Universidad de La Salle
Ciencia Unisalle

Ingeniería Eléctrica | Facultad de Ingeniería

1-1-2004

Prefactibilidad de la transformación de líneas trifásicas en líneas de corriente continua para aumentar la capacidad de transporte de energía (Ejemplo de aplicación línea San Carlos - Sabanalarga 500 kv)

Omar Geovanni Opayome
Universidad de La Salle, Bogotá

Carlos Fernando Rodríguez Silva
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Opayome, O. G., & Rodríguez Silva, C. F. (2004). Prefactibilidad de la transformación de líneas trifásicas en líneas de corriente continua para aumentar la capacidad de transporte de energía (Ejemplo de aplicación línea San Carlos - Sabanalarga 500 kv). Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/474

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

PREFACTIBILIDAD DE LA TRANSFORMACIÓN DE LÍNEAS TRIFÁSICAS EN LÍNEAS DE CORRIENTE CONTINUA PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE ENERGÍA
(Ejemplo De Aplicación Línea San Carlos –Sabanalarga 500 kV)

Tesis de pregrado

OMAR GEOVANNI OPAYOME
CARLOS FERNANDO RODRÍGUEZ SILVA

UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTA DC.
2004

PREFACTIBILIDAD DE LA TRANSFORMACIÓN DE LÍNEAS TRIFÁSICAS EN LÍNEAS DE CORRIENTE CONTINUA PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE ENERGÍA
(Ejemplo De Aplicación Línea San Carlos –Sabanalarga 500 kV)

OMAR GEOVANNI OPAYOME
CARLOS FERNANDO RODRÍGUEZ SILVA

Director
Rafael Chaparro Beltrán
Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTA DC.
2004

Nota de Aceptación.

_____

_____

_____

_____
Rafael Chaparro Beltrán.
Director del Proyecto.

_____
Ingeniero José Carlos Romero.
Jurado.

_____
Ingeniero Fernando Gómez.
Jurado.

Bogota DC 8 Octubre de 2004

A Dios por brindarnos salud y a nuestros familiares que nos brindaron el apoyo necesario para la ejecución de este trabajo

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo expresan sus agradecimientos a Dios fuente de sabiduría y entendimiento, además expresan sus más sinceros agradecimientos a las siguientes personas que hicieron posible la ejecución de este trabajo:

Al Ingeniero **Rafael Chaparro Beltrán**, Ingeniero Electricista, profesor de la facultad, quien con su experiencia, dedicación y motivación fue de gran importancia para el adecuado desarrollo de este trabajo.

Ingeniero **Víctor Manuel Diez Valencia**, Coordinador Equipo Estudios de Operación Interconexión Eléctrica S.A, quien fue fundamental en la relación empresa-estudiantes, además por sus comentarios y sugerencias en la elaboración de este proyecto.

Ingeniero **Jorge Mauricio Areiza Ortiz**, Coordinador Desarrollo y Optimización de la Red Interconexión Eléctrica S.A, quien fue fundamental con sus comentarios sobre HVDC, su aplicación y alcance en el país.

Ingeniero **Antonio Pedraza Lozano**, Equipo de Diseño de Líneas Interconexión Eléctrica S.A, por su interés y aporte al proyecto.

Ingeniero **Alberto Ocampo**, coordinador del Equipo de diseño de Líneas Interconexión Eléctrica S.A, quien fue fundamental en la adquisición de la información pertinente a la línea San Carlos- Sabanalarga.

Señor **Shigeru Toyama** de la empresa NGK INSULATOR LTD. Quien nos colaboro con toda la información relacionada con los aisladores especiales para líneas en corriente continua.

A la facultad de Ingeniería Eléctrica, y a todas aquellas personas y empresas que de alguna u otra forma aportaron sus conocimientos para el desarrollo de este trabajo.

A nuestros familiares que nos motivaron para alcanzar nuestros propósitos.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN **20**

1. TRANSMISIÓN EN CORRIENTE CONTINUA **21**

1.1 GENERALIDADES 21
1.2 CONFIGURACIONES 22
1.2.1 Monopolar *22*
1.2.2 Bipolar *22*
1.2.3 Homopolar *23*
1.3 TECNOLOGÍAS 23
1.3.1 HVDC Convencional *23*
1.3.2 HVDC Light *24*

2. CONVERSIÓN DE LÍNEAS DE CORRIENTE ALTERNA A CORRIENTE CONTINUA. **25**

2.1 AUMENTANDO LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA 25
2.2 EL PROCESO DE CONVERSIÓN 25
2.3 CONFIGURACIONES DE TORRES 26
2.4 EXPERIENCIAS A NIVEL MUNDIAL 27
2.5 CASO EJEMPLO (LÍNEA SAN CARLOS - SABANALARGA) 30
2.5.1 Características de la línea *30*
2.6 ASPECTOS TÉCNICOS 33
2.6.1 Servidumbres *33*
2.6.2 Selección del Nuevo Voltaje *35*
2.6.3 Selección de la cadena de aisladores *35*
2.6.4 Herrajes Utilizados *40*
2.6.5 Distancias De Seguridad *42*
2.6.6 Disposición De Los Conductores *45*
2.6.7 Cable de Guarda: *46*
2.6.8 Retornos por Tierra *47*
2.6.9 Cimentaciones *49*
2.6.10 Transformación De La Línea *50*
2.6.11 Potencia Límite Térmica *55*
2.6.12 Capacidad De Transporte Con 1 A/mm^2. ..... *58*
2.6.13 Cálculo Del Gradiente De Potencial *59*
2.6.14 Pérdidas En La Línea De Corriente Continua. *70*
2.6.15 Regulación Del Sistema *77*
2.6.16 Eficiencia Del Sistema *78*
2.6.17 Radio Interferencia (RI). *79*
2.6.18 Interferencia en Televisión (TVI). *81*
2.6.19 Ruido Audible (AN) *81*
2.7 HVDC Y El Medio Ambiente *84*
2.8 Comentarios *85*

3. ANALISIS ECONOMICO **88**

3.1 COSTOS DE LÍNEAS HVDC 88
3.1.1 Generalidades *88*

3.1.2 Costos de la transformación de la líneas (Caso ejemplo). 90

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....94

4.1 CONCLUSIONES.....94

4.2 RECOMENDACIONES 96

BIBLIOGRAFÍA 97

ANEXO 1.....99

ANEXO 2.....108

ANEXO 3.....110

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Ejemplo De Transformación Circuito Sencillo. ---------- 28
Tabla 2. Ejemplo De Transformación Doble Circuito. ---------- 29
Tabla 3. Características De La Línea 500.kV AC ---------- 32
Tabla 4. Características De La Cadena De Aisladores 500kv AC. ---------- 32
Tabla 5. Capacidades típicas de circuitos en AC y DC. ---------- 33
Tabla 6. Cálculo servidumbre para sistemas monopolares y bipolares --------- 34
Tabla 7.Ancho de servidumbre según el RETIE ---------- 34
Tabla 8. Cantidad De Aisladores Requeridos Para Los Diferentes Sistemas. - 38
Tabla 9. Características De Los Aisladores. ---------- 39
Tabla 10. Número Y Longitud De La Cadena De Aisladores. ---------- 39
Tabla 11. Distancia Mínima Entre Conductores Y La Torre. ---------- 44
Tabla 12. Distancia Entre Conductores Y La Torre. ---------- 44
Tabla 13. Distancia Mínima De Los Conductores Al Terreno. ---------- 44
Tabla 14. Densidades de corriente para las diferentes secciones de los conductores. ---------- 56
Tabla 15. Potencia limite térmica teniendo en cuenta las densidades máximas de corriente ---------- 58
Tabla 16. Potencia limite térmica teniendo en cuenta las densidades máximas de corriente ---------- 58
Tabla 17. Capacidad de transporte con 1A /mm^2 ---------- 59
Tabla 18. Capacidad de transporte con 1A / mm^2 ---------- 59
Tabla 19. Comparación de los métodos para el cálculo del radio equivalente del haz de conductores. ---------- 60
Tabla 20. Coefficientes de eficiencia de los conductores para los diferentes -- 62
sistemas ---------- 62
Tabla 21. Radio equivalente corregido por el factor de eficiencia de los -------- 63
conductores ---------- 63
Tabla 22. Coeficientes de eficiencia de los conductores para los diferentes -- 63
sistemas ---------- 63
Tabla 23. Radio equivalente corregido por el factor de eficiencia de los -------- 63
conductores ---------- 63
Tabla 24. Máximo Gradiente Superficial ---------- 63
Tabla 25. Máximo Gradiente Superficial ---------- 64
Tabla 26. Altura de los conductores al terreno para los diferentes sistemas. - 65
Tabla 27. Coeficientes de Maxwell para los diferentes sistemas ---------- 66
Tabla 28. Coeficientes de Maxwell para los diferentes sistemas ---------- 68
Tabla 29. Máximo Gradiente de potencial método ---------- 70
de Morris Y Maruvada. ---------- 70
Tabla 30. Máximo gradiente de potencial método ---------- 70
de Morris Y Maruvada. ---------- 70
Tabla 31. Promedio máximo gradiente de potencial ---------- 70
Tabla 32. Gradiente g_o al inicio del efecto corona. ---------- 73
Tabla 33. Pérdidas Por Corona Método De Peek Modificado ---------- 73
Tabla 34. Constante K para los diferentes sistemas ---------- 74
Tabla35. Pérdidas por corona método de Anneberg. ---------- 75
Tabla 36. Pérdidas por corona En Toda La Línea. ---------- 75
Tabla 37 Pérdidas totales efecto joule más efecto corona. ---------- 77

Tabla 38 Regulación De Tensión Para Los Diferentes Sistemas. ---------- 78
Tabla 39. Eficiencia Para Los Diferentes Sistemas. ---------- 78
Tabla 40. Radio interferencia para los diferentes sistemas. ---------- 80
Tabla 41. Ruido Audible Según Siegert. ---------- 84
Tabla 42. Tabla Comparativa. Resumen Cálculos ---------- 87
Tabla 43. Relación costos Transformación líneas a HVDC. ---------- 91
Tabla 44 Costos de los trabajos para estructuras de Retención y Suspensión. ---------- 92
Tabla 45 Requerimientos en la respuesta de la simulación. ---------- 107

LISTA DE ILUSTRACIONES.

Ilustración 1. Sistema Monopolar 22
Ilustración 2. Sistema Bipolar 22
Ilustración 3. Sistema Homopolar.....23
Ilustración 4. Ejemplo De Conversión 1 26
Ilustración 5. Ejemplo De Conversión 2 26
Ilustración 6. Ejemplo De Conversión 3 27
Ilustración 7. Conversión Línea Antes 330 kV AC, Después +/- 500 kV DC. Circuito Sencillo. 28
Ilustración 8. Conversión Línea Antes 330 kV AC, Después +/- 500 kV DC. Doble Circuito. 29
Ilustración 9. Ubicación geográfica de la línea.....30
Ilustración 10. Diagrama unifilar de la línea.....31
Ilustración 11. Comparación Torres en AC y DC.....33
Ilustración 12. Gráfica Del Factor De Corrección Por Contaminación.....36
Ilustración 13. Gráfica Del Voltaje Contra La Densidad De Los Depósitos De Sal. 37
Ilustración 14. Influencia de la cantidad de materiales insolubles en el voltaje. 38
Ilustración 15 Aislador Tipo DC FOG TYPE 39
Ilustración 16. Ejemplo De Los Herrajes Utilizados Para Soportar Los Seis Conductores Por Polo.....41
Ilustración 17. Gráfica para Determinar la Distancia entre los conductores y la torre 43
Ilustración 18. Disposición Del Haz De Seis Subconductores.....45
Ilustración 19 Ejemplo de Espaciador para seis subconductores. 46
Ilustración 20. Diseño típico de electrodos de tierra horizontal. 48
Ilustración 21. Arreglo típico de un electrodo de tierra. 48
Ilustración 22 Electrodo vertical 49
Ilustración 23. Estructuras De Suspensión Para Los Casos De Estudio.....51
Ilustración 24 Estructuras De Retención Para Los Diferentes Casos De Estudio 53
Ilustración 25. Factores Que Afectan La Potencia Limite Térmica.....55
Ilustración 26. Radio Interferencia Sector Norte 80
Ilustración 27. Radio Interferencia Sector Sur.....81
Ilustración 28. Ruido Audible sector Norte.....82
Ilustración 29. Ruido Audible Sector Sur.....83
Ilