

Normativa para el diseño de líneas de transmisión de alta tensión en corriente directa -HVDC

Diego Andrés Parada Sánchez y Jefferson Harley Oviedo Reyes

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

Julio César Chacón Velasco

Mg. en Potencia Eléctrica

Codirector

Oscar Arnulfo Quiroga

PhD. en Tecnología

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

### **Dedicatoria**

A Dios. A mi madre por haber forjado la persona que soy hoy, para quien este logro consolida la satisfacción del deber cumplido.

Jefferson

### **Dedicatoria**

A Dios que desde su infinito amor nos brinda la fortaleza necesaria para seguir adelante ante cualquier dificultad presentada en el camino, a mis padres por su comprensión y apoyo incondicional en todo momento, a mi prima Lina por confiar en mí cuando más lo necesitaba y a la universidad que me brindó mucho más que conocimiento, crecimiento personal y un ímpetu para generar una retribución social que genere un cambio.

**Diego**

### **Agradecimientos**

Agradecidos inmensamente con Dios, por nuestras vidas y su presencia en ellas, a nuestras familias por su apoyo incondicional, a nuestro director y codirector que nos acompañaron a lo largo de este camino, cuya compañía fue de vital importancia para llevar a feliz término este último tramo de nuestra vida universitaria.

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	13
1. Objetivos.....	15
1.1 Objetivo General.....	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Enlaces HVDC.....	16
2.1 Beneficios .....	16
2.2 Elementos constitutivos de un sistema de transmisión HVDC.....	19
2.3 Modos de operación y configuraciones .....	20
2.3.1 Modos de operación.....	20
2.3.2 Configuraciones .....	22
3. Requerimientos mínimos para el diseño eléctrico de una línea de transmisión en Colombia..	24
3.1 Comparativa HVAC-HVDC basada en requerimientos RETIE.....	25
4. Normativa internacional aplicable al diseño eléctrico de una línea de transmisión en corriente continua- HVDC en Colombia.....	29
4.1 Comportamiento de la línea tanto en régimen permanente como en régimen transitorio (IEEE Stand 1030, 1987). .....	30
4.1.1 Parámetros medioambientales. ....	30
4.1.2 Potencia nominal, tensión y corriente.....	31
4.1.3 La transferencia de energía mínima y estado de espera sin carga .....	33
4.2 Confiabilidad de la línea (IEEE Stand 1030, 1987).....	33
4.2.1 Potencia base (Pb).....	33

4.2.2 Apagón.....	34
4.2.3 Indisponibilidad de energía (EU).....	34
4.2.4 Disponibilidad de energía (EA). ....	35
4.2.5 Número máximo permitido de cortes forzados.....	35
4.2.6 Probabilidad estadística de las interrupciones .....	35
4.3 Coordinación de aislamiento (IEEE Std. 1243, 1997).....	36
4.4 Coordinación de protecciones (IEEE Stand 1899, 2017) .....	37
4.5 Distancias de seguridad (Ministerio de Minas y Energía, 2013).....	38
4.6 Establecer los parámetros de la línea (IEEE Stand 1030, 1987).....	39
4.6.1 Parámetros eléctricos .....	39
4.7 Estudio de apantallamiento (IEEE Std. 1243, 1997) (Salazar Flores, s.f.) (IEEE Std. 1410, 2010 ) .....	40
4.7.1 Tensión crítica de flameo (CFO)( <b>V50%</b> ).....	41
4.7.2 Corriente crítica de arqueo del rayo.....	41
4.7.3 Cálculo del ángulo de apantallamiento .....	42
4.7.4 Modelo electrogeométrico .....	43
4.8 Estudio de flujo de cargas (Damian Calderon, s.f.).....	43
4.8.1 Método Simultáneo.....	44
4.8.2 Método de eliminación de variables .....	44
4.8.3 Método Secuencial.....	44
4.9 Estudio de pérdidas de energía (Terrones Ranz, s.f.) .....	45
4.10 Evaluar el efecto corona y gradientes superficiales. (Sarma & Janischewskyj, s.f.).....	47
4.10.1 Monopolar.....	47

4.10.2 Bipolar.....	49
4.11 Evaluar las sobretensiones por ondas tipo rayo y tipo maniobra (Volker Hinrichsen High-Voltage Laboratories Technische, s.f.). .....	50
4.12 Evaluar los niveles de campos electromagnéticos en la zona de servidumbre (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2019).....	51
4.12.1 Campo Magnético.....	51
4.12.2 Campo Eléctrico.....	53
4.13 Evaluar los niveles de radiointerferencia (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2019).....	54
4.14 Nivel de ruido audible (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2019). .....	55
4.15 Puesta a tierra (Van Hertem, Leterme, Tielens, & De Boeck, 2014). .....	56
4.16 Conductor económico (Singh, Britten, Stephen, & Muftic, 2005). .....	57
4.17 Cálculo de pérdidas por efecto corona (Terrones Ranz, s.f.).....	58
5. Guía normativa para el diseño de líneas de transmisión de alta tensión en corriente directa - HVDC .....	60
5.1 Normativa aplicable al diseño eléctrico de una línea de transmisión en corriente continua- HVDC en Colombia.....	61
6. Conclusiones.....	67
Referencias Bibliográficas .....	68

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Relación Costo de inversión-Distancia de transmisión.....	17
Figura 2. Corredor de paso para una misma potencia (10.000 MW). a) HVDC b) HVAC.....	18
Figura 3. Elementos en un enlace HVDC.....	19
Figura 4. Modo de operación monopolo. a) retorno por tierra. b) retorno metálico.....	21
Figura 5. Modo de operación bipolar.....	22
Figura 6. Configuración back – to – back.....	23
Figura 7. Configuración multiterminal. a) paralelo. b) serie. ....	23
Figura 8. Angulo de apantallamiento.....	43
Figura 9. Normativa para el diseño de líneas de transmisión de alta tensión en corriente directa - HVDC .....	60

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Comparativa de líneas HVAC-HVDC, basada en requerimientos RETIE.....	26
Tabla 2. Parámetros medioambientales. ....	30
Tabla 3. Número discos estándar (254 mm x 146 mm), en dependencia del nivel de tensión. ....	36
Tabla 4. Distancias de seguridad en servidumbre para líneas HVDC. ....	38
Tabla 5. Valores límites de exposición a campos magnéticos estáticos. ....	52
Tabla 6. Valores límites de exposición a campos eléctricos.....	53
Tabla 7. Guía normativa para el diseño de líneas de transmisión de alta tensión en corriente directa -HVDC .....	61

**Lista de Apéndices**

	<b>Pág.</b>
Apéndice A. Cálculo de indisponibilidad de energía-EU.....	76
Apéndice B. Cálculo tensión crítica de flameo -CFO -V50%.....	77
Apéndice C. Impedancia del conductor ante el frente de onda atmosférico.....	79
Apéndice E. Diagrama de flujo para el método secuencial, que muestra los pasos a seguir en la solución.....	81
Apéndices F. Apéndice A. Modelo Electrogeométrico .....	82
Apéndice G. Efecto corona en líneas HVDC.....	85

## Resumen

**Título:** Normativa para el diseño de líneas de transmisión de alta tensión en corriente directa -HVDC\*

**Autores:** Diego Andrés Parada Sánchez, Jefferson Harley Oviedo Reyes\*\*

**Palabras clave:** Líneas, Transmisión, Alta tensión, HVDC, HVAC, Norma, IEEE, RETIE.

### Descripción:

Los sistemas de transmisión de alta tensión en corriente continua -HVDC ofrecen beneficios técnicos, medio ambientales y económicos respecto a los sistemas convencionales de transmisión HVAC, convirtiéndose así, en una alternativa costo-eficiente, sostenible y confiable para el desarrollo energético del país. Dada la proyección de interconexiones HVDC en el proceso de transmisión de potencia en Colombia establecido por la unidad de planeación minero energética - UPME, aun cuando se encuentra avalada por el RETIE, no cuenta con la referencia normativa para su implementación, en consecuencia, el presente trabajo de grado utiliza un grupo de normas de asociaciones internacionales, relacionadas con los requerimientos mínimos exigidos para el diseño eléctrico de una línea de transmisión en HVDC, presentes en el reglamento nacional RETIE.

Debido a la amplitud en temas constitutivos de un sistema HVDC, este trabajo de grado solamente hace énfasis en el diseño eléctrico de la línea, como elemento transportador de potencia, y no como un todo (el sistema HVDC), es decir no se trata el diseño de estaciones convertidoras, ni sus elementos constitutivos, esto con el fin de puntualizar la información, generando así un documento compacto, basado en los requerimientos nacionales en cohesión con referentes normativos de asociación internacional, haciendo hincapié en características y parámetros relevantes para el diseño óptimo de la línea como componente de un sistema HVDC.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Julio César Chacón Velasco. Mg. en Potencia Eléctrica. Codirector: Oscar Arnulfo Quiroga. PhD. en Tecnología

**Abstract**

**Title:** Regulations for the design of high voltage direct current transmission lines -HVDC\*

**Authors:** Diego Andrés Parada Sánchez, Jefferson Harley Oviedo Reyes\*\*

**Keywords:** Lines, Transmission, High Voltage, HVDC, HVAC, Standard, IEEE, RETIE, Power

**Description:**

High voltage direct current transmission systems -HVDC- offer technical, environmental and economic benefits with respect to conventional HVAC transmission systems, thus becoming a cost-efficient, sustainable and reliable alternative for the country's energy development. Given the projection of HVDC interconnections in the process of power transmission in Colombia established by the Energy and Mining Planning Unit - UPME, even though it is endorsed by RETIE, it does not have the normative reference for its implementation. Consequently, the present degree work uses a group of standards from international associations, related to the minimum requirements demanded for the electrical design of a HVDC transmission line, present in the national RETIE regulations.

Due to the wide range of topics that make up an HVDC system, this degree work only emphasizes the electrical design of the line, as a power transport element, and not as a whole (the HVDC system), that is, it does not deal with the design of converter stations, or their constituent elements, in order to clarify the information, thus generating a compact document, based on national requirements in cohesion with international association normative references, emphasizing relevant characteristics and parameters for the optimal design of the line as a component of an HVDC system.

---

\* Degree work

\*\* Faculty of Physicomechanical Engineering, School of Electrical Electronic Engineering and Telecommunications. Director: Julio César Chacón Velasco. Mg. in Electric Power. Co-director: Oscar Arnulfo Quiroga. PhD. in Technology

## Introducción

El mundo cambiante, el crecimiento demográfico y el desarrollo tecnológico imparable, traen consigo el aumento exponencial de la demanda energética, para lo cual se hace indispensable reinventar los procesos de transporte de energía, con el objeto de lograr un sistema energéticamente eficiente, estable, ahorrativo y confiable, que logre abastecer satisfactoriamente la creciente demanda energética en cualquier zona del mundo (Ras Oliva, 1975).

Tras el triunfo de la corriente alterna frente a la corriente continua a finales del siglo XIX, por la facilidad a la hora de transformar los niveles de tensión, elevándola para su transporte y reduciéndola para su uso final, la transmisión de potencia a grandes distancias desde las centrales de generación hasta los centros de consumo ha replicado el modelo una y otra vez, logrando así la interconexión energética AC, predominante en el mundo (ABB, 2017). La transmisión HVAC, se hace ineficiente e inestable con el aumento de la demanda energética, presentando pérdidas por efecto Joule, y consumo de potencia reactiva debida al carácter inductivo de la línea cuando fluye por ella corriente alterna (Moya Lizana, s.f.).

En la búsqueda continua de tecnologías más eficientes a la hora de transmitir grandes bloques de potencia a largas distancias, se converge en la aplicación de un sistema de transmisión de alta tensión en corriente directa – HVDC. Las líneas HVDC ofrecen ventajas en términos de estabilidad, gestión óptima de la energía, interconexiones asíncronas, incorporación de fuentes no convencionales de energía e interconexiones a grandes distancias, principalmente, lo que hace atractiva la implementación de estos sistemas a nivel mundial (Kim, 2009).

En Colombia, la Unidad de Planeación Minero- Energética (UPME), en su Plan de Referencia de Expansión de Generación y Transmisión 2013-2027, proyecta una interconexión

con Panamá. Dicha interconexión se realizaría a través de una línea HVDC bipolar de capacidad 300 MW y longitud 614 km. La tensión de operación DC del sistema es de  $\pm 450$  kV. La conexión se haría entre las subestaciones de Cerromatoso a 500 kV en el lado colombiano, y Panamá II a 230 kV en el lado panameño (República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero-Energética., 2013). Esto pone en evidencia la necesidad de la existencia de un marco normativo para el diseño eléctrico de este tipo de líneas, en consecuencia, este documento trata de construir una guía que relaciona los requerimientos mínimos para el diseño eléctrico de una línea de transmisión en Colombia, contenidos en el RETIE, con respecto a las normas de asociación IEEE aplicables a cada uno de los ellos, sin descartar otras normas relevantes y artículos respaldados por las mismas.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Elaborar una guía con los referentes normativos para el diseño eléctrico de líneas de transmisión de alta tensión en corriente directa- HVDC.

### **1.2 Objetivos Específicos**

- Identificar los ítems que comprenden el diseño eléctrico de una línea de transmisión en HVDC acorde con la reglamentación vigente en Colombia (RETIE).

- Relacionar cada ítem que se debe abordar en el diseño eléctrico de una línea de transmisión HVDC con normas internacionales aplicables (IEEE).

- Construir una guía normativa que vincule los referentes internacionales encontrados para el diseño eléctrico de una línea de transmisión en HVDC.

## 2. Enlaces HVDC

Las líneas de transmisión son un conjunto de dispositivos encargados del transporte de la energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta los grandes centros de consumo, a lo largo del tiempo, este proceso se ha desarrollado alrededor de los beneficios de la corriente alterna, por su facilidad de transformar los niveles de tensión (República de Colombia).

En Colombia el sistema interconectado nacional (SIN) está compuesto por el sistema de transmisión nacional (STN) que opera a tensiones iguales o superiores a 220 kV y los sistemas de transmisión regionales (STR) con tensiones inferiores a los 220 kV, el SIN contiene todas las líneas, subestaciones y equipos asociados, necesarios para el proceso de transmisión, incluyendo conexiones internacionales (República de Colombia).

La transmisión energética con tecnología que utiliza tensiones elevadas en corriente continua- HVDC, es hoy la opción mejor vista para el transporte de grandes bloques de potencia a grandes distancias, no solo de forma submarina y subterránea como se hacía inicialmente, sino con estructuras aéreas interconectando zonas alejadas, eficientemente.

### 2.1 Beneficios

Los sistemas HVDC ofrecen múltiples beneficios que los hacen muy atractivos, destacando:

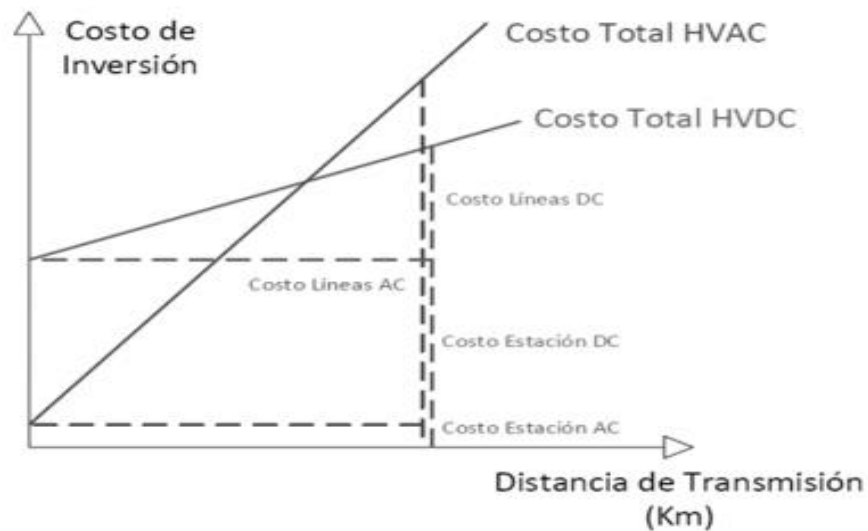
- No hay efecto Skin, piel o pelicular. En corriente alterna la densidad de corriente se concentra en el exterior del conductor, haciendo que la resistencia efectiva o de corriente alterna sea mayor que la resistencia óhmica o de corriente continua (Solar Praxis, 2012).

- Los sistemas HVDC pueden transportar más potencia por conductor que un sistema AC, esto se debe a que, para una potencia dada la tensión constante en una línea DC es menor que la tensión pico en una línea AC (León, s.f.).

- Los costos en el proceso de transmisión se componen de costos directos (transformadores/convertidores, líneas de transmisión) y costos indirectos (pérdidas asociadas), los sistemas HVDC son económicamente más eficientes con el aumento de las distancias de transmisión, respecto a los sistemas HVAC.

Figura 1.

*Relación Costo de inversión-Distancia de transmisión*



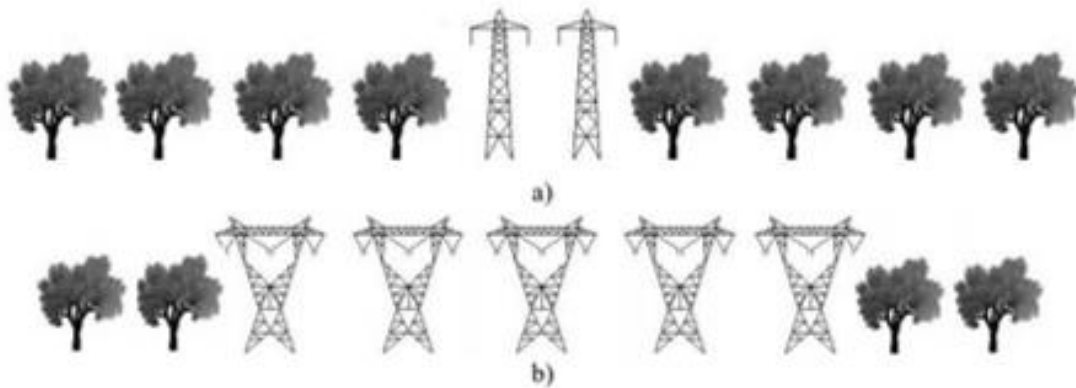
Nota. Tomado de. León, P. C. (s.f.) *Control Droop sobre una red HVDC Multiterminal* Universidad Técnica Federico Santa María.

- Brindan estabilidad al sistema debido a que permiten interconectar sistemas AC aun cuando estos no se encuentren sincronizados.

- Menor impacto ambiental, debido al tamaño de las estructuras y las servidumbres. Los sistemas HVDC se caracterizan por ser enlaces de uno o dos conductores máximo, mucho menor que sus equivalentes AC en capacidad de potencia, que pueden variar entre 3 conductores o 6 en doble circuito.

Figura 2.

*Corredor de paso para una misma potencia (10.000 MW). a) HVDC b) HVAC*

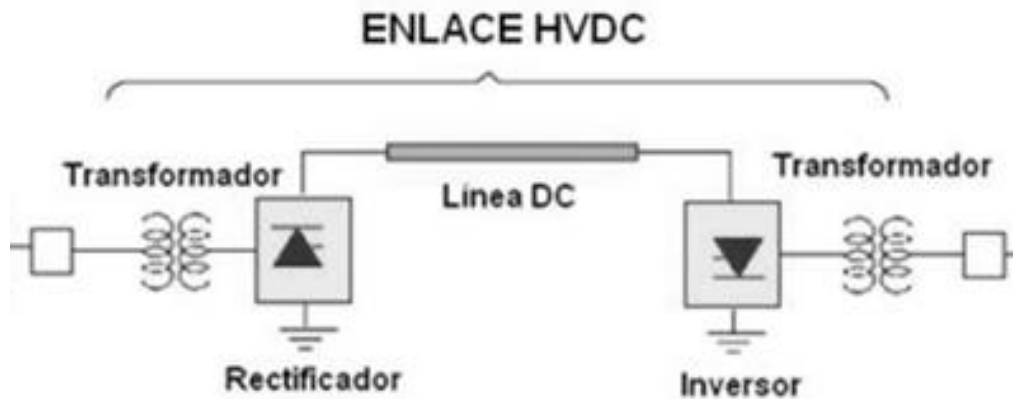


Nota. Tomado de. León, P. C. (s.f.) *Control Droop sobre una red HVDC Multiterminal* Universidad Técnica Federico Santa María.

## 2.2 Elementos constitutivos de un sistema de transmisión HVDC

Figura 3.

*Elementos en un enlace HVDC*



Nota. Tomado de: Lescale, Victor F. (2015) *Tecnología HVDC. Parte 1 de 2: Características y Beneficios Power Systems – HVDC*, Santiago de Chile. Recuperado de: <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/novenas-jornadas-tecnicas-2015/ps/v%C3%ADctor-lescale-hcdc-parte-1.pdf?sfvrsn=2>

**Transformadores de conversión:** Su función principal es convertir el nivel de tensión AC de las líneas de entrada a una tensión alterna que alimenta las válvulas de acuerdo con el nivel de tensión DC. Provee un aislamiento entre el lado AC de la estación y el lado DC. Deben estar adaptados al alto contenido de armónicos en las señales debido al proceso de conversión. Vienen provistos de cambiadores de taps automáticos para compensar caídas de tensión de cualquier lado. Por lo general, son transformadores tri-devanados para puentes de 12 pulsos (Kim, 2009) (Olivares Noguera, s.f.).

**Rectificadores:** La función de los rectificadores es la de convertir las señales de corriente alterna proveniente del sistema HVAC, en corriente continua para ser inyectada al sistema HVDC.

**Inversores:** La función de los inversores es la de convertir las señales de corriente continua en la salida del sistema HVDC, en corriente alterna para inyectar al sistema HVAC.

**Línea DC:** El medio de transmisión puede ser una línea aérea o un cable enterrado. Las líneas de transmisión tienen estructuras similares a las torres AC, aunque ocupan menor espacio. La línea puede ser monopolar (un solo polo DC) o bipolar (un polo positivo y otro negativo), y tener o no retorno metálico (Kim, 2009).

**Filtros AC y DC:** Debido al alto contenido de armónicos generados en el convertidor, es necesaria la instalación de filtros tanto en el lado AC como en el lado DC. Los filtros en el lado AC de la estación de conversión se encargan de absorber los armónicos generados por el convertidor y de proporcionar una parte de la potencia reactiva que necesita el convertidor. Los filtros DC se instalan para reducir el componente AC de la señal continua que se desea obtener (reducción del rizado de la señal), los cuales básicamente corresponden a filtros pasa-bajos.

La necesidad de utilizar filtros depende entonces directamente del tipo de convertidor utilizado. Por ejemplo, aquellos sistemas HVDC cuyos convertidores están basados en tiristores deben utilizarlos, a diferencia de lo que sucede para aquellos sistemas basados en convertidores modulares multinivel (MMC), donde el uso de filtros se hace innecesario (León, s.f.).

## **2.3 Modos de operación y configuraciones**

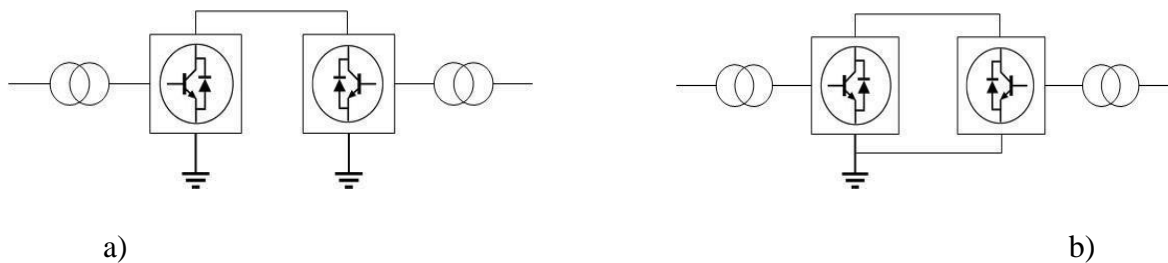
### ***2.3.1 Modos de operación***

- Monopolar: La operación monopolar consiste en la utilización de un único conductor para la transmisión de potencia entre una estación de conversión a otra. Cuando el retorno se realiza

mediante tierra se utiliza únicamente un conductor para transmitir la energía eléctrica. Este retorno se realiza mediante electrodos conectados a las estaciones de conversión, que hacen las funciones de ánodo y cátodo (Siemens, s.f.), tal como se aprecia en la Figura 4. a). Cuando es imposible, generalmente por razones medioambientales, realizar el retorno mediante electrodos conectados a tierra o cuando las pérdidas son demasiado importantes, el retorno se realiza mediante una conexión metálica. Esta última configuración es presentada en la Figura 4. b) (León, s.f.).

Figura 4.

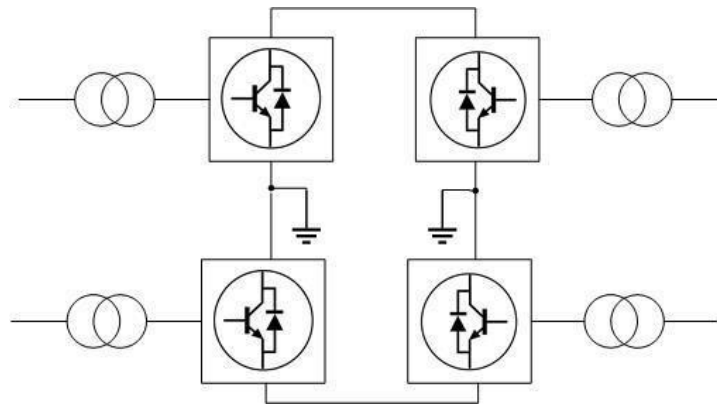
*Modo de operación monopolo. a) retorno por tierra. b) retorno metálico.*



- Bipolar: La conexión bipolar, presentada en la Figura 5, consiste en el uso de dos conductores, uno trabajando con polaridad positiva y otro con polaridad negativa transmitiendo la misma potencia simultáneamente (Siemens, s.f.). El uso de esta conexión permite que, en condiciones normales de operación, la corriente de retorno sea cero, ya que al aplicar la primera ley de Kirchhoff las corrientes y tensiones provenientes de la línea con polaridad positiva y de la línea con polaridad negativa se anulan. En el caso en que una línea tenga una falla o tenga programada una operación de mantenimiento, la otra línea puede operar como una línea monopolar con retorno por tierra (León, s.f.).

Figura 5.

*Modo de operación bipolar.*



### 2.3.2 Configuraciones

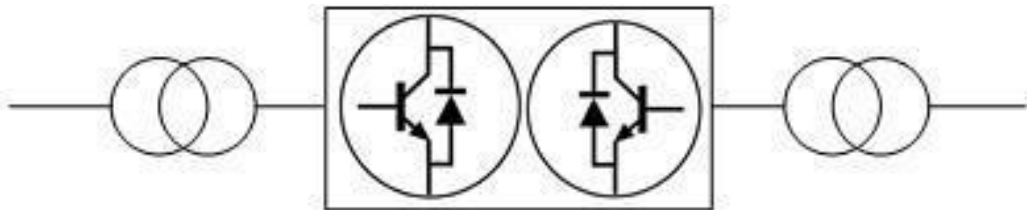
- Punto a punto: La configuración punto a punto es la topología más utilizada para conectar dos puntos lejanos mediante una línea de corriente continua. Se trata de la configuración más habitual en HVDC y se utiliza para conectar dos subestaciones cuando la conexión HVAC o no es posible, no resulta rentable o es la única solución técnicamente viable. En la configuración punto a punto una estación funciona como rectificador y otra estación como inversor, pudiendo adoptar la conexión monopolar o bipolar (Siemens, s.f.). Se utiliza además para conectar cargas mediante enlaces submarinos de cargas aisladas, como sistemas insulares, estaciones petrolíferas o parques eólicos en alta mar (León, s.f.).

- Back – to – Back: En la Figura 6. se presenta la configuración Back – to – Back. Dicha configuración corresponde a una planta donde ambos convertidores se encuentran en la misma área o lugar, generalmente en el mismo recinto o edificio (Siemens, s.f.). Para ello se busca mantener la longitud de la línea de transmisión lo más pequeña posible. Esta configuración es

utilizada generalmente para interconectar redes eléctricas de diferente frecuencia o redes eléctricas de igual frecuencia, pero distinta relación de fase (León, s.f.).

Figura 6.

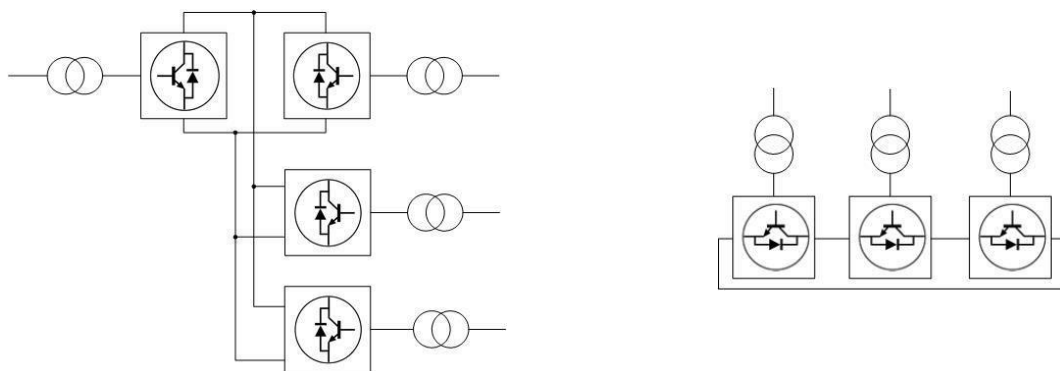
*Configuración back – to – back.*



- Multiterminal: Un sistema HVDC multiterminal está conformado por tres o más estaciones de conversión separadas geográficamente, unas trabajando como inversores y otras trabajando como rectificadores (Siemens, s.f.). Una configuración multiterminal puede ser serie, paralela, mallada o en anillo. En la Figura 7. a) y b) se presenta una configuración multiterminal paralelo y serie, respectivamente (León, s.f.).

Figura 7.

*Configuración multiterminal. a) paralelo. b) serie.*



a)

b)

Cada una de las tres configuraciones presentadas anteriormente puede operar tanto en un modo de operación monopolar o bipolar (León, s.f.).

### **3. Requerimientos mínimos para el diseño eléctrico de una línea de transmisión en Colombia**

La UPME, como unidad administrativa especial, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, tiene como objeto la planeación integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético (República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía, s.f.), dentro de sus funciones se destaca la formulación del plan de expansión de referencia de generación y transmisión del sector eléctrico colombiano, que en su versión 2013-2027, propone la implementación de una interconexión energética internacional Colombia- Panamá, usando la tecnología HVDC, en un enlace bipolar de capacidad 300 MW, 450 kV y 614 km de longitud (República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero-Energética, 2013). Los procesos de prediseño, diseño, construcción y puesta en marcha de dicho sistema, deben amoldarse a la norma técnica nacional vigente, para este caso el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE que en su última actualización (2015), permite el uso de nuevas tecnologías para el proceso de transmisión en Colombia – *“Se permite el uso de las tecnologías de transmisión como las GIL (Gas Insulated Lines), las HPPF (High-Pressure Fluid Filled Lines), los VFT (Variable Frequency Transformers), HVDC (High Voltage Direct Current transmission systems), FACTS (Flexible AC Transmission Systems) y los conductores de alta temperatura, siempre que estén sujetos al cumplimiento de estándares internacionales o a guías*

*de uso y aplicación de entidades como CIGRE, IEEE, IEC o semejantes.* “ (Ministerio de Minas y Energía, 2013)

### **3.1 Comparativa HVAC-HVDC basada en requerimientos RETIE**

La tabla 1 presenta un resumen de características comparativas de un sistema HVAC y HVDC, basadas en los entregables mínimos para el diseño de una línea de transmisión, según el RETIE capítulo 5, sección 22.1. (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

La construcción de este paralelo entre el sistema convencional para la transmisión de potencia y la tecnología que involucra el transporte en corriente continua, parte de la necesidad de comprender ¿Cómo resolver cada uno de los requerimientos del reglamento RETIE?, dicho proceso está basado en la consulta de artículos, normas que cuentan con validez internacional y estudios realizados por entidades que brindan el respaldo necesario para garantizar que la información aquí consignada es veraz.

Se presenta de forma sucinta un conjunto de aspectos relevantes de una tecnología con respecto a la otra, en temas de métodos para la realización de cálculos, distancias de seguridad, parámetros de la línea, diferencias en los métodos de cálculo de las pérdidas por efecto corona, variables que influyen y el inicio de la corona, lo que permite comprender las ventajas y desventajas que presenta cada sistema en dependencia de la necesidad a suplir.

Tabla 1.

*Comparativa de líneas HVAC-HVDC, basada en requerimientos RETIE.*

Nº.	Requerimiento RETIE	HVAC	HVDC
1	Comportamiento de la línea tanto en régimen permanente como en régimen transitorio.	Se tienen en cuenta factores netamente de la línea como elemento transportador de potencia.	Toman mucho valor las estaciones convertidoras en el comportamiento de la línea.
2	Confiabilidad de la línea (número de salidas por 100 km/año).	-En caso de una falla se puede generar una indisponibilidad en el sistema. -Es inevitable el efecto cascada.	-Más confiable en sistemas bipolares, ya que funcionan como sistemas de líneas independientes. -En caso de fallas, evita el efecto cascada.
3	Coordinación de aislamiento.	-Uso de cerámica y vidrio. -La distancia mínima de fuga es la mitad que en HVDC.	-Uso de cerámica y vidrio. -Uso de revestimientos para reducir contorneos.
4	Coordinación de protecciones.	-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.	La protección de un sistema HVDC debe cumplir con los requisitos de protección AC en términos de velocidad, sensibilidad, selectividad y confiabilidad.

N°.	Requerimiento RETIE	HVAC	HVDC
		-Niveles de tensión en cada barraje. -Calibre del conductor, material y aislamiento.	
5	Distancias de seguridad.	Ocupación de grandes áreas de servidumbre.	Reducción considerable en el área de servidumbre en comparación a su equivalente HVAC, en nivel de tensión o capacidad de transmisión.
6	Establecer los parámetros de la línea	Parámetros R, L y C dependen de la longitud de la línea.	Solamente el parámetro R depende de la longitud de la línea.
7	Estudio de apantallamiento.	Cable de guarda a lo largo de la línea con estructuras sólidamente aterrizado.	Cable de guarda a lo largo de la línea con estructuras sólidamente aterrizado.
8	Estudio de flujo de cargas.	Utiliza el método de Newton Raphson para el cálculo de tensiones nodales.	-Método Simultáneo (basado en Newton Raphson). -Método de eliminación de variables (basado en Newton Raphson). -Método secuencial.
9	Estudio de pérdidas de energía.	-Efecto Joule. -Pérdidas por efecto Skin. -Consumo y transporte de reactivos.	-Efecto Joule. -No hay pérdidas por efecto Skin. -No hay problemas con los reactivos.

N°.	Requerimiento RETIE	HVAC	HVDC
10	Evaluar el Efecto Corona y gradientes superficiales.	<p>En los cálculos de la tensión de inicio de la corona y las pérdidas corona totales, influyen parámetros de la línea como el diámetro de los conductores, la distancia entre polos, el número de conductores de un mismo polo, la distancia entre conductores fases, el número de conductores de una misma fase y la distancia entre conductores de un haz.</p>	<p>En los cálculos de la tensión de inicio de la corona y las pérdidas corona totales, influyen parámetros de la línea como el diámetro de los conductores, la distancia entre polos, el número de conductores de un mismo polo, la distancia entre conductores de un haz, la altura de los conductores, y la atura del cable de guarda, este último con un valor especial ya que al ionizarse puede convertirse en otro polo.</p>
11	Evaluar las sobretensiones por ondas tipo rayo y tipo maniobra.	<p>Estudio de descargas atmosféricas, sobretensiones por maniobra, y su drenaje con descargadores de sobretensión. Se instalan en las subestaciones.</p>	<p>Estudio de descargas atmosféricas, sobretensiones por maniobra, y su drenaje con descargadores de sobretensión. Se instalan en las estaciones convertidoras.</p>
12	Evaluar los niveles de campos electromagnéticos en la zona de servidumbre.	<p>No debe exceder los niveles máximos permitidos por el RETIE, en complemento con los permitidos por la OMS.</p>	<p>No debe exceder los niveles máximos permitidos por el RETIE, en complemento con los permitidos por la OMS.</p>
13	Evaluar los niveles de radio-interferencia.	<p>Puede interferir con las señales de radio difusión cercanas a la</p>	<p>Interfiere en especial a las señales de AM.</p>

N°.	Requerimiento RETIE	HVAC	HVDC
		línea, sin embargo, no debe generar afectaciones a las mismas.	
14	Puesta a tierra	-Estructuras sólidamente aterrizadas. -Electrodos de cobre.	-Estructuras sólidamente aterrizadas. -Electrodos de cobre y titanio.
15	Nivel de ruido audible.	Todas las fases de la línea son estudiadas.	Solo los polos positivos generan RA, pues los efectos de los polos negativos son despreciables.
16	Conductor económico.	Selección de un conductor costo-eficiente, priorizando los aspectos técnicos de la línea y el no aumento de pérdidas.	Selección de un conductor costo-eficiente, priorizando los aspectos técnicos de la línea y el no aumento de pérdidas.
17	Cálculo de pérdidas por efecto corona	El cálculo del gradiente y de las pérdidas tiene como variables aspectos puntuales del conductor y la frecuencia del sistema.	El cálculo del gradiente y de las pérdidas tiene como variables aspectos puntuales del conductor y el cable de guarda.

#### 4. Normativa internacional aplicable al diseño eléctrico de una línea de transmisión en corriente continua- HVDC en Colombia

En Colombia, aun cuando es permitida la construcción de líneas de transmisión con corriente continua, no existe un marco normativo que trate las exigencias en temas de diseño, construcción y puesta en marcha de un proyecto de este tipo, es así como en este capítulo se aborda

el diseño eléctrico de una línea de transmisión HVDC, en relación con un conjunto de normas de asociación internacional aplicables a cada uno de los ítems requeridos en el RETIE, con el fin de tener una mejor visión a la hora de realizar el diseño eléctrico de la línea de transmisión.

#### **4.1 Comportamiento de la línea tanto en régimen permanente como en régimen transitorio (IEEE Stand 1030, 1987).**

Para el análisis en régimen permanente y transitorio de una línea HVDC, se deben tener en cuenta diversos factores, que afectan el desempeño de los tres componentes fundamentales de un sistema de este tipo, las dos estaciones convertidoras y la línea como medio de transporte de potencia, este estudio se centra en los factores propios y externos que repercuten en el rendimiento de la línea de transmisión, como se especifican a continuación:

##### **4.1.1 Parámetros medioambientales.**

Tabla 2.

*Parámetros medioambientales.*

<b>Parámetro</b>	<b>Unidades</b>
Altura sobre el nivel del mar	m
Temperatura del aire exterior	°C
Máxima radiación solar incidente	$W/m^2$
Velocidad del viento	$m/s$
Densidad de rayos de luz en la estación y en los primeros 10 km de cualquier línea aérea.	$(rayos/km^2)/año$

Parámetro	Unidades
Aceleración horizontal máxima	$m/s^2$
Rango de frecuencia de oscilaciones	Hz
Luvia promedio anual	mm
Aceleración vertical máxima	$m/s^2$
Duración de evento sísmico	Ciclos
Resistividad máxima de la tierra en la subestación HVDC	$\Omega/m$
Accesibilidad del sitio	
Limitación de peso y tamaño para transporte	
Limitación del perfil local en el equipo y los edificios	
Límites de ruido audible	
Requisitos estéticos	
Tratamiento arquitectónico	
Paisajismo	

Nota. Tomado de: IEEE Stand 1030 (1987) Guide for Specification of High-Voltage Direct-Current Systems. Part 1 – Steady- State Performance.

#### **4.1.2 Potencia nominal, tensión y corriente.**

La potencia nominal, es la potencia activa que el sistema debería ser capaz de transmitir continuamente sin generar degradación del rendimiento en el rango de condiciones medioambientales especificadas, con todos los equipos en servicio, pero sin necesidad de utilizar componentes redundantes.

Dado que un sistema HVDC en general consta de tres secciones, es decir, las dos subestaciones HVDC y la línea de transmisión, cada una de las cuales produce pérdidas, debe

especificarse el punto de medición de la potencia nominal. Las pérdidas de la línea suelen basarse en parámetros definidos del conductor y en supuestos de temperatura uniforme del conductor a lo largo de la línea.

Para una corriente continua determinada, las pérdidas de la línea varían según las condiciones ambientales, que suelen ser no uniformes a lo largo de la línea. Por lo tanto, se suele especificar la potencia nominal en el bus de DC del rectificador, debe especificarse por polo, indicando el número de polos. Si la capacidad de transmisión requerida se define en algún otro lugar, es decir, en el bus de AC del extremo de envío, en el bus de AC del extremo de recepción o en algún lugar de la línea de DC, entonces se debe definir la tensión nominal de DC y elegir la corriente continua nominal a través de la optimización del diseño del sistema de HVDC.

La tensión nominal es el valor medio de la tensión directa requerida para transmitir la potencia nominal a la corriente continua nominal. Se mide entre el bus de alta tensión en el lado de la línea del reactor de DC y el bus de baja tensión en la subestación de HVDC, excluyendo la línea de electrodos de tierra. La tensión nominal se define a una tensión de sistema de AC nominal y un ángulo de disparo del convertidor nominal mientras funciona a corriente continua nominal.

Para los sistemas de transmisión HVDC de larga distancia, la tensión nominal debe ser especificado en el extremo de envío. Si la capacidad de tensión de la línea de transmisión es mayor que la tensión nominal, entonces esto debe ser declarado.

La corriente continua nominal es el valor medio de la corriente directa que el sistema debe ser capaz de transmitir continuamente para todas las condiciones ambientales especificadas y sin limitación de tiempo.

### ***4.1.3 La transferencia de energía mínima y estado de espera sin carga***

Con los convertidores HVDC, hay un límite mínimo inherente a la corriente continua de estado estacionario. Esto se debe al hecho de que, en algún nivel bajo, la corriente se vuelve discontinua y es el principal criterio para un límite mínimo de potencia.

Una especificación de HVDC debe incluir un nivel mínimo de corriente de DC. Un valor de corriente nominal es comúnmente usado ( $I_{on}$ ), aunque algunos sistemas han solicitado tan bajo como el 5%. Al determinar un criterio de corriente mínima, debe reconocerse que su selección puede tener un impacto importante en el costo del equipo de filtrado del lado de DC.

## **4.2 Confiabilidad de la línea (IEEE Stand 1030, 1987).**

Siendo la confiabilidad de una línea HVDC, la capacidad de transmitir potencia continuamente durante un tiempo definido, bajo condiciones ambientales y tomando en cuenta la probabilidad de contingencias, a continuación, se tratarán los términos propios y aplicables a la confiabilidad de un sistema HVDC, los tipos de interrupciones y métodos de cálculo.

### ***4.2.1 Potencia base ( $P_b$ ).***

El nivel de potencia se toma como capacidad base para los cálculos de disponibilidad.

#### **4.2.2 Apagón.**

Un apagón en un sistema HVDC es el evento que se produce cuando la capacidad de transmisión cae por debajo de la potencia base  $P_b$ . Esta reducción puede ser consecuencia de la desconexión de un equipo para reparación, defectos de componentes o partes de un equipo, errores humanos, desconexión causada actuación de las protecciones, entre otras. Un apagón puede ser:

Parcial: La capacidad de transmisión se reduce, pero no llega a cero.

Forzado: Interrupción que no puede ser aplazada y que excede un periodo determinado.

Programado: Interrupción necesaria para el mantenimiento, pruebas o mediciones que se planifica y puede ser aplazada.

#### **4.2.3 Indisponibilidad de energía (EU).**

Es la medida de la energía que no pudo ser transmitida debido a los apagones, es la suma de la indisponibilidad de energía forzada (FEU) y la indisponibilidad de energía programada (SEU).

En un sistema HVDC monopolar, una falla en la línea causa un colapso completo en la transmisión. En un sistema bipolar, en la mayoría de los casos, una falla en una línea ocasiona una disminución en el 50% de la capacidad. Sin embargo, los sistemas bipolares se diseñan para que cada uno de los polos pueda transmitir un porcentaje mayor al 50%, con el fin de agregar confiabilidad al sistema, en caso de falla.

$$EU = FEU + SEU [\%]$$

Para el cálculo de EU, indisponibilidad de energía, ver apéndice A.

#### ***4.2.4 Disponibilidad de energía (EA).***

Medida de energía que podría ser transmitida (Pérez Ross, s.f.).

$$EA = 100\% - EU [\%]$$

#### ***4.2.5 Número máximo permitido de cortes forzados.***

No todos los cortes forzados se cuentan para este cálculo, deben superar los valores límite de reducción de potencia por debajo del valor base y los tiempos de recuperación establecidos.

#### ***4.2.6 Probabilidad estadística de las interrupciones***

**Fallas de los componentes:** Además de la disponibilidad del sistema general, también puede considerarse la fiabilidad de algunos componentes individuales. Cada componente del sistema puede caracterizarse por su tasa de fallas. Es conveniente distinguir entre las fallas estadísticas (interrupciones aleatorias) y las fallas al final de la vida útil del componente (por ejemplo, las interrupciones de los diodos luminiscentes debido al envejecimiento). Para almacenar las piezas de repuesto, la buena práctica difiere entre estos dos tipos de fallas, ya que al final de la vida útil todos los componentes en cuestión deberían haber sido reemplazados.

**Fallas externas:** Debe indicarse el número esperado de fallas del sistema de AC, su probabilidad y su duración, que pueden influir negativamente en el comportamiento de un sistema

HVDC. La probabilidad de que se produzcan tales fallas debe considerarse cuando se indique el número permitido de fallas forzosas del sistema HVDC.

### 4.3 Coordinación de aislamiento (IEEE Std. 1243, 1997)

Hablar de aislamiento en la línea como elemento transportador de potencia, puntualmente hace referencia a la línea de fuga, siendo esta la longitud del perfil neto del dieléctrico o cadena de aisladores.

El diseño de la cadena de aisladores en una línea HVDC se ve influenciado por factores como la contaminación, las sobretensiones de conmutación y las sobretensiones de los rayos. El número de discos estándar (254 mm x 146 mm) utilizados en las típicas cadenas de aisladores para diversas tensiones del sistema se muestra en la Tabla 3. Para todas las tensiones, los rayos y los niveles de contaminación pueden ser parámetros de control. Para tensiones de línea superiores a 345 kV, el rendimiento de las sobretensiones de conmutación también puede ser un parámetro de control en la selección del aislante.

Tabla 3.

*Número discos estándar (254 mm x 146 mm), en dependencia del nivel de tensión.*

Tensión Línea-Línea [kV]	Estándar 146 [mm]
230	11-14
345	15-18
500	22-28
765	30-37

Nota. Tomado de: IEEE Std. 1243. (1997). Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines.

Actualmente, la mayoría de los aisladores están hechos de porcelana vidriada y se han utilizado con tensiones de línea de transmisión de hasta 765 kV. También se han utilizado aislantes de vidrio en una parte importante de las líneas de transmisión. Más recientemente, los aisladores no cerámicos se han vuelto cada vez más atractivos, ya que su relación resistencia / peso es significativamente más alta que la de la porcelana, lo que reduciría los costos de la torre.

#### **4.4 Coordinación de protecciones (IEEE Stand 1899, 2017)**

La protección de un sistema HVDC debe cumplir con los requisitos de protección AC en términos de velocidad, sensibilidad, selectividad y confiabilidad. La coordinación de protecciones se realiza dividiendo el sistema en zonas, para el caso de estudio de este documento solo se estudian las protecciones del cable o conductor de la línea.

Las siguientes fallas dentro de la zona de protección de línea de DC deben ser detectadas por la protección de DC:

- Fallas a tierra o neutro, también con alta resistencia a fallas.
- Falla de circuito abierto.
- Contacto con otro poste de línea de DC o una línea de transmisión de AC (si corresponde).

Deben proporcionarse las siguientes funciones de protección:

- Función de detección muy rápida de fallas a tierra de baja resistencia.
- Protección de falla a tierra de alta resistencia basada en protección diferencial de línea de DC u otros principios.
- Protección de circuito de DC abierto (dedicado o incluido en otra función como protección de tensiones anormales del lado de DC).

Las funciones de localización de fallas de línea (en el cable) deben proporcionarse en el caso de líneas aéreas y, si es necesario, mediante protección de DC u otro equipo auxiliar dentro de la zona de protección de línea.

La norma recomienda el uso de un localizador de fallas de línea de DC que está diseñado para detectar fallas de línea de DC temporales o permanentes y localizar la falla.

El localizador de fallas de línea de DC configurado como equipo digital independiente o integrado en otro equipo funcional, puede detectar y localizar continuamente la falla a tierra metálica y la falla de cortocircuito línea a línea en cualquier punto de la línea de DC.

#### 4.5 Distancias de seguridad (Ministerio de Minas y Energía, 2013)

En el reglamento nacional RETIE se encuentra una nota indicando que el ancho de la zona de servidumbre de líneas de transmisión para sistemas HVDC debe tomar como referencia el estándar de AC y reducirlo en un 10%, obteniendo la siguiente tabla:

Tabla 4.

*Distancias de seguridad en servidumbre para líneas HVDC.*

Tipo de estructura	Tensión [kV]	Ancho Mínimo [m]
Torres / Postes	500 (2 circuitos)	58,5
	500 (1 circuito)	54,0
Torres / Postes	400 (2 circuitos)	49,5
	400 (1 circuito)	45,0
Torres	220/230 (2 circuitos)	28,8
	220/230 (1 circuito)	27,0

Tipo de estructura	Tensión [kV]	Ancho Mínimo [m]
Postes	220/230 (2 circuitos)	27,0
	220/230 (1 circuito)	25,2

#### 4.6 Establecer los parámetros de la línea (IEEE Stand 1030, 1987)

Debe darse la longitud total de la línea, incluyendo los detalles relativos a cualquier sección de la cabeza y del cable. Es necesario dar detalles de todas las comunicaciones y cruces paralelos a las líneas eléctricas para poder evaluar las posibles interacciones e interferencias.

En el caso de las líneas bipolares y multipolares, se necesita información sobre los espacios entre los polos a lo largo de todo el recorrido.

##### 4.6.1 Parámetros eléctricos

Los siguientes datos deben ser proporcionados por diseñador del sistema HVDC:

**Resistencia:** Valores máximos de secuencia positiva y cero a carga mínima, a plena carga y sobrecarga máxima con la debida consideración de las condiciones ambientales (temperatura, radiación y velocidad del viento) que prevalecen durante las condiciones de carga consideradas y las curvas de dependencia de la frecuencia hasta 100 kHz para plena carga.

**Capacitancia:** los valores de capacitancia de secuencia positiva y cero,  $C$ , y  $C_0$ , la curva de dependencia de frecuencia hasta 100 kHz para estos.

**Inductancia:** Inductancia de secuencia positiva y cero,  $L$  y  $L_0$ , curva de dependencia de frecuencia hasta 100 kHz para estos.

Cuando la información anterior no está disponible, como dato alternativo se podrían dar los datos necesarios para permitir su cálculo. Como:

- Tamaño, tipo y geometría del conductor (incluyendo el cable de blindaje).
- Contornos de la torre, espaciamiento y perfiles de caída.
- La resistividad del suelo a lo largo de la ruta.
- Resistencias de los pies de la torre.
- Cuando se va a utilizar un portador, los gradientes máximos de la superficie del conductor en el peor de los casos para permitir el cálculo de los efectos de la corona.
- El nivel de aislamiento de los impulsos críticos.

Como tercera alternativa, en lugar de componentes de secuencia, la información podrá proporcionarse en forma de impedancias propias y mutuas entre los conductores y la tierra.

#### **4.7 Estudio de apantallamiento (IEEE Std. 1243, 1997) (Salazar Flores, s.f.) (IEEE Std. 1410, 2010 )**

El objetivo principal en la selección de la ubicación del cable guarda es proporcionar un medio para interceptar el rayo y reducir la tasa de fallas de blindaje a un nivel aceptable, notando que una tasa de falla de blindaje de cero es prácticamente imposible.

En este ítem se tratan los cálculos de los parámetros necesarios para el diseño del apantallamiento en un sistema HVDC.

#### **4.7.1 Tensión crítica de flameo (CFO)( $V_{50\%}$ )**

La caída de un rayo sobre un hilo de guarda, fase o torre produce una elevación de tensión en las mismas a causa de la resistencia no nula de la toma de tierra de las estructuras (IEEE Std. 1410, 2010 ). Si la magnitud de la tensión es lo suficientemente baja, el aislador no presenta un cebado inverso, pero si la magnitud de tensión de impulso aumenta gradualmente, existe un nivel de tensión en que los aisladores flamean el 50% ( $V_{50\%}$ ) de las pruebas esta tensión es conocida como tensión crítica de flameo (CFO).

La expresión matemática que describe la tensión crítica de flameo ( $V_{50\%}$ ), se presenta en el apéndice B.

Nota: Todos los cálculos en AC aplican para DC. (IEEE Std. 1243, 1997).

#### **4.7.2 Corriente crítica de arqueo del rayo.**

Para que exista una salida de operación de la línea de transmisión, la corriente de la descarga atmosférica (rayo), debe ser superior a la que produce la ruptura dieléctrica del aislamiento o cebado inverso (flameo) del arreglo apoyo – conductor. Es decir que solo los rayos de intensidad superior a un cierto valor crítico ( $I_c$ ) darán lugar a un flameo si caen sobre el conductor de fase. Esta corriente es calculada por la expresión (IEEE Std. 1410, 2010 ):

$$I_c = \frac{2 * V_{co} \%}{Z_c} [kA]$$

$$V_{co} \% = V_{50\%} - 2,5\sigma_c = 0,9 * V_{50\%}$$

En las ecuaciones:

$I_c$  = Corriente crítica de rayo que produce flameo (kA).

$V_{50\%}$  = Tensión crítica de flameo (CFO) (kV).

$\sigma_c$  = Desviación estándar respecto a  $V_{50\%}$  con valor 0,03 para impulso por apoyo.

$Z_c$  = Impedancia del conductor ante el frente de onda atmosférico. Para su cálculo ver apéndice C.

#### ***4.7.3 Cálculo del ángulo de apantallamiento***

El ángulo de apantallamiento está definido como el formado entre la recta del hilo de guarda y tierra con la recta entre el hilo de guarda y el conductor de fase, el cual puede ser positivo o negativo dependiendo de la disposición de los elementos antes mencionados y del nivel de seguridad de la red eléctrica, se establece que el ángulo de apantallamiento debe ser máximo de 30° para líneas de transmisión. Después de extensas investigaciones teóricas, de campo y de laboratorio, se llegó a un acuerdo general de que los 30° en el ángulo de apantallamiento debe reducirse a medida que aumenta la altura de las estructuras de la línea de transmisión (IEEE Std. 1243, 1997).

Figura 8.

*Angulo de apantallamiento.*



Nota. Tomado de: IEEE Std. 1243 (1997) Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines

#### **4.7.4 Modelo electrogeométrico**

El modelo electrogeométrico se basa en parámetros geométricos para disposición de los conductores de guarda y las fases a fin de poder determinar la ventana de atracción del rayo (ventana de falla), que es el área desprotegida que queda entre la distancia que puede atraer descargas atmosféricas (rayos) el hilo de guarda y la distancia que puede atraer descargas atmosféricas (rayos) la tierra. Véase en Apéndice D.

#### **4.8 Estudio de flujo de cargas (Damian Calderon, s.f.).**

El estudio de flujo de cargas para un sistema HVDC, trata de la incorporación de un enlace HVDC entre dos nodos de un sistema convencional HVAC, lo que trae consigo la necesidad de estudiar las entradas y salidas de las transiciones AC-DC y DC-AC. Para tal fin se sugiere la aplicación de los siguientes métodos:

#### ***4.8.1 Método Simultáneo***

Este método combina de manera simultánea las variables de estado correspondientes a los sistemas de AC y DC en un mismo marco de referencia, de esta manera, las ecuaciones del modelo del sistema de DC se tienen que considerar al construir la matriz jacobiana del sistema completo de AC-DC. La solución numérica de las ecuaciones del sistema de AC y DC se realiza de manera unificada mediante una técnica iterativa de Newton-Raphson.

#### ***4.8.2 Método de eliminación de variables***

El principio básico de la solución de este método consiste en eliminar todas las variables de DC y derivar las expresiones para la potencia real y reactiva consumida en los nodos de AC en las terminales del convertidor. Como las variables de DC se representan en términos de las de AC, se realizan ligeras modificaciones a la matriz jacobiana de AC, sin embargo, el algoritmo de solución del sistema de AC se mantiene intacto, y se sigue resolviendo mediante el método de Newton-Raphson.

#### ***4.8.3 Método Secuencial.***

Este método modela los enlaces de DC en la solución de un estudio de flujos de potencia de AC como cargas de potencia compleja, en los nodos donde se encuentran los convertidores. Su característica principal es que no necesita modificar la matriz jacobiana de AC, ya que los sistemas de DC y AC son resueltos de forma independiente. Finalmente, en este proceso el sistema de AC se comporta como una fuente de tensión que alimenta al sistema de DC.

La manera de solucionar el sistema completo AC-DC, se basa en realizar una iteración del sistema de AC y después hacer converger completamente el sistema de DC; este proceso se realiza de manera iterativa hasta que converjan ambos sistemas. Este método de solución es el que emplean el programa de simulación (PSS/E) y la herramienta de solución a los Estudio de flujos de carga en sistemas eléctricos de potencia con enlaces HVDC sistemas AC-DC (PST) que se utilizan para comparar los resultados obtenidos. Ver apéndice E. Diagrama de flujo para el método secuencial, que muestra los pasos a seguir en la solución.

El modelo de DC está compuesto por una serie de ecuaciones que describen el comportamiento de los enlaces HVDC. Estas ecuaciones están en función de las variables de DC y la tensión nodal de AC, esto es:

$$R = f(V_{ca}, x)$$

Donde:

R =representa las ecuaciones de los convertidores del enlace HVDC.

V<sub>ca</sub> =es el vector de magnitudes de tensión en los nodos terminales del enlace HVDC.

x =es el vector que contiene variables de estado del enlace HVDC.

#### **4.9 Estudio de pérdidas de energía (Terrones Ranz, s.f.).**

Los cálculos de pérdidas de energía en los conductores propios de un sistema HVDC, tienen como carácter fundamental las pérdidas por efecto Joule, donde se hace necesario el conocer

la resistencia del conductor. En corriente continua se tiene la facilidad de que no existe efecto Skin entonces solo será necesario hallar la resistencia del conductor en función de la temperatura de trabajo.

La resistencia eléctrica en ohmios para un conductor de longitud  $l$  en metros y una sección  $s$  en  $\text{cm}^2$  es:

$$R_{DC} = \frac{\rho * l}{s} \quad [\Omega]$$

Se puede expresar por unidad de longitud como:

$$R'_{DC} = \frac{\rho}{s} \quad [\Omega/\text{m}]$$

$\rho$ : resistividad ( $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ )

$$\rho_{cu} = 0,017 \text{ } [\Omega * \text{mm}^2 / \text{m}] \text{ a } 20^\circ \text{ C}$$

$$\rho_{al} = 0,282 \text{ } [\Omega * \text{mm}^2 / \text{m}] \text{ a } 20^\circ \text{ C}$$

Para conocer  $R'_{DC_\theta}$  [ $\Omega/\text{km}$ ] a una determinada temperatura  $\Theta$ :

$$R'_{DC_\theta} = R'_{DC_{20^\circ\text{C}}} * (1 + \alpha(\theta) - 20) \quad \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right]$$

$$\alpha_{cu} = 0,003929^\circ \text{ C}^{-1}$$

$$\alpha_{al} = 0,004032^\circ \text{ C}^{-1}$$

Las pérdidas en vatios por efecto Joule en corriente continua y por kilómetro en un conductor se pueden definir como:

$$P_{DC} = 2 * (I_{DC})^2 * R'_{DC_{\theta}} [W]$$

#### **4.10 Evaluar el efecto corona y gradientes superficiales. (Sarma & Janischewskyj, s.f.)**

El efecto corona en las líneas de transmisión HVDC se ve influenciado por múltiples factores, que determinan el inicio de la corona y sus pérdidas, en dependencia del modo de operación de la línea.

##### ***4.10.1 Monopolar***

**Monopolar con único conductor:** Para un sistema monopolar con un único conductor, los parámetros de la línea como el radio del conductor  $r$  (cm), la altura  $H$  (m) desde el piso, son determinantes en el inicio de la corona y sus pérdidas. Las irregularidades en la superficie del conductor reducen la tensión a la que se produce el inicio de la corona, y se puede incluir en el cálculo de las pérdidas mediante la elección de un factor de irregularidad superficial apropiado,  $m=0,7$  para todos los cálculos.

### **Monopolar con varios conductores.**

Mientras los parámetros anteriormente estudiados permanecen constantes, el aumento de número de conductores en el haz, reducen las pérdidas corona, interferencias de radio y aumenta la capacidad de transmisión de potencia.

Primero, el uso de un mayor número de conductores en el haz reduce el gradiente mínimo de la superficie del conductor y aumenta así la tensión de inicio de la corona. En segundo lugar, el patrón de campo se cambia por el aumento del número de subconductores, que tiene el efecto de reducir las densidades de corriente corona tanto en el plano de tierra, así como en superficies conductoras, y en consecuencia también de disminuir la corriente corona total.

### **Homopolar**

Una línea de transmisión de corriente continua homopolar consta de dos conductores que tienen la misma polaridad suspendidos de la misma torre. Cada uno de los conductores está conectado a su propio conjunto de convertidores, y el suelo forma la ruta de retorno de la corriente; los conductores pueden considerarse como una línea de transmisión independiente, de modo que todavía puede transportar la mitad de la potencia total en caso de falla en el otro circuito.

La configuración es similar a la de una línea monopolar con un haz de dos conductores. La única diferencia es que la distancia entre los dos conductores es mucho mayor en este caso. Esta distancia entre conductores afecta la tensión de inicio de la corona y el valor total de las pérdidas. Al aumentar la distancia de separación entre conductores se reduce el valor de tensión de inicio de la corona, en consecuencia, aumentan las pérdidas totales.

### **Afectación del cable de guarda a las pérdidas corona**

La presencia de un cable de guarda, cable de tierra o apantallamiento, puede dar lugar a afectaciones, con el aumento de campo eléctrico en la superficie del conductor y, por lo tanto, reduce la altura efectiva del conductor sobre el suelo, lo que conduce a un aumento en las pérdidas corona.

El peor de los casos se da cuando la presencia del cable de guarda afecta la corona, al punto que el sistema monopolar se convierte en bipolar, esto en dependencia de su altura y del radio del conductor. Este punto se conoce como tensión de transición.

Un aumento en el tamaño del cable de tierra no cambia significativamente la proporción de las pérdidas de la corona con respecto al cable de tierra. Su influencia más importante, es aumentar la tensión de transición.

Un aumento en la altura del cable de guarda da lugar a una disminución significativa de la proporción de la corriente corona que termina en el cable de tierra. También disminuye las pérdidas totales de la corona y aumenta la tensión de transición.

#### ***4.10.2 Bipolar***

En las líneas bipolares, el efecto corona se da simultaneo en los dos polos, positivo y negativo, con la emisión de iones desde cada conductor y con su misma polaridad, lo que se traduce en la neutralización espacial entre los dos conductores de la línea. De igual manera al caso monopolar, las afectaciones en el efecto corona de las líneas bipolares dependen de parámetros de la línea misma, como lo son el radio de los conductores  $r$  (cm), la altura desde el suelo  $H$  (m), la

distancia entre conductores  $D$  (m) y el factor de irregularidad superficial  $m=0,7$  para todos los cálculos.

La corriente de la corona de una línea bipolar práctica en realidad consta de dos componentes, a saber, la corriente bipolar entre los conductores de polaridad opuesta y la corriente unipolar entre cada conductor y la tierra. La relación de estos dos componentes depende de los valores relativos de la altura del conductor y el espaciamiento de los polos, distancia entre subconductores en dependencia del caso de estudio.

Nota: El apéndice B contiene las figuras donde se evidencia la afectación de cada parámetro de la línea en dependencia del modo de operación.

#### **4.11 Evaluar las sobretensiones por ondas tipo rayo y tipo maniobra (Volker Hinrichsen High-Voltage Laboratories Technische, s.f.).**

En un escenario de sobretensión en una línea de transmisión, consecuencia de una descarga atmosférica o de una maniobra en el sistema, se busca blindar los elementos constitutivos de la línea a través de descargadores de sobretensión (DPS), que tienen como fin convertir esos valores elevados de tensión a valores admitidos por los elementos del sistema, protegiéndolo de daños.

Los DPS se encuentran ubicados en las estaciones convertidoras, así cuando ocurre una descarga atmosférica, el cable de guarda que se encuentra a lo largo de la línea, y el sistema de puesta a tierra de cada torre son los encargados de drenar la sobretensión, sin embargo, en casos de fallas estas sobretensiones lograrían desplazarse hasta las estaciones convertidoras, donde los DPS allí instalados y controlados, harían dicho trabajo, de igual manera en un caso de sobretensión

por maniobra. El estudio evaluativo de las sobretensiones en un sistema HVDC, debe estar integrado al diseño completo de la línea HVDC como sistema, no de la línea como conductor transportador de potencia, en obediencia en este documento no se hace énfasis en dicho estudio, ya que no se trata el tema de las estaciones convertidoras, componentes y control.

#### **4.12 Evaluar los niveles de campos electromagnéticos en la zona de servidumbre (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2019).**

“LÍNEAS DE TRANSMISIÓN HVDC. Evaluación de sistemas de transmisión HVDC se recomienda realizar con el Reporte Técnico IEC TR 62681, que proporciona guías sobre problemas del entorno electromagnético de líneas HVDC. Se incluyen campos eléctricos, corriente iónica, radio interferencia y ruido audible.” (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2019) - La Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, en su TALLER ACTUALIZACIÓN CODIGO DE REDES del 23 de octubre de 2019.

Nota. El Reporte Técnico recomendado por la CREG, permite la resolución de los ítems 4.12, 4.13 y 4.14, este no es de fácil acceso, por tanto, la información aquí consignada esta basada en otros documentos que brindan contenido confiable.

##### ***4.12.1 Campo Magnético***

El campo magnético no tiene mayores efectos en este tipo de instalaciones, al tratarse de líneas de transmisión de corriente continua este fenómeno casi no se presenta, al ser un campo estático. Esto significa que no se inducirá corriente en algún objeto cercano, disminuyendo

drásticamente el riesgo de electrocución por inducción de corriente en objetos que no deben estar energizados (Cabezas Campos, s.f.).

La densidad de flujo magnético producido por líneas de alta tensión HVDC es del orden de  $20 \mu T$ , esta es una cantidad baja si se contrasta con la densidad de flujo magnético de la tierra, que varía entre  $30 \mu T$  y  $70 \mu T$ , según la localidad geográfica. (Concha Vielma, s.f.).

Para verificar esto, se calcula el campo magnético  $B$  mediante la Ley de Ampere, de acuerdo con la siguiente ecuación (Cabezas Campos, s.f.).

$$B = \frac{\mu_0 I}{2\pi r} [T]$$

Donde  $\mu_0$  es la permeabilidad magnética del aire,  $I$  es la corriente que circula por cada circuito de la línea, y  $r$  representa la distancia radial desde el conductor más cercano al punto donde se desea el cálculo.

Aun cuando se ha demostrado por medio de investigaciones, la no afectación de los campos magnéticos, en parámetros de comportamiento o fisiológicos, la comisión internacional de protección de radiación no ionizante-ICNIRP establece los límites de exposición mostrados en la tabla 5:

Tabla 5.

*Valores límites de exposición a campos magnéticos estáticos.*

Características de exposición	Densidad de flujo magnético
Público Laboral	
Día completo de trabajo	200 [ $mT$ ]

Características de exposición	Densidad de flujo magnético
Valor máximo	2 [T]
Extremidades	5 [T]
Público General	
Exposición continua	40 [mT]

Nota. Tomado de: Concha Vielma, G. A. (s.f.). Interacción de campos electromagnéticos de extra baja frecuencia con el cuerpo humano. Mediciones de campo magnético en instalaciones de media tensión. Universidad de Chile.

#### 4.12.2 Campo Eléctrico

El campo eléctrico producido por una línea de transmisión HVDC, corresponde a la combinación del campo electrostático producido por la tensión de la línea con el campo eléctrico producido por el espacio cargado debido al efecto corona de la línea. No existe un consenso entre las instituciones que estudian estos fenómenos, debido a que el campo eléctrico bajo las líneas HVDC no es lo suficientemente significativo ni peligroso como para requerir niveles de exposición segura. Sin embargo, en el caso de que se requiera trabajadores en cercanías de la línea, se han establecido unos límites en las magnitudes de los tiempos de exposición, campo eléctrico (E) y densidad de corriente iónica (J), como se evidencia en la tabla 6. (Concha Vielma, s.f.)

Tabla 6.

*Valores límites de exposición a campos eléctricos.*

Tipo de exposición	Intensidad de campo eléctrico	Densidad de corriente iónica J
	E [kV/m]	[nA/m <sup>2</sup> ]
Exposición ocupacional de un día de trabajo de 8 horas.	15	20

#### **4.13 Evaluar los niveles de radiointerferencia (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2019).**

La radio interferencia (RI) corresponde a cualquier perturbación indeseada dentro de la banda de radio frecuencia. En las líneas de transmisión prestan principal cuidado las interferencias en la banda de transmisión de radio difusión en amplitud modulada AM (535-1605 kHz). Las interferencias en la banda FM (entre 87 y 108 MHz) son de poca magnitud, siendo generalmente despreciadas (Hill & & otros, 1977) (Ortiz N. & Aranda B., s.f.) . Sin embargo, también podría verse afectado cualquier sistema de comunicación entre las bandas AM y FM.

Las líneas HVDC en teoría podrían generar interferencias de televisión, pero las mediciones han mostrado una magnitud tan baja, que no concibe mayor preocupación. En conclusión, las líneas HVDC no son fuente de interferencias de televisión (Hill & & otros, 1977) (Ortiz N. & Aranda B., s.f.).

Los estudios demuestran que la lluvia disminuye los niveles de radio interferencia de una línea HVDC. Los resultados de un estudio de IREQ sugieren que el RI durante condiciones de lluvia promedio es 3 dB menos que las condiciones de buen tiempo promedio y 6 dB menos en condiciones de lluvia intensa.

Se enuncia una fórmula empírica para el cálculo de RI en líneas bipolares y a buen tiempo, basado en datos experimentales. (Singh, Britten, Stephen, & Muftic, 2005) (Maruvada, 2000)

$$RI = 51,7 + 86 \log\left(\frac{E_{m\acute{a}x}}{25,6}\right) + 40 \log\left(\frac{d}{4,62}\right) [dB]$$

RI: Radio interferencia (dB)

$E_{m\acute{a}x}$ : Es el gradiente máximo del haz de conductores del polo positivo (kV/m)

d: Es el radio del conductor (cm)

#### 4.14 Nivel de ruido audible (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2019).

En una línea bipolar de HVDC, la principal fuente de ruido audible (RA) es el polo positivo. La contribución del polo negativo al RA de la línea es mínima, por lo que es despreciada. Este hecho se debe principalmente a que las descargas corona positivas generan pulsos de mayor amplitud (Ortiz N. & Aranda B., s.f.).

En general, los métodos para predecir el RA de las líneas de DC son similares a los que existen para AC. Con la excepción, de que sólo los polos positivos se consideran como fuente de RA, al contrario de los sistemas AC donde son consideradas todas las fases de la línea. (Ortiz N. & Aranda B., s.f.)

El valor  $L_{50}$  de RA (50% de probabilidad de ser excedido) es calculado en buen tiempo. Así (Singh, Britten, Stephen, & Muftic, 2005):

$$RA = RA_0 + 86 \log(E_{ave}) + k \log(n) + 40 \log(d) - 11,4 \log(R) \text{ [dB]}$$

$E_{ave}$ : Es el gradiente de haz máximo promedio (kV/cm)

n: Es el número de subconductores.

d: Es el diámetro de los subconductores (cm)

R: Es la distancia radial desde el conductor positivo hasta el punto de observación [m] (generalmente es el límite de servidumbre).

$$k = 25,6 \text{ para } n > 2$$

$$k = 0 \text{ para } n = 1,2$$

$$RA_0 = -100,62 \text{ para } n > 2$$

$$RA_0 = -93,4 \text{ para } n = 1,2$$

#### **4.15 Puesta a tierra (Van Hertem, Leterme, Tielens, & De Boeck, 2014).**

El sistema de puesta a tierra es un mecanismo de seguridad, que pretende drenar corrientes no deseadas en el sistema debidas a un evento fortuito. El diseño a profundidad se realiza para las estaciones convertidoras, este documento tiene como fin el diseño de la línea como componente transportador de potencia del sistema HVDC, por consiguiente, no se aborda el diseño de puestas a tierra en dichas estaciones.

En caso de una descarga atmosférica en la línea, el sistema de apantallamiento que se encuentra en la parte superior de las estructuras y que involucra el cable de guarda a lo largo de la línea, se encargaría de drenar la sobrecorriente generada, aislando el sistema, en consecuencia, debe garantizarse la presencia de un electrodo a tierra en cada estructura, bien sea de cobre o titanio y en dependencia del tipo de suelo según el nivel corrosivo de cada material, que aterrice sólidamente la estructura según su correspondencia y su sistema de apantallamiento.

#### **4.16 Conductor económico (Singh, Britten, Stephen, & Muftic, 2005).**

El conductor es un componente importante de una línea de transmisión aérea ya que sus costos pueden representar el 40% del costo total de la línea. En consecuencia, es importante la selección del conductor apropiado para cumplir con los requisitos de carga actuales y futuras; para tal fin, este ítem se enfoca en el costo del ciclo de vida del conductor, la caída de tensión y los efectos corona.

La regla de Kelvin enuncia: “El área más económica del conductor es aquella en la que el costo anual de energía desperdiciada es igual al interés de la porción del desembolso de capital que puede considerarse proporcional al peso del conductor”.

Con el uso de la regla de Kelvin, se pretende optimizar el conductor, minimizando el costo total de ciclo de vida (LCC), que es la suma del costo de inversión de capital inicial (CIC) y el costo total de operación (TCO).

$$LCC = CIC + TCO$$

Los dos componentes dependen del área transversal del conductor A, la optimización del área transversal del conductor se determina minimizando el costo de LCC.

Para el cálculo de pérdidas, la caída de tensión en el sistema no debe sobrepasar el 10 % de su tensión de operación, ya que esto desencadenaría pérdidas no deseadas. Deben ser tenidos en cuenta los cálculos de pérdidas por efecto corona en los conductores, y con esto el nivel de ruido audible y de radio interferencia ya que son su consecuencia.

#### 4.17 Cálculo de pérdidas por efecto corona (Terrones Ranz, s.f.).

La causa es la aparición de un gradiente de campo eléctrico de un valor determinado, al número de conductores por haz y número de polos.

Para calcular estas pérdidas en corriente continua no es posible emplear la fórmula de Peek, como se acostumbra, ya que esta depende de la frecuencia. En este caso se emplea las ecuaciones de E. Uhlmann (Power Transmission by Direct Current; Springer Verlag 1975).

Primero se debe establecer el valor del gradiente campo eléctrico en la superficie del conductor:

$$E = \frac{\frac{V_d}{r}}{\ln \frac{2H}{r} + (n-1) \ln \frac{2H}{s'} + v \frac{n}{2} \ln \left[ 1 + \left( \frac{2H}{D} \right)^2 \right]} \text{ [kV/cm]}$$

$V_d$  : Es la tensión de la línea de corriente continua (kV)

H: Es la altura promedio del conductor respecto a tierra (m)

D: Es la distancia entre polos (m)

r: Es el radio del conductor (cm)

n: Es el número de conductores por haz

s: Es la distancia entre conductores por haz (m)

$s'$ : Es s para el caso de dos conductores por haz y  $s' = s * 1,23$  para cuatro

$v = +1$  para líneas homopolares.

$v = 0$  Para líneas monopolares.

$v = -1$  Para líneas bipolares.

$v = 0,5$  Para líneas con un polo por tierra

El valor del gradiente campo eléctrico máximo en la superficie del conductor para el haz de conductores es:

$$E_{m\acute{a}x} = E \left[ 1 + (n - 1) \frac{r}{R} \right] [kV/cm]$$

$R = 0,5 * s$  Para  $n=4$

$R = 0,5 * s$  Para  $n=2$

El valor de referencia para comparar el gradiente de campo máximo se suele establecer en 22 kV/cm.

La corriente que emana desde los conductores se establece mediante:

$$I_c = m * n * 2^{0,25*(E_{m\acute{a}x}-22)} * 10^{-3} \left[ \frac{A}{km} \right]$$

Donde  $m = 0,15; 0,25; 0,35$  en función del estado del conductor (cuanto más deteriorado más bajo será).

Las pérdidas por efecto corona en HVDC se definen como;

$$P_{corona} = \lambda * I_c * V_d$$

Siendo

$\lambda = +1$  para líneas homopolares.

$\lambda = 0$  Para líneas monopolares.

$\lambda = -1$  Para líneas bipolares.

$\lambda = 0,5$  Para líneas con un polo por tierra.

## 5. Guía normativa para el diseño de líneas de transmisión de alta tensión en corriente directa -HVDC

Figura 9. Normativa para el diseño de líneas de transmisión de alta tensión en corriente directa - HVDC



Esta guía normativa contiene los requerimientos mínimos para el diseño eléctrico de una línea de transmisión en Colombia, cada uno de ellos se relaciona con documentos que permiten su

resolución, con el respaldo de la norma de asociación IEEE, y una breve descripción su contenido, dando al usuario una idea de lo que encontrará al redirigirse a los documentos aquí referenciados.

**5.1 Normativa aplicable al diseño eléctrico de una línea de transmisión en corriente continua- HVDC en Colombia**

*Tabla 7.*

Guía normativa para el diseño de líneas de transmisión de alta tensión en corriente directa - HVDC

N°.	Requerimiento RETIE	Referencia	Aspectos Fundamentales
1	Comportamiento de la línea tanto en régimen permanente como en régimen transitorio.	(IEEE Stand 1030, 1987)	Contempla el conjunto de aspectos medioambientales, como altura sobre el nivel del mar, temperatura, densidad de rayos, entre otros, que hacen que las condiciones de transmisión del sistema HVDC varíen, así como su potencia, tensión y corriente nominal, sus valores permisibles de oscilación, incluido el estado de espera sin carga y transferencia mínima de energía, como puntos base para garantizar la continuidad de la señal.

N°.	Requerimiento RETIE	Referencia	Aspectos Fundamentales
2	Confiabilidad de la línea (número de salidas por 100 km/año).	(IEEE Stand 1030, 1987)	Presenta un listado de contingencias propias en un sistema de transmisión, máximo número de cortes permitidos y probabilidad estadística de las interrupciones, para posteriormente realizar el cálculo del índice de Disponibilidad de energía (EA), teniendo en cuenta la indisponibilidad de energía (EU), que se compone de la indisponibilidad de energía forzada (FEU) y la indisponibilidad de energía programada (SEU).
3	Coordinación de aislamiento.	(IEEE Std. 1243, 1997)	Comprende el número de discos estándar que integran la cadena de aisladores y los materiales con que se fabrican, en dependencia de los niveles de tensión y condiciones de contaminación.
4	Coordinación de protecciones.	(IEEE Stand 1899, 2017)	Basados en los requisitos indispensables de velocidad, sensibilidad, selectividad y

N°.	Requerimiento RETIE	Referencia	Aspectos Fundamentales
			<p>confiabilidad, el estándar plantea el uso de un localizador de fallas de línea en DC, que detecte fallas temporales o permanentes localizándolas a lo largo de la línea.</p>
5	Distancias de seguridad.	(Ministerio de Minas y Energía, 2013) – RETIE	<p>El reglamento nacional RETIE establece un porcentaje de reducción en distancias de seguridad en servidumbre, tomando como referencia las distancias en AC y en dependencia del nivel de tensión.</p>
6	Establecer los parámetros de la línea.	(IEEE Stand 1030, 1987)	<p>Indica los parámetros de la línea que deben ser proporcionados por el diseñador, resistencia, inductancia, capacitancia, longitud total de la línea, entre otros.</p>
7	Estudio de apantallamiento.	(IEEE Std. 1243, 1997) (Salazar Flores, s.f.) (IEEE Std. 1410, 2010 )	<p>En conjunto, contemplan los modelos y parámetros necesarios par el cálculo del conductor de guarda y sugiere el modelo electrogeométrico para determinar su disposición.</p>

N°.	Requerimiento RETIE	Referencia	Aspectos Fundamentales
8	Estudio de flujo de cargas.	(Damian Calderon, s.f.)	Propone tres métodos donde se incorpora el enlace HVDC entre dos nodos de un sistema convencional, dos de ellos basados en Newton-Rapshon.
9	Estudio de pérdidas de energía.	(Terrones Ranz, s.f.)	Proporciona el modelo para calcular las pérdidas por efecto Joule, en dependencia de la longitud del conductor y de la temperatura.
10	Evaluar el Efecto Corona y gradientes superficiales.	(Sarma & Janischewskyj, s.f.)	Trata la influencia de factores como la altura, el radio del conductor, el número de subconductores por haz, distancia entre subconductores del haz, distancia entre polos, irregularidades en la superficie del conductor y la altura del cable de guarda, en el inicio de la corona y el cálculo de las pérdidas totales, esto a su vez en dependencia del modo de operación de la línea.
11	Evaluar las sobretensiones por ondas tipo rayo y tipo maniobra.	(Volker Hinrichsen High-Voltage Laboratories Technische, s.f.)	Este artículo agrupa varias normas IEC, que tratan el tema de descargas atmosféricas y DPS, las cuales hacen parte del

N°.	Requerimiento RETIE	Referencia	Aspectos Fundamentales
			diseño de las estaciones convertidoras.
12	Evaluar los niveles de campos electromagnéticos en la zona de servidumbre.	(Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2019) (Cabezas Campos, s.f.) (Concha Vielma, s.f.)	La CREG sugiere la utilización del Reporte Técnico IEC TR 62681 para la resolución de este ítem. Los documentos adicionales, presentan los límites de exposición a los campos eléctricos y magnéticos, basados en investigaciones en cabeza de la ICNIRT.
13	Evaluar los niveles de radio-interferencia.	(Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2019) (Ortiz N. & Aranda B., s.f.) (Singh, Britten, Stephen, & Muftic, 2005)	La CREG sugiere la utilización del Reporte Técnico IEC TR 62681 para la resolución de este ítem. El documento adicional, propone un modelo empírico que permite el cálculo de Radio-interferencia.
14	Nivel de ruido audible.	(Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2019) (Ortiz N. & Aranda B., s.f.) (Singh, Britten, Stephen, & Muftic, 2005)	La CREG sugiere la utilización del Reporte Técnico IEC TR 62681 para la resolución de este ítem. Las referencias adicionales presentan los modelos de

N°.	Requerimiento RETIE	Referencia	Aspectos Fundamentales
			cálculo para el nivel de ruido audible.
15	Puesta a tierra	(Van Hertem, Leterme, Tielens, & De Boeck, 2014)	La puesta a tierra en la línea de transmisión consta de un electrodo que aterriza sólidamente las estructuras, sin embargo, esta referencia también proporciona información para diseño del sistema de puesta a tierra en las estaciones convertidoras.
16	Conductor económico.	(Singh, Britten, Stephen, & Muftic, 2005)	Propone y explica el método de Kelvin para el cálculo del conductor económico, basado en los costos de operación e inversión respecto al área transversal del conductor.
17	Cálculo de pérdidas por efecto corona	(Terrones Ranz, s.f.)	Contiene el modelo matemático para la determinación de la magnitud de las pérdidas por efecto corona en la línea de transmisión, partiendo del gradiente de campo eléctrico.

## 6. Conclusiones

Se extrajeron los requerimientos mínimos para el diseño de una línea de transmisión en Colombia, mediante la comprensión y estudio de estos, se elaboró un esquema comparativo entre los sistemas HVAC y HVDC, que vislumbran sus similitudes y diferencias, en aspectos técnicos y métodos de cálculos.

Se consultó la norma de asociación IEEE, con el fin de asociar estándares, artículos o documentos, debidamente verificados y respaldados por entidades que gozan de aceptación internacional, que permitan resolver los requerimientos extraídos del RETIE.

Se elaboró una guía normativa para el diseño de una línea de transmisión en HVDC, que contempla las referencias explícitas de estándares internacionales, normas de asociación y artículos que permiten la resolución de cada uno de los ítems del reglamento nacional RETIE. La guía redirecciona al usuario a la consulta de los documentos allí sugeridos, con una presentación sucinta de sus contenidos y aspectos generales.

### Referencias Bibliográficas

ABB. (2017). *Technical Application Papers No.24*.

Cabezas Campos, S. A. (s.f.). *Estimación de campos eléctricos y magnéticos en líneas aéreas en HVDC de cuatro polos*. Universidad de Chile.

Comision de Regulacion de Energia y Gas – CREG. (1995). *Resolución 025*.

Comision de Regulacion de Energia y Gas – CREG. (2000). *Resolución 098*.

Comision de Regulacion de Energia y Gas – CREG. (2012). *Resolución 093*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. (23 de octubre de 2019). *Taller actualización código de redes CREG*. Obtenido de [https://www.creg.gov.co/sites/default/files/23102019\\_taller\\_codigo\\_de\\_redes\\_consultor\\_0.pdf](https://www.creg.gov.co/sites/default/files/23102019_taller_codigo_de_redes_consultor_0.pdf)

Coria Cisneros, L. (2015). *Modedalo y Operación de Líneas de Transmisión*. Obtenido de <https://catedras.facet.unt.edu.ar/sep/wp-content/uploads/sites/20/2015/03/Por-Unidad-y-Flujo-de-Carga.pdf>

Damian Calderon, A. A. (s.f.). *Estudio de flujos de carga en sistemas electricos de potencia con enlaces HVDC*. Instituto Politecnico Nacional. Escuela Superior de Ingenieria Mecanica y Electrica Departamento de Ingenieria Electrica.

Direct Current, E. Uhlmann; Springer Verlag. (1975). *Power Transmission*.

Gómez, & M., C. (1985). *Curso de Líneas de Transmisión*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Hill, H., & & otros. (1977). *Transmission Line Reference Book HVDC to  $\pm 600$  kV*. *Electric Power Research Institute, EPRI*.

- Huamaní Infanzón, M. (2016). *Ensayo de impulso tipo rayo*. Obtenido de <http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/paper-impulso-miguel.pdf>
- Huamaní Infanzón, M. (2017). *Efecto Corona Sobre Líneas de Transmisión*. Obtenido de <http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/paper-efecto-corona.pdf>
- IEEE Stand 1030. (1987). *Guide for Specification of High-Voltage Direct-Current Systems. Part 1 – Steady- State Performance*.
- IEEE Stand 1899. (2017). *IEEE Guide for Establishing Basic Requirements for High-Voltage Direct-Current Transmission Protection and Control Equipment*.
- IEEE. (1969). Calculation of Corona Losses Beyond the Critical Gradient in Alternating Voltage. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol, PAS-89, No. 5, May*.
- IEEE. (1970). *Predetermination of Corona Losses Under Rain: Experimental Interpreting and Checking of a Method to Calculate Corona Losses.*, .
- IEEE. (1970). 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* .
- IEEE. (1979). 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*.
- IEEE. (1980). IEEE Transactions on Power Apparatus and System Vol PAS-99: . *Review of technical considerations on limits to interference from power lines and stations, 365-388*.
- IEEE Standards Coordinating Committee 28. (2002). *IEEE International Committee on Electromagnetic Safety on Non-Ionizing Radiation. IEEE Standard for Safety Levels with*

*Respect to Human Exposure to Electromagnetic Fields, 0–3 kHz – Standar C95.6.*

Obtenido de <http://standards.ieee.org/findstds/standard/C95.6-2002.html>

IEEE Std 399-1997. (1997). *IEEE Recomendad Practice for Industrial and Comercial Power Systems Analysis*. New York.

IEEE Std. 1243. (1997). *Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines*.

IEEE Std. 1410. (2010 ). *Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines*.

Kim, C. K. (2009). *HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems*, Singapore: John Wiley & Sons Pte Ltd, .

León, P. C. (s.f.). *Control Droop sobre una red HVDC Multiterminal*. Universidad Técnica Federico Santa María.

Lescalle, V. F. (2015). *Tecnología HVDC. Parte 1 de 2: Características y Beneficios Power Systems – HVDC, Santiago de Chile*. Obtenido de <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/novenas-jornadas-tecnicas-2015/ps/v%C3%ADctor-lescale-hcdc-parte-1.pdf?sfvrsn=2>

Liuchun, Z., Cuixia, Z., & Yu, Y. (s.f.). *Insulation coordination optimization study for  $\pm 660$ kv ehvdc project with increased transmission capacity*.

Maruvada, P. (2000). *Corona Performance of High Voltage Transmission Lines*. Baldoch, Hertfordshire, Research Studies Press Ltd.

Ministerio de Minas y Energía. (30 de Agosto de 2013). *Anexo general del RETIE Resolución 9 0708 con sus ajustes*. Obtenido de <https://www.asei-ingenieria.com/documents/retie.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. (30 de Agosto de 2013). *Anexo general del RETIE Resolución 9 0708 con sus ajustes*. Obtenido de <https://www.asei-ingenieria.com/documents/retie.pdf>

Moya Lizana, J. M. (s.f.). *Universidad de Chile Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Departamento de Ingeniería Eléctrica*. Santiago de Chile.

Norma Internacional IEC 60060-1. (s.f.).

Norma Internacional IEC 60071-5/2014. (s.f.).

Olivares Noguera, S. (s.f.). *Estudio de fenómenos transitorios en líneas HVDC*. Universidad de los Andes, Facultad de ingeniería, Departamento de ingeniería eléctrica y electrónica universidad de los Andes.

Organización Mundial de la Salud (OMS). (Marzo de 2006). *Campos electromagnéticos y salud pública - Campos eléctricos y magnéticos estáticos. Nota descriptiva N°299*. Obtenido de <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs299/es/index.html>

Ortiz N., L., & Aranda B., E. (s.f.). *Evaluación de los efectos electromagnéticos de la línea de  $\pm 500$  kv proyecto hidro aysén de Chile*. Universidad de Santiago de Chile.

Pérez Ross, F. (s.f.). *¿Cuál es la utilidad de un estudio de coordinación de protecciones eléctricas?*

Obtenido de [https://radthink.com.mx/cual-es-la-utilidad-de-un-estudio-de-coordinacion-de-protecciones-](https://radthink.com.mx/cual-es-la-utilidad-de-un-estudio-de-coordinacion-de-protecciones-electricas/#:~:text=Un%20estudio%20de%20coordinaci%C3%B3n%20de%20protecciones%20define%20el%20comportamiento%20de,las%20personas%20y%20los%20equipos)

[electricas/#:~:text=Un%20estudio%20de%20coordinaci%C3%B3n%20de%20protecciones%20define%20el%20comportamiento%20de,las%20personas%20y%20los%20equipos](https://radthink.com.mx/cual-es-la-utilidad-de-un-estudio-de-coordinacion-de-protecciones-electricas/#:~:text=Un%20estudio%20de%20coordinaci%C3%B3n%20de%20protecciones%20define%20el%20comportamiento%20de,las%20personas%20y%20los%20equipos)

.

Pérez Vega, C. (s.f.). *Capítulo 9 Líneas de Transmisión*. Obtenido de

[http://www.cartagena99.com/recursos/electronica/apuntes/CH9ST\\_Web.pdf](http://www.cartagena99.com/recursos/electronica/apuntes/CH9ST_Web.pdf)

Ras Oliva, E. (1975). *Teoría de líneas eléctricas de potencia, de comunicación, para transmisión en continua, Vol. I: Regímenes senoidales: Aplicaciones*. Barcelona: Universidad Politécnica. Barcelona: E.T.S. Ingenieros Industriales: Marcombo. .

República de Colombia. (s.f.). *XM*.

República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. (s.f.). *Unidad de Planeación Minero Energética. UPME*.

República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero-Energética,. (2013). *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2013-2027*.

Salamanca Gaviria, S. I. (Agosto de 2016). *Metodología para la elaboración y presentación de proyectos eléctricos de subestaciones tipo local. Universidad Distrital Francisco José de Caldas Facultad de Ingeniería*. Obtenido de <http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/4094/1/METODOLOG%20PARA%20LA%20ELABORACION%20Y%20PRESENTACION%20DE%20PROYECTOS%20EL%20CTRICOS%20DE%20SUBESTACIONES%20TIPO%20LOCAL.pdf>

Salazar Flores, P. F. (s.f.). *Diseño óptimo de apantallamiento de líneas de transmisión de alto voltaje y extra alto voltaje*.

Sarma, M. P., & Janischewskyj, W. (s.f.). *Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part I: Unipolar Lines*.

Sarma, M. P., & Janischewskyj, W. (s.f.). *Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part II - Bipolar Lines*.

Siemens. (s.f.). *High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange*. Obtenido de [www.siemens.com](http://www.siemens.com)

- Singh, A., Britten, A. C., Stephen, R., & Muftic, D. (2005). Optimised Conductor and Conductor Bundle Solutions for Long Distance HVDC Transmission. *Eskom Transmission, Inaugural IEEE PES. Conference and Exposition in Africa*.
- Solar Praxis. (1 de Febrero de 2012). *Efecto skin en conductores*. Obtenido de <http://solarpraxis.blogspot.cl/2012/02/efecto-skin-en-conductores.html>
- Tasipanta S., C. R. (2002). *Estudio e implementación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra de protección de la compañía "Helmerich and payne del RIG 132"*. Latacunga: Escuela Politécnica del Ejército. ESPE - Latacunga. Obtenido de <https://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/4403/1/T-ESPEL-0080.pdf>
- Terrones Ranz, J. A. (s.f.). *Transporte de energía eléctrica en corriente continua. Estudio Técnico-Económico de la tecnología HVDC*. . Universidad de Zaragoza .
- Van Hertem, D., Leterme, W., Tielens, P., & De Boeck, S. (2014). Overview of Grounding and Configuration Options for Meshed HVDC Grids. *IEEE transactions on power delivery*, vol. 29, no. 6.
- Velásquez Fuentes, J. E. (septiembre de 2005). *Estudio de radiación por campos electromagnéticos dentro del área de derecho de vía de las líneas de transmisión eléctrica en el departamento de Guatemala*. Universidad de San Carlos de Guatemala. Obtenido de [http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08\\_0548\\_EA.pdf](http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0548_EA.pdf)
- Velilla, E., Moreno, G., & Escobar, C. A. (s.f.). *Evaluación teórica de radio interferencia y ruido audible en líneas de transmisión* Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia, núm. 33, junio, pp. 21-28. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/430/43003302.pdf>

Volker Hinrichsen High-Voltage Laboratories Technische. (s.f.). *Overview of IEC Standards' recommendations for lightning protection of electrical high-voltage power systems using surge arresters.* . Universitat Dannstadt Dannstadt, Gennany.

Zhuang, C., Zeng, R., Li, Q., Liu, H., Yu, Z., & He, J. (2014). Improve the electrogeometric model by the analysis results of leader propagation model for transmission lines. . *2014 International Conference on Lightning Protection (ICLP)*, 2020–2023.

# Apéndice

**Apéndice A. Cálculo de indisponibilidad de energía-EU.****(IEEE Stand 1030, 1987)**

Cálculo de EU, indisponibilidad de energía.

$$EU = FEU + SEU [\%]$$

FEU: Indisponibilidad de energía forzada

$$FEU = \sum_{i=1}^m \left( \frac{Pr}{Pb} * \frac{OD}{PH} \right)_i * 100, [\%]$$

Pr= Reducción de la capacidad de transmisión del nivel de Pb debido a cortes forzados.

OD=Duración de la duración expresada en horas

n=Número de cortes forzados durante PH.

PH=Horas de periodo en un año 8760.

SEU: Indisponibilidad de energía programada.

$$SEU = \sum_{i=1}^m \left( \frac{Ps}{Pb} * \frac{OD}{PH} \right)_i * 100, [\%]$$

Ps= Reducción de la capacidad de transmisión del nivel de Pb debido a cortes programados.

m=Número de cortes programados durante PH.

### Apéndice B. Cálculo tensión crítica de flameo -CFO - $V_{50\%}$ .

(IEEE Std. 1410, 2010)

La expresión matemática que describe la tensión crítica de flameo ( $V_{50\%}$ ) y que relaciona el nivel básico de aislamiento (BIL) es la siguiente:

$$V_{50\%} = \frac{BIL}{0,961}$$

En la ecuación:

- BIL= Nivel básico de aislamiento de impulso.
- 0,961= viene de evaluar la ecuación del BIL para  $k=1,3$  para una tensión tolerada o soportada ( $V_w$ ) de 9% de probabilidad de falla y  $\sigma=0,03$  para impulso por rayo.

Para el diseño es necesario utilizar la tensión crítica de flameo corregida por altitud, presión, temperatura y humedad para lo cual se relaciona el  $V_{50\%}$  diseño con el factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura ( $\delta$ ).

$$\delta = \frac{3,93 * b}{273 + T^{\circ}C}$$

En la ecuación:

- $b$ = Presión barométrica (cmHg).
- $T^{\circ}C$ = Temperatura en grados Celsius.

Por lo tanto, la expresión de tensión ( $V_{50\%}$  diseño) corregida por los factores antes mencionados se presenta de la siguiente manera:

$$V_{50\%} = \frac{V_{50\% \text{ nominal}} * Kh}{\delta^n}$$

$$V_{50\%} = \frac{\frac{BIL}{0,961} * Kh}{\delta^n} [kV]$$

En las ecuaciones:

- $V_{50\%}$  diseño= Tensión crítica de flameo para diseño (kV).
- Kh= Factor de humedad atmosférica con valor igual a uno.
- n= Constante de rayo con valores de 0,8 a 1; la cual n=1 para impulsos por rayo.

### Apéndice C. Impedancia del conductor ante el frente de onda atmosférico.

(Salazar Flores, s.f.)

Para determinar  $Z_c$  se utiliza la expresión.

$$Z_c = 60 \cdot \ln((2Y_c)/r_e) \quad [\Omega]$$

En las ecuaciones:

$Y_c$  = altura promedio de pantalla de cables sobre el piso y se calcula según el tipo de terreno por el que pasa la red eléctrica.

$$Y_c = h - 2/3 f_c \quad \text{Para terreno plano.}$$

$$Y_c = h \quad \text{Para terreno ondulado.}$$

$$Y_c = 2 \cdot h \quad \text{Para terreno montañoso.}$$

En las ecuaciones:

$h$  = Altura de los conductores de fase en la torre (m).

$f_c$  = Flecha del conductor (m)

Un valor necesario para el cálculo es el radio equivalente del haz de conductores de fase o radio medio geométrico ( $r_e$ ).

$$r_e = R_h \cdot \sqrt[n]{n \cdot r_s / R_h} \quad [m]$$

En la ecuación:

$n$  = Número de subconductores de fase.

$r_s$  = Radio de un subconductor (m).

$R_h$  = Radio de haz de conductores de fase que se calcula con la expresión:

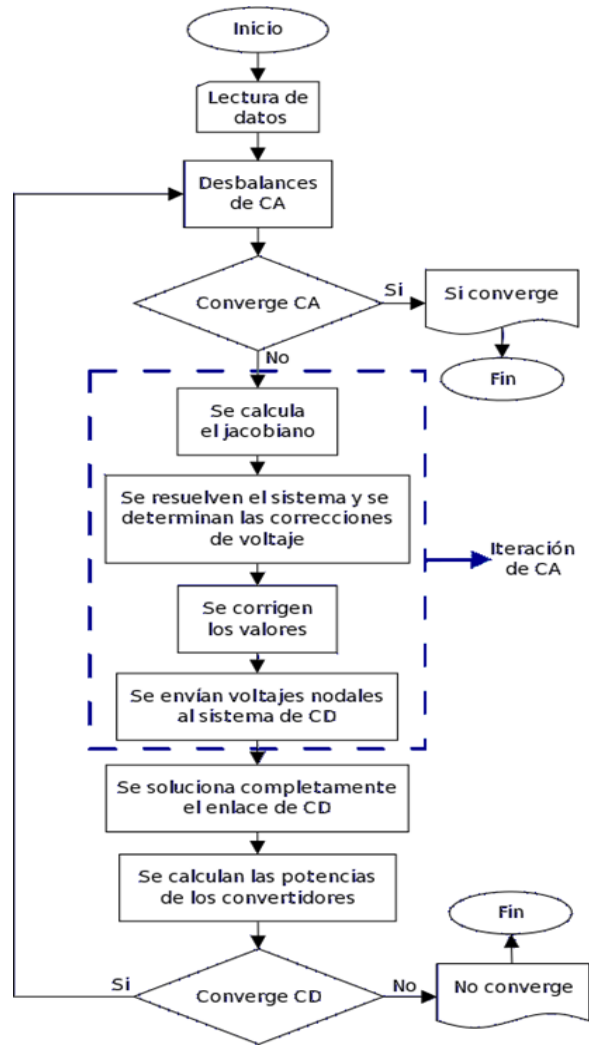
$$R_h = s / (2 \cdot \sin(\pi/n)) \quad [m]$$

En la ecuación:

s= Separación entre el haz de subconductores de fase (m).

**Apéndice E. Diagrama de flujo para el método secuencial, que muestra los pasos a seguir en la solución**

*Diagrama de flujo del método secuencial para estudio de flujos de carga*



Nota. Tomado de: Damian Calderon, A. A. (s.f.). Estudio de flujos de carga en sistemas eléctricos de potencia con enlaces HVDC. Instituto Politécnico Nacional.

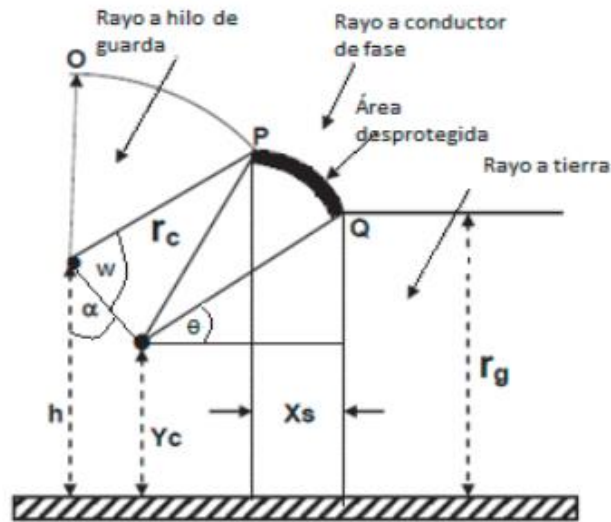
### Apéndices F. Apéndice A. Modelo Electrogeométrico

(IEEE Std. 1243, 1997)

El modelo electrogeométrico se basa en parámetros geométricos para disposición de los conductores de guarda y las fases a fin de poder determinar la ventana de atracción del rayo (ventana de falla), que es el área desprotegida que queda entre la distancia que puede atraer descargas atmosféricas (rayos) el hilo de guarda y la distancia que puede atraer descargas atmosféricas (rayos) la tierra. Todas las descargas atmosféricas (rayos) que incidan en esta área desprotegida serán atraídas por las fases (Falla del apantallamiento) y podrían provocar una salida de operación de la red eléctrica. Este modelo representa el concepto mediante distancias críticas de arqueo hacia tierra y hacia los conductores (IEEE Std. 1243, 1997).

Los gradientes de campo eléctrico alrededor de los conductores de guarda y de los de fase son mayores que los que presenta la tierra, dando como resultado que la distancia de arqueo a los conductores sean usualmente consideradas mayores que la distancia de arqueo a tierra ( $r_g$ ). Ahora dependiendo de la corriente que presente la descarga atmosférica (Rayo), este puede caer en una fase si está entre Q y P, en el hilo de guarda si está entre P y O o en su defecto en la tierra si no se encuentra en los tramos antes mencionados. Si todas las descargas fueran consideradas como verticales (en línea recta) la ventana de falla del apantallamiento estaría representada por Xs (IEEE Std. 1243, 1997).

**Modelo electrogeométrico.**



Nota. Tomado de: IEEE Std. 1243 (1997) Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines.

Según la norma IEEE std.1243 se establecen dos ecuaciones para el cálculo de estas distancias, que son las siguientes (IEEE Std. 1243, 1997):

$$rc = 10 * I^{0.65}$$

$$rg = (3,6 + 1,7 * \ln(43 - yc)) * I^{0.65} \quad \text{si } yc < 40\text{m}$$

$$rg = 5,5 * I^{0.65} \quad \text{si } yc \geq 40\text{m}$$

En las ecuaciones:

- rc = Distancia crítica (m).
- rg = Distancia crítica a tierra (m).
- yc = Altura promedio de pantalla de cables (m).
- I: Corriente crítica de arqueo (kA).

El desarrollo del modelo electromagnético propone las siguientes ecuaciones en relación con sus ángulos y a la distancia crítica, para calcular el área desprotegida de la siguiente manera (IEEE Std. 1243, 1997):

$$Xs = rc * (\cos\theta + \text{sen}(\text{sen}(\alpha - \omega)))$$

Para lo cual:

$$\theta = \arcsen\left(\frac{rg - yc}{rc}\right)$$

$$\omega = \arccos\left(\frac{dcg}{2 * rc}\right)$$

$$\alpha = \arctan\left(\frac{xc - xg}{h - yc}\right)$$

En las ecuaciones:

yc= Altura promedio de pantalla de cables (m).

dcg= Distancia entre el hilo de guarda y el conductor (m).

xc= Coordenada del conductor en el plano x (m).

xg= Coordenada del conductor en el plano Y (m).

h= Coordenada del hilo de guarda en el plano Y (m).

Xs= Área desprotegida (m).

## Apéndice G. Efecto corona en líneas HVDC

(Sarma & Janischewskyj, s.f.)

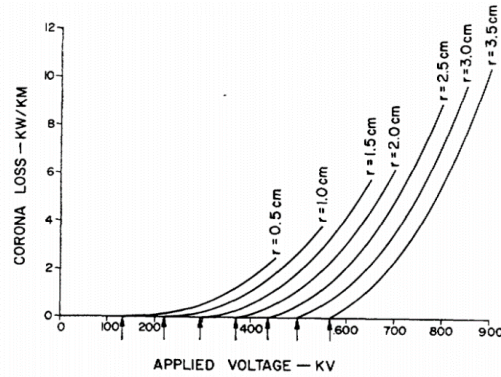
El efecto corona en las líneas de transmisión HVDC se ve influenciado por múltiples factores, que determinan el inicio de la corona y sus pérdidas, en dependencia del modo de operación de la línea.

### 4.10.1 Monopolar

**Monopolar con único conductor:** Para un sistema monopolar con un único conductor, los parámetros de la línea como el radio del conductor  $r$  (cm), la altura  $H$  (m) desde el piso y las irregularidades en la superficie del conductor  $m$ , son determinantes en el inicio de la corona y sus pérdidas.

El radio del conductor, con a una altura constante afecta la tensión de inicio de la corona directamente, como se evidencia en la figura 10.

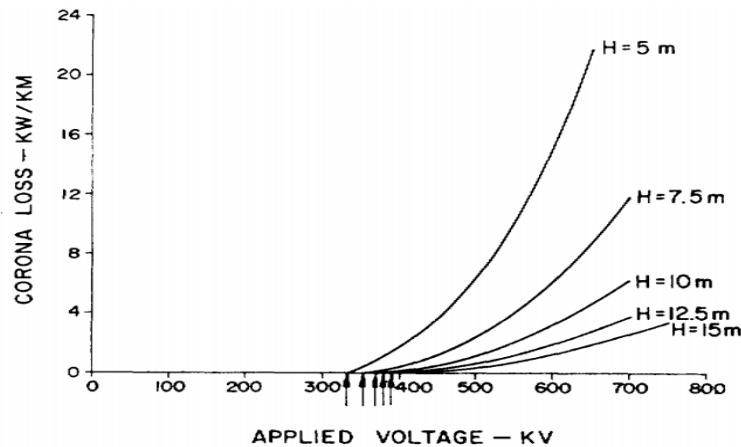
*Influencia del radio del conductor en el inicio de la corona.  $H = 10m$ .*



Nota. Tomado de: Sarma, Maruvada P.; Janischewskyj, Wasyl (s.f.) Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part I: Unipolar Lines.

La altura del conductor afecta directamente las pérdidas de la corona con una relación inversa, al aumentar H el efecto corona disminuye, para un radio de conductor constante, como se observa en la figura 11:

*Influencia de la altura del conductor al efecto corona en una línea HVDC.  $r = 2[cm]$*



Nota. Tomado de: Sarma, Maruvada P.; Janischewskyj, Wasyl (s.f.) Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part I: Unipolar Lines.

Las irregularidades en la superficie del conductor afectan tanto el inicio de la corona como el cálculo de sus pérdidas. Su efecto consiste en reducir la tensión a la que se produce el inicio de la corona, y se puede incluir en el cálculo de las pérdidas mediante la elección de un factor de irregularidad superficial apropiado,  $m=0,7$  para todos los cálculos.

### **Monopolar con varios conductores.**

Mientras los parámetros anteriormente estudiados permanecen constantes, el aumento de número de conductores en el haz, reducen las pérdidas corona, interferencias de radio y aumenta la capacidad de transmisión de potencia.

Primero, el uso de un mayor número de conductores en el haz reduce el gradiente mínimo de la superficie del conductor y aumenta así la tensión de inicio de la corona. En segundo lugar, el patrón de campo se cambia por el aumento del número de subconductores, que tiene el efecto de reducir las densidades de corriente corona tanto en el plano de tierra, así como en superficies conductoras, y en consecuencia también de disminuir la corriente corona total.

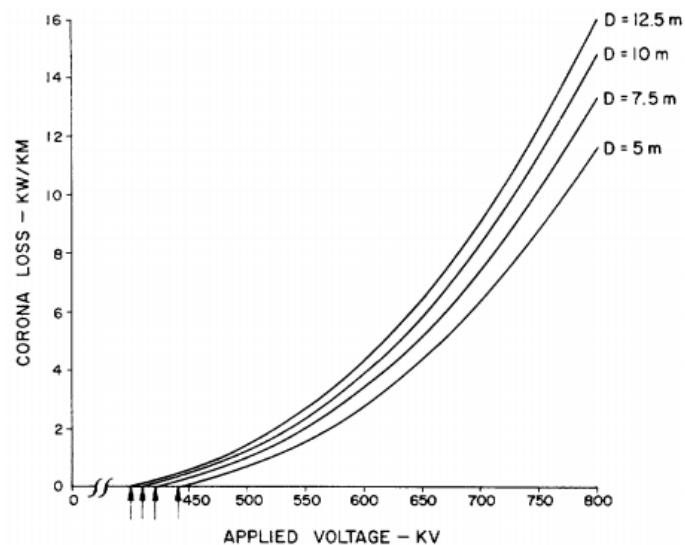
### **Homopolar**

Una línea de transmisión de corriente continua homopolar consta de dos conductores que tienen la misma polaridad suspendidos de la misma torre. Cada uno de los conductores está conectado a su propio conjunto de convertidores, y el suelo forma la ruta de retorno de la corriente; los conductores pueden considerarse como una línea de transmisión independiente, de modo que todavía puede transportar la mitad de la potencia total en caso de falla en el otro circuito.

La configuración es similar a la de una línea monopolar con un haz de dos conductores. La única diferencia es que la distancia entre los dos conductores es mucho mayor en este caso. Esta distancia entre conductores afecta la tensión de inicio de la corona y el valor total de las pérdidas, como se evidencia en la figura 12. Al aumentar la distancia de separación entre conductores se reduce el valor de tensión de inicio de la corona, en consecuencia, aumentan las pérdidas totales.

*Consecuencia en el efecto corona, de la distancia entre conductores en una línea homopolar.*

$H = 10[m]$ ,  $r = 2 [cm]$



Nota. Tomado de: Sarma, Maruvada P.; Janischewskyj, Wasyl (s.f.) Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part I: Unipolar Lines.

### **Afectación del cable de guarda a las pérdidas corona.**

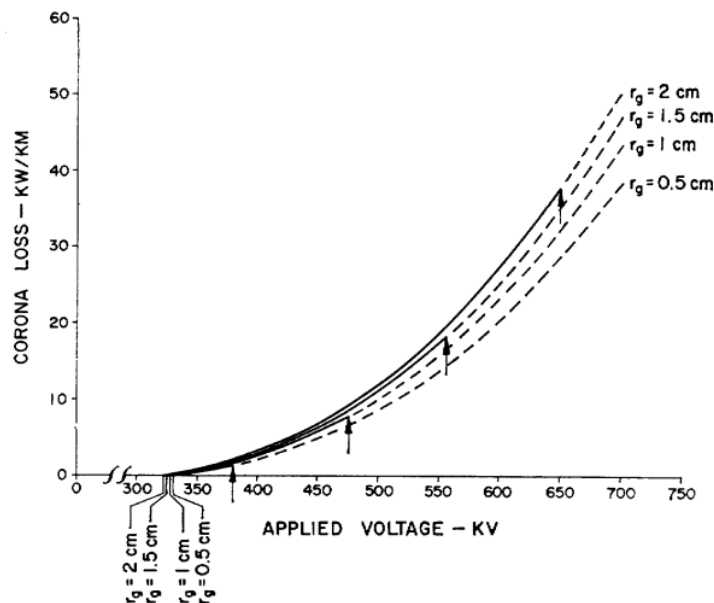
La presencia de un cable de guarda, cable de tierra o apantallamiento, puede dar lugar a afectaciones, con el aumento de campo eléctrico en la superficie del conductor y, por lo tanto,

reduce la altura efectiva del conductor sobre el suelo, lo que conduce a un aumento en las pérdidas corona.

El peor de los casos se da cuando la presencia del cable de guarda afecta la corona, al punto que el sistema monopolar se convierte en bipolar, esto en dependencia de su altura y del radio del conductor. Este punto se conoce como tensión de transición.

Un aumento en el tamaño del cable de tierra no cambia significativamente la proporción de las pérdidas de la corona con respecto al cable de tierra. Su influencia más importante, como ya se ha dicho, es aumentar la tensión de transición. En la figura 13 se representa la tensión de transición con la flecha, así:

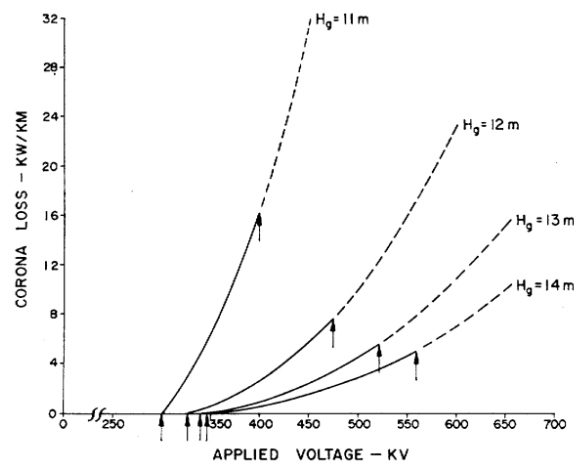
*Pérdidas y tensión de transición en una línea monopolar, en función del tamaño del conductor de guarda.*



Nota. Tomado de: Sarma, Maruvada P.; Janischewskyj, Wasyl (s.f.) Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part I: Unipolar Lines.

Un aumento en la altura del cable de guarda da lugar a una disminución significativa de la proporción de la corriente corona que termina en el cable de tierra. También disminuye las pérdidas totales de la corona y aumenta la tensión de transición. En la figura 14 se representa la tensión de transición con la flecha, así:

*Pérdidas y tensión de transición en una línea monopolar, en función de la altura del conductor de guarda.*



Nota. Tomado de: Sarma, Maruvada P.; Janischewskyj, Wasyl (s.f.) Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part I: Unipolar Lines.

## Bipolar

En las líneas bipolares, el efecto corona se da simultáneo en los dos polos, positivo y negativo, con la emisión de iones desde cada conductor y con su misma polaridad, lo que se traduce en la neutralización espacial entre los dos conductores de la línea. De igual manera al caso monopolar, las afectaciones en el efecto corona de las líneas bipolares dependen de parámetros de la línea misma, como lo son el radio de los conductores  $r$  (cm), la altura desde el suelo  $H$  (m), la

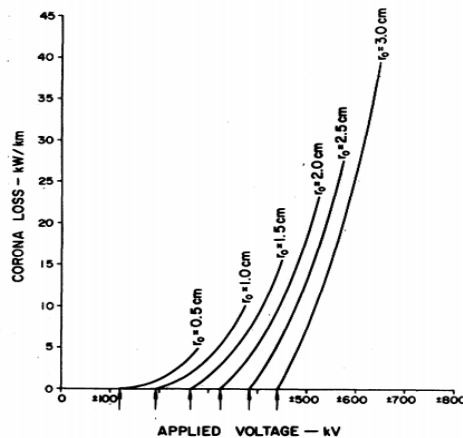
distancia entre conductores  $D$  (m) y el factor de irregularidad superficial  $m=0,7$  para todos los cálculos.

La corriente de la corona de una línea bipolar práctica en realidad consta de dos componentes, a saber, la corriente bipolar entre los conductores de polaridad opuesta y la corriente unipolar entre cada conductor y la tierra. La relación de estos dos componentes depende de los valores relativos de la altura del conductor y el espaciamiento de los polos.

### Línea bipolar con un conductor por polo

Si aumenta el tamaño del conductor aumenta la tensión de inicio de corona y aumenta las pérdidas corona, como se evidencia en la figura 15;

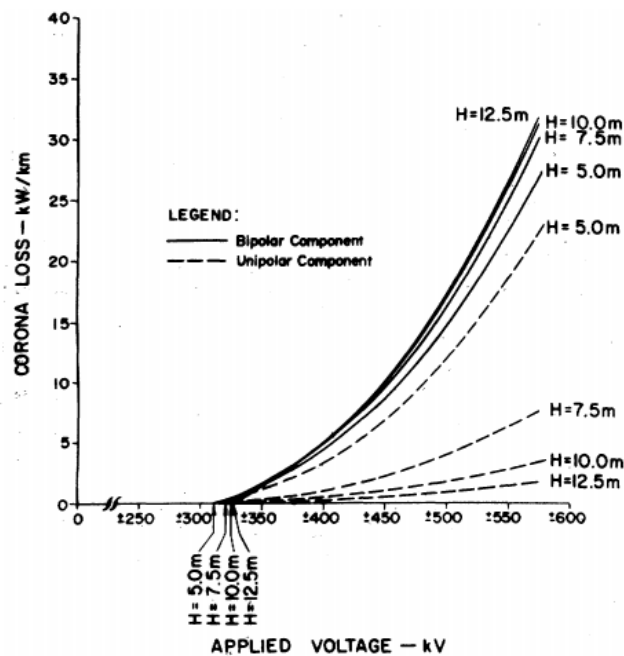
*Influencia del radio del conductor en el inicio de la corona y las pérdidas corona.  $H=10[m]$ ,  
 $D=10[m]$ .*



Nota. Tomado de: Sarma, Maruvada P.; Janischewskyj, W. (s.f.) Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part II - Bipolar Lines.

La altura del conductor afecta muy levemente la tensión de inicio de corona, sin embargo, tiene una gran influencia en las pérdidas corona, si dicha altura  $H$  aumenta, aumenta la componente bipolar de las pérdidas corona y disminuye la componente unipolar de pérdidas corona en la línea, como se evidencia en la figura 16:

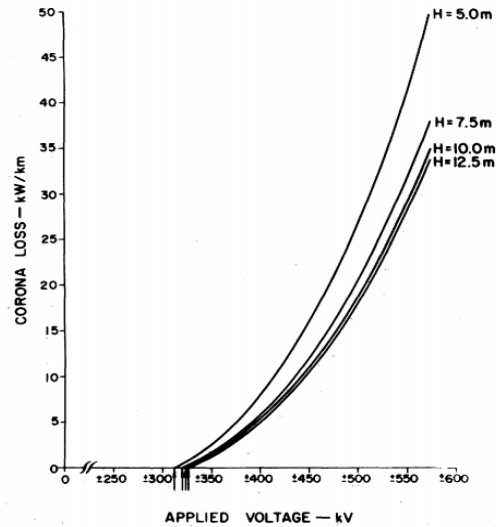
*Influencia de la altura del conductor en las pérdidas corona, componentes unipolar y bipolar.  $r = 2[cm]$ ,  $D = 10[m]$ .*



Nota. Tomado de: Sarma, Maruvada P.; Janischewskyj, W. (s.f.) Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part II - Bipolar Lines.

Como el cambio en el componente unipolar es mayor que el cambio en la componente bipolar, las pérdidas corona totales en dependencia de la altura, sigue la tendencia del componente unipolar como se evidencia en la figura 17.

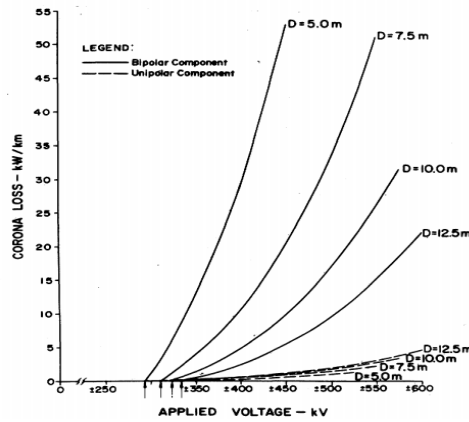
*Influencia de la altura del conductor en las pérdidas corona en una línea bipolar.  $r = 2[\text{cm}]$ ,  $D = 10 [\text{m}]$ .*



Nota. Tomado de: Sarma, Maruvada P.; Janischewskyj, W. (s.f.) Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part II - Bipolar Lines.

La variación de los dos componentes de la pérdida corona, en dependencia de la distancia entre los conductores. En este caso, el componente unipolar aumenta, aunque muy ligeramente, con un aumento del espaciamiento entre polos. El componente bipolar, similar a las pérdidas totales, disminuye significativamente con un aumento del espaciamiento entre polos, como se evidencia en la figura 18.

*Influencia de la distancia entre los conductores en las pérdidas corona, componente unipolar y bipolar.  $r = 2[cm]$ ,  $H = 10 [m]$ .*

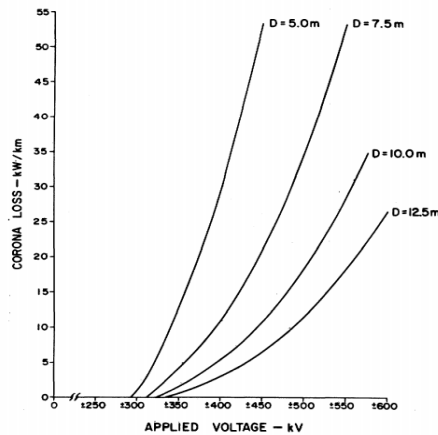


Nota. Tomado de: Sarma, Maruvada P.; Janischewskyj, W. (s.f.) Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part II - Bipolar Lines.

En conjunto, las pérdidas totales aumentan, por una disminución de la separación entre polos, como se evidencia en la figura 19.

*Influencia de la distancia entre los conductores en las pérdidas corona en una línea bipolar.*

$r = 2[cm]$ ,  $H = 10 [m]$ .



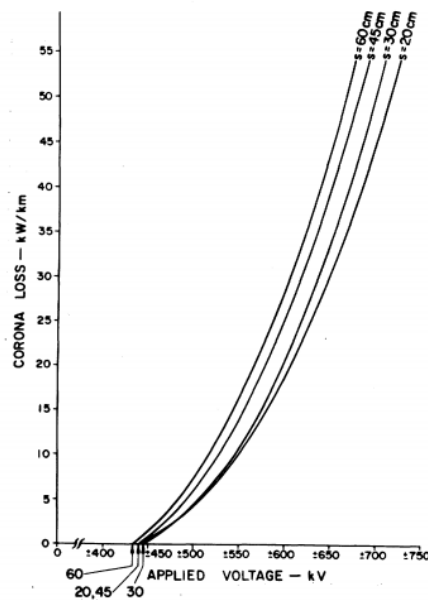
Nota. Tomado de: Sarma, Maruvada P.; Janischewskyj, W. (s.f.) Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part II - Bipolar Lines.

Por consiguiente, los resultados anteriores demuestran que las pérdidas corona en líneas de transmisión de corriente continua, dependen del gradiente del conductor como de la geometría real del conductor.

**Línea bipolar con conductores agrupados**

El efecto del espaciado de los haces en el carácter de la pérdida corona se muestra en la figura 20. En general, se observa que las pérdidas aumentan con el aumento de la separación entre los haces.

*Efecto del espacio entre los haces en las pérdidas corona,  $H=10$  [m],  $D=10$ [m],  $r=2$ [cm].*

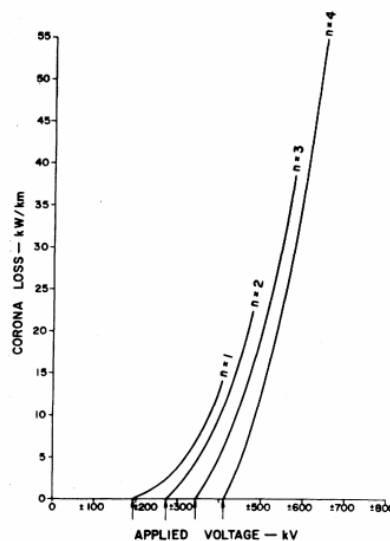


Nota. Tomado de: Sarma, Maruvada P.; Janischewskyj, W. (s.f.) Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part II - Bipolar Lines.

El aumento de las pérdidas con el incremento del espaciamiento de los haces se debe también a que se reduce la distancia entre los conductores interiores de los haces de polaridad opuesta, como consecuencia de lo cual aumenta la proporción del componente bipolar de las pérdidas.

La figura 21 muestra las características de la pérdida de la corona en función del número de subconductores del haz, permaneciendo constantes las otras líneas parámetros. El efecto de aumentar el número de subconductores se considera algo similar al de utilizar un solo conductor de mayor diámetro. Sin embargo, como ya se ha observado en una sección anterior, para la misma tensión de inicio de corona, las pérdidas se incrementan más rápidamente con la tensión de múltiples conductores que con la de un solo conductor.

*Pérdidas corona en función de la distancia entre conductores.  $H=10$  [m],  $D= 10$ [m],  $s=45$ [cm],  $r=1$ [cm].*



Nota. Tomado de: Sarma, Maruvada P.; Janischewskyj, W. (s.f.) Corona Loss Characteristics of Practical HVDC Transmission Lines, Part II - Bipolar Lines.

Nota: la influencia de los parámetros del conductor, afectan exactamente igual que en el caso anteriormente analizado (Sarma & Janischewskyj, s.f.).