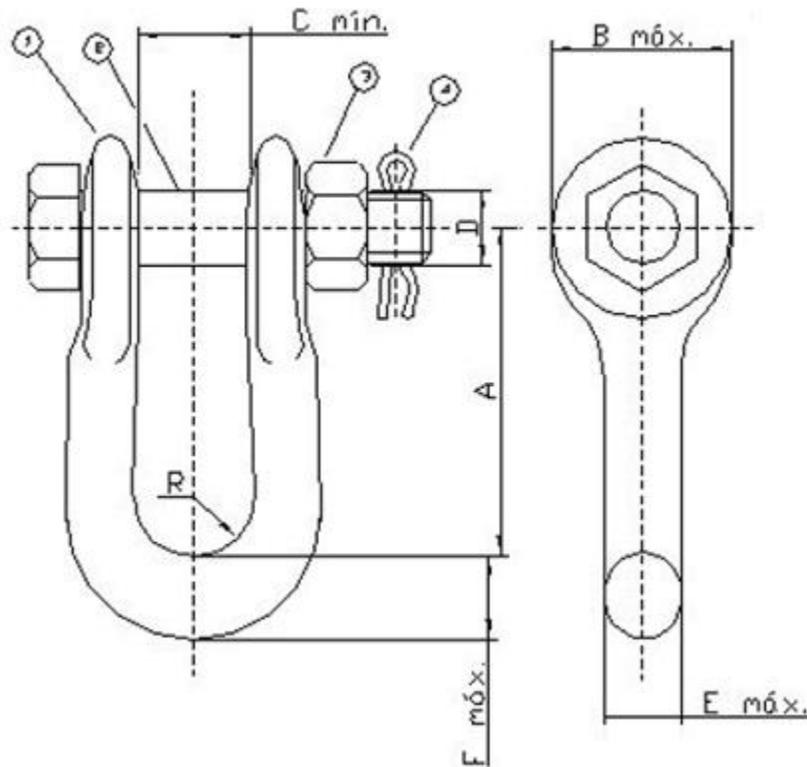
Item	Cantidad	Descripción	Material
1	2	Cuerpo	Aleación de aluminio
2	1	Conexión	Aleación de aluminio
3	1	Derivación	Aleación de aluminio
4	4	Perno hexagonal	Acero
5	4	Tuerca hexagonal	Acero
6	8	Arandela	Acero inoxidable
7	4	Arandela de presión	Acero inoxidable

Nota. Tomado de: ET-AT305 Herrajes para líneas aéreas de alta tensión, ENEL CODENSA, (mayo de 2021), Colombia". Pág. 43.

- Conector de cobre.

Figura 27.

Grillete recto, Cadena de retención para cable de guarda



Nota. Tomado de: ET-AT305 Herrajes para líneas aéreas de alta tensión, ENEL CODENSA, (mayo de 2021), Colombia". Pág. 20.

Tabla 7.

Componentes de Figura 27 grillete recto, cadena de retención para cable de guarda

Item	Concepto
1	Cuerpo
2	Bulón
3	Tuerca

Item	Concepto
4	Pasador de seguridad

Nota. Tomado de: ET-AT305 Herrajes para líneas aéreas de alta tensión, ENEL CODENSA, (mayo de 2021), Colombia". Pág. 20.

4. Aspectos de Seguridad

En toda instalación eléctrica es de gran importancia contar con un diseño que sea confiable y eficiente a la hora de mitigar los riesgos que estas conllevan, este diseño también es instrumento para otras consideraciones, quienes lo deben realizar serán profesionales en el área de la ingeniería con matrícula según lo establece la ley 51 de 1986 y 842 de 2003. (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

Las líneas de transmisión hacen parte de las instalaciones eléctricas que presentan un riesgo, en Colombia el RETIE, quien es el reglamento técnico principal, sugiere para el diseño la evaluación de unos ítems que irán desde el enciso “a” hasta el enciso “w” y que apliquen a la instalación, para el caso de este documento se tendrá en cuenta el enciso “i” siendo este el que trata del diseño del sistema de puesta a tierra.

Por lo cual es necesario tener en consideración las medidas de seguridad mínimas establecidas ante cualquier tipo de falla de fase a tierra, donde el gradiente máximo de potencial por la superficie durante la falla puede ser peligroso para la seguridad de las personas presentes en el área.

Una de las circunstancias que generan posibles peligros pueden ser corriente de falla a tierra, una corriente muy alta en relación con el área del sistema de puesta a tierra, este criterio puede ser utilizado para evaluar el riesgo de peligro en la instalación eléctrica, frecuentemente estos riesgos se analizan con medidas como el tacto, el paso y los potenciales transferidos. (CIGRÉ, 2017) en la EN 50341-1 quien en general trata los requisitos para el diseño de líneas de transmisión se menciona que los potenciales de contacto estén limitados a ciertos niveles permitidos en ubicaciones predefinidas o estructuras frecuentes (OFT).

4.1 Tensión de paso, contacto y transferida

Ante cualquier tipo de interacción cercano a las líneas de transmisión aéreas se presentan varios peligros de seguridad eléctrica estos en forma de contacto, paso o potencial transferido.

4.1.1 Tensión de contacto

La tensión de contacto que normalmente se da por manos y pies, la cual la persona expuesta está en contacto con el suelo y cualquier objeto con un potencial diferente, como el que tiene una torre de una línea aérea de alta tensión cuando en ella fluye una corriente de falla.

4.1.2 Tensión de paso

La tensión de paso es la diferencia de voltaje que una persona expuesta recibe entre los pies cuando camina cerca de la estructura de la línea de transmisión en el momento en que por esta fluye una corriente de falla, sin que esta persona entre en contacto con ningún tipo de objeto.

El flujo de una magnitud muy grande de corrientes de falla por el sistema de puesta a tierra de la estructura provoca un aumento de potencial de tierra a la superficie, lo que puede ser muy perjudicial para la salud de cualquier ser vivo, porque todo ser vivo está sujeto a la ley de ohm, pueden pasar de manos a pies, mano a mano atravesando el pecho o de un pie a otro. En general el encargado a nivel nacional de la seguridad eléctrica tiene jurisdicción para establecer los límites del nivel de riesgo aceptable, algunas organizaciones estándares en la industria también recomiendan riesgos tolerables, la pérdida de la vida o lesiones permanentes por año de 1×10^{-5} según IEC 62305-2, y en cuanto a muerte individual, de 1 en 10 millones por año se considera aceptable para el público en general según IEC 62305-2 (CIGRÉ, 2017).

4.1.3 Aumento de potencial de tierra en estructuras de líneas áreas de transmisión durante fallas.

Cuando la resistividad del suelo es influenciada por factores ambientales. Es importante tener en cuenta que el sistema de protección de red está diseñado para actuar inmediatamente cuando ocurre una falla en la red y aisle la falla de inmediato de forma automática para minimizar los daños en la infraestructura, También al ocurrir un potencial elevado causado por la falla, donde se produce la falla también se puede transferir a la estructura creando voltajes de contacto

peligrosos, estos voltajes transferidos pueden afectar un área grande dependiendo de la ubicación de la falla, la distancia entre estructuras, resistencia de la zapata, resistividad del suelo y la magnitud de la corriente de falla (CIGRÉ, 2017), a causa de que exista hilo de guarda se pueden presentar voltajes transferidos a otras estructuras diferentes a donde ocurrió la falla.

4.2 Criterios de seguridad para descargas eléctricas

Cuando se habla de criterios de seguridad, hay que tener en cuenta las respuestas fisiológicas humanas ante una descarga eléctrica por tensión de paso y de contacto. Se definen niveles seguros, tolerable o aceptable de voltaje, diferencia que puede ocurrir entre cuerpo humano y estructura metálica conectada a tierra o entre extremidades de un cuerpo humano.

Los límites de flujo de corriente eléctrica a través del cuerpo se establecen en IEC/TC 60479-1(2005) especificación técnica en cuanto a magnitud y duración, esta también proporciona ajustes a los efectos del posible camino de la corriente, como por ejemplo, con el factor pierna a pierna de 0.04. (CIGRÉ, 2017)

Según se indica en la EN 50341-1 que los valores permitidos de voltajes de paso son menos conservadores que los de voltaje de contacto permitidos; por consiguiente, si el sistema de puesta a tierra fue diseñado de manera que cumpla con la tensión de contacto, entonces se puede suponer que en la gran mayoría de los casos los voltajes de paso recaen dentro del rango tolerable.

Para el cálculo de valores aceptables de tensiones de contacto debemos recurrir a lo que se muestra en la EN 50341-1 (CIGRÉ, 2017) donde toman lo siguiente en consideración:

Trayectoria actual de una mano a los pies, factor de probabilidad del 50% para la impedancia corporal (el 50% de la población supera el valor), 5% de probabilidad de fibrilación

ventricular, para estimar la corriente del cuerpo humano durante la máxima duración de la falla, sin resistencias adicionales.

Se puede afirmar que, según lo anterior, las curvas de tensión de contacto muestran un riesgo aceptable estimado, debido a que es poco probable que ocurra una falla de fase a tierra en sistemas de alta tensión y a esto sumarle la pequeña probabilidad de que existan personas presentes al mismo tiempo de esta, por lo cual el concepto de criterios de seguridad no puede tratarse como algo definitivo completamente.

4.2.1 Evaluación de las condiciones de seguridad

Ante el aumento de potencial durante una falla en una línea con cable de guarda, una parte de la corriente de la falla pasa a tierra a través de la línea y la estructura, mientras que la corriente restante recorre por los cables de guarda y la corriente que fluye por el suelo aumenta el potencial del sistema de puesta a tierra (GPR) con respecto a la tierra remota. Como consecuencia, las personas o animales pueden estar sujetos a tensiones de contacto y de paso que según su magnitud y tiempo de duración puede ser causante de fibrilación ventricular e incluso la muerte.

4.2.2 Condiciones de seguridad

Según la norma IEEE 80, los valores de corriente tolerables para el ser humano con un valor de $k(50kg) = 0,116$ y 3 [s] de duración de la corriente, para personas con peso 50 [kg] máximo. Obteniendo como resultado una corriente no fibrilante de $I_B = \frac{k_{50}}{\sqrt{3}} = 0.06697263123[A]$

(corriente a través del cuerpo) (CIGRÉ, 2017) asumiendo la resistencia del cuerpo humano como $R_B = 1000[\Omega]$.

Aumento del potencial del suelo superficial (SGPR)

Toda corriente que fluya a tierra a través del contrapeso da lugar a un potencial en la superficie del suelo alrededor de la estructura de la línea.

4.2.3 Evaluación de seguridad

Tensión de contacto y de contacto tolerable se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$E_t = (R_B + Z_{Th}) \frac{k}{\sqrt{t}} [\text{V}]$$

$E_t =$ Tension de paso o de contacto

Para tensión de contacto: $Z_{Th} = \frac{R_f}{2} = 1,5\rho$

Para tensión de paso: $Z_{Th} = 2R_f = 6,0\rho$

$k =$ constante

$t =$ Duracion de la descarga

4.3 Verificaciones de GPR, voltajes de paso y de contacto

Mediante el uso del método descrito en el anexo L de la EN 50522.

Usando un generador de corriente muy baja entre 10 y 30 [A] y una frecuencia diferente de 50 y 60 [Hz] es posible simular una falla a tierra en una estructura de una línea. La corriente de

medición regresará al generador de la ubicación de la falla simulada de manera similar a una corriente de falla real. Con esto es posible medir voltajes de paso y de contacto en la estructura. Colocando un conductor de la estructura a un electrodo de tierra lejano, y perpendicular a la línea también se puede medir GPR de la estructura (CIGRÉ, 2017).

4.4 Estándares de seguridad actualmente usados y practicados en la industria

Todo sistema de puesta a tierra de líneas aéreas de transmisión debe siempre tener en cuenta donde quedan establecidas las estructuras. Diferentes soluciones dependen del riesgo para las personas asociado al aumento del potencial de tierra y los voltajes de paso y de contacto (CIGRÉ, 2017).

Los estándares seguidos por varias empresas de servicios públicos para los requisitos de la conexión de la tierra a la línea son (CIGRÉ, 2017):

- CENELEC EN 5034-1
- estándar IEEE 80
- DIN VDE 0141/7.76
- EATS 41-24.

Donde se establecen requisitos para las prácticas y normas que aseguren dos objetivos principales en todo sistema de puesta a tierra, que son: asegurar los medios para llevar corrientes eléctricas a la tierra en condiciones normales y de la falla sin exceder cualquier límite operativo y de equipo, o afectar de forma negativa la eficiencia y continuidad del servicio.

Para asegurar que una persona en las cercanías de las instalaciones conectadas a tierra no esté expuesta al peligro de descargas eléctricas.

El diseño de los sistemas de puesta a tierra a frecuencia industrial debe cumplir por lo menos los siguientes requisitos (CIGRÉ, 2017):

garantizar la resistencia mecánica y la resistencia a la corrosión. Estructuras de suspensión en condición normal: todos los conductores y cables de guarda sanos, viento máximo de diseño y temperatura coincidente.

Estructuras de suspensión en condición anormal: líneas con conductores en haz, el 50% de los subconductores rotos en cualquier fase; los demás subconductores y cables de guarda sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente (Ministerio de Minas y Energía, 2013). Para líneas con un solo conductor por fase, un conductor roto en cualquier fase, las demás fases y los cables de guarda sanos, viento máximo promedio y temperatura coincidente.

Soportar térmicamente la corriente de falla más alta calculada.

Garantizar la seguridad de las personas con respecto a voltajes de paso y de contacto en los sistemas de puesta a tierra durante una falla a tierra.

Evitar daños a la propiedad y al equipo.

En Colombia el RETIE menciona que para las líneas de transmisión con el fin de garantizar la seguridad tanto del personal que trabaja en las líneas como el de los usuarios, se deben cumplir criterios establecidos en el artículo 15 de su anexo general. Adicionalmente, tensión de paso y de contacto tienen que ser comprobadas en las estructuras de las lianas con tensión igual o superior a 110[kV] en lugares con alta concentración de personas, a menos de 50[m] (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

La norma CENELCEC EN 50522 (CIGRÉ, 2017) están los criterios de diseño, instalación, ensayo y mantenimiento de un sistema de puesta a tierra, para que funcione en cualquier condición y que garantice la seguridad de la vida humana.

En Colombia el RETIE sugiere una inspección y un mantenimiento a todo sistema de puesta a tierra, como lo muestra la Tabla 8, donde se documente y deje en evidencia información como: condiciones de los conductores del sistema, nivel de corrosión, uniones de los conductores y herrajería, valores de resistencia, sin embargo, en las líneas de transmisión donde los electrodos se encuentran en las fundaciones de las estructuras, no es obligatoria la revisión visual (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

Tabla 8.

Máximo periodo entre mantenimientos de un sistema de puesta a tierra extraído de

Nivel de tensión de la instalación	Inspección visual (años)	Inspección visual y mediciones (años)	Sistemas críticos inspección visual y mediciones (años)
Baja	1	5	1
Media	3	6	1
Alta y extra alta	2	4	1

Nota. Tomado de: "RETIE" (2013) pág. 72

4.5 Análisis de riesgo relacionado con tensión de paso y de contacto

Determinar si pueden ocurrir tensiones de paso y de contacto peligrosos con base en los límites tolerables de la corriente que puede recorrer el cuerpo humano es importante, por eso en la IEC 60479-1 (CIGRÉ, 2017) se proporciona una guía sobre los efectos de la corriente que fluye sobre el cuerpo humano, causas de peligro, teniendo en cuenta su magnitud y duración.

El CENELEC EN 5034-1 propone un método para definir sitios típicos donde están ubicadas las estructuras de las líneas transmisión, y clasifican el nivel de acceso que tienen las

personas y el tiempo que pueden estar presentes, también define 4 diferentes tipos de ubicaciones: zonas públicas, zonas frecuentadas, zonas rara vez frecuentadas y zonas no frecuentadas. Cada una de estas zonas tiene un riesgo asociado (CIGRÉ, 2017).

4.6 Evaluación del nivel de riesgo.

En Colombia en la elaboración del reglamento técnico, se tuvieron en cuenta los altos gastos que tiene el estado, personas y entidades que se ven afectadas cuando hay un accidente de origen o por causas eléctricas, estos superan por mucho la inversión que requieren las campañas para prevenir, o minimizar el riesgo (Ministerio de Minas y Energía, 2013). Se examina el riesgo para la persona, el público y los trabajadores a las tensiones transferidas.

Se entiende que una instalación estará en peligro inminente o en alto riesgo cuando está presente deficiencias y carencias en las medidas de protección donde se comprometan la salud o la vida de personas, tales como: ausencia de electricidad, arco eléctrico, contacto directo o indirecto con partes energizadas, rayos, sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos, tensiones de paso y de contacto y transferidas que excedan los límites permitidos, campos electromagnéticos que excedan estos límites o induzcan tensiones o corrientes peligrosas.

4.6.1 Matriz de análisis de riesgos

Con el fin de evaluar el nivel y el tipo de riesgo eléctrico se aplica la siguiente matriz en la toma de decisiones (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

Figura 28.

Matriz de análisis de riesgos

RIESGO A EVALUAR:		por		(al) o (en)						
		EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Aro eléctrico)		FUENTE (Ej: Celda de 13,8 kV)				
POTENCIAL		REAL		FRECUENCIA						
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación Irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin Incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____

Nota. Tomado de: RETIE “(2013)” pág. 45

Según la Figura 28 se debe seguir una metodología en caso de que ocurra algo particular.

- a. Definir el factor de riesgo que se requieren evaluar o categorizar.
- b. Definir si el riesgo es potencial o real.
- c. Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.
- d. Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4,5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.
- e. Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.

- f. Tomar el caso más crítico de los puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.
- g. Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Figura 29.

Figura 29.

Tabla de Decisiones y acciones para controlar el riesgo, extraído de "

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	Inadmisible para trabajar. Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo. Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización, mediante un Permiso Especial de Trabajo (PES).
	Alto	Minimizarlo. Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP. Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.
	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.
	Bajo	Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: <ul style="list-style-type: none"> • ¿Qué puede salir mal o fallar? • ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? • ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades.

Nota. Tomado de: RETIE (2013)" pág. 45.

5. Comparación de apantallamiento y puesta a tierra entre líneas de transmisión de HVAC contra las líneas de HVDC.

El sistema de apantallamiento y puesta a tierra de las líneas de transmisión de HVDC no tienen diferencias notables con respecto a las convencionales HVAC

5.1 Efectos especiales de puesta a tierra.

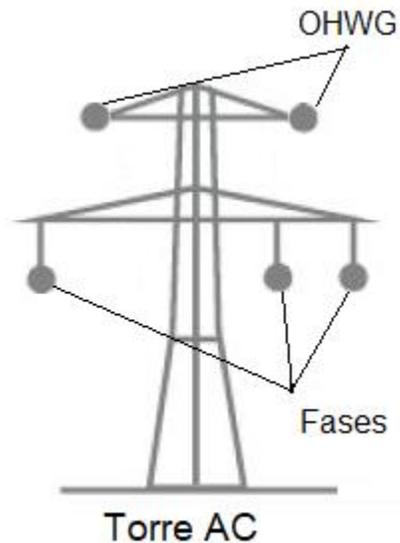
En la instalación de puestas tierra en las líneas de transmisión, cuando es necesario adicionar o instalar contrapesos o puesta a tierra complementaria. Estas pueden causar efectos especiales, como el efecto de inductancia residual en la línea, en casos llega a ser considerable y afecta directamente en las pérdidas de energía reactiva de la línea de transmisión. Como el sistema de HVDC no considera las pérdidas de energía de reactivos, este componente no afecta en los cálculos de las pérdidas de energía, por lo tanto, no afecta el diseño de contrapesos o puesta a tierra complementarias.

5.2 Número de conductores de OHWG.

El número de conductores de apantallamiento es mayor en la tecnología HVAC debido a la configuración de circuitos que tienen las líneas(trifásica), necesita cubrir una zona mayor de protección, en la mayoría de los casos necesita dos cables de OHWG, en la Figura 30 se puede observar una configuración estándar de una línea de HVAC con dos cables de guarda.

Figura 30.

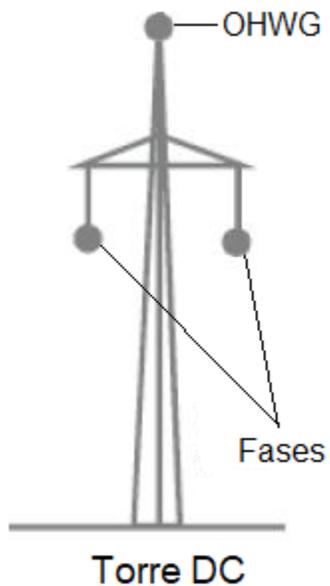
Torre AC (Fases y cables de guarda).



En cambio, el número de conductores de apantallamiento es menor en HVDC, debido que la configuración de las líneas contiene menos cantidad de conductores de transmisión, por lo tanto, menos zona de cobertura, en muchos casos solo se necesita un solo cable de guarda como se ve en la Figura 31.

Figura 31.

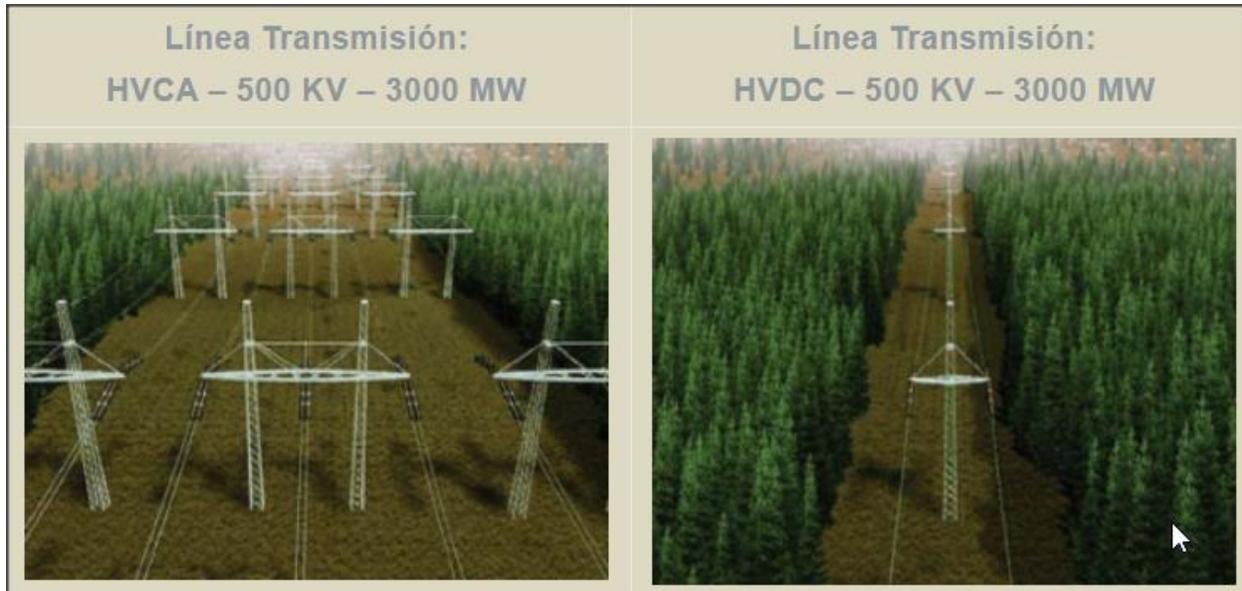
Torre DC (Fases y cables de guarda).



Un ejemplo claro está en la Figura 32 donde podemos observar dos líneas de transmisión de 500[kV] con capacidad de 3000[MW], la de la imagen de la parte izquierda es una línea de HVAC, y a la derecha una línea de HVDC.

Figura 32.

Líneas de transmisión de 3000[MW] y 500[kV] con los dos tipos de tecnología HVAC y HVDC.



Nota. Tomado de: Tecnolok (2016) Recuperado de: <https://tecnolok.com.ar/2016/03/18/563/>.

6. Conclusiones.

➤ El RETIE es el referente obligatorio en Colombia para el diseño y construcción de las instalaciones eléctricas en donde están incluidas las líneas de transmisión de energía eléctrica. Allí hay requisitos claros para la tecnología HVAC, pero tiene poca información respecto a la tecnología HVDC. No obstante, la CREG a través de la modificación del código de redes plantea introducir importantes lineamientos para el diseño y elaboración del sistema de puesta a tierra y el apantallamiento en HVDC.

➤ El estudio del apantallamiento y la puesta a tierra depende en gran parte del tipo de configuración de la línea de transmisión en HVDC, ya que esto determina el número de circuitos y fases que la conformarán. Esta tecnología tiene la ventaja, de que las líneas tienen un número menor de conductores, por lo tanto, menor área para apantallar por lo cual se puede lograr una mejor protección.

➤ En el apantallamiento y puesta a tierra de líneas se observa que no hay grandes diferencias en los métodos de diseño y materiales usados para ambas tecnologías. Las diferencias radican principalmente en los valores de referencia para los cálculos de coordinación de aislamiento, pero el uso de elementos y materiales siguen siendo similares e idénticos a la tecnología de HAVC en muchos casos.

Referencias Bibliográficas

- Agudelo, J. F. (2017). *Estudio del sistema actual de puesta a tierra en las líneas de transmisión*. Medellín.
- BNamericas. (21 de Junio de 2019). *BNamericas*. Obtenido de <https://www.bnamericas.com/en/news/colombia-panama-readying-interconnection-call>
- Cigré. (2017). *Ground potential rise at overhead ac transmission line structures during power frequency faults*. Paris.
- Comisión Federal de Electricidad. (2019). *Red de puesta a tierra para estructura de líneas de transmisión aéreas de 69 kV a 400 kV en operación*. México.
- D'Jesús, M. E. (2010). *Control de parques eólicos offshore conectados a red mediante enlace de continua HVDC*. Leganés.
- EN-62567. (2013). *Líneas eléctricas aéreas. Métodos de ensayo de las características de "auto-amortiguación" de conductores*. Madrid.
- Freire, I. R. (2016). *Transporte de energía eléctrica por corriente continua*. Cantabria.
- ICONTEC. (2018). NTC 6307- Sistemas de puestas a tierra (SPT). Bogotá: ICONTEC.
- IEEE-1243. (1997). *Guía IEEE para mejorar la Rendimiento relámpago de Líneas de transmisión*. EEUU.
- IEEE-524. (2016). *Guía IEEE para la instalación de conductores de líneas de transmisión aéreas*. EEUU.
- ICONTEC. (2008). NTC 4552-*Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (RAYOS)*. Bogotá D.C.

- Ministerio de Minas y Energía. (2013). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE*.
- Revista ElectroIndustria (2007) *Sistemas de Transmisión de Alto Voltaje en Corriente Continua (HVDC)* <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=811#>
- Rodríguez, C. A. (2018). *Metodología para la selección de conductores empleados en líneas de transmisión de 500 kv, en colombia, basado en estudio de caso*. Bogotá.
- UNE-EN-50341-1. (2017). *Líneas eléctricas aéreas de más de 1kV en corriente alterna*. Madrid.
- UNE-EN-61284. (1999). *Líneas eléctricas aéreas requisitos y ensayos para herrajes*. Madrid.
- UNE-EN-IEC-6079-4. (2018). *Cables ópticos aéreos a lo largo de líneas de energía eléctrica- Especificación familiar para ADSS*. Madrid.
- UPME. (2015). *Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2015-2029*. Obtenido de http://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Planes-expansion/Plan-Expansion-2015-2029/Plan_GT_2015-2029_VF_22-12-2015.pdf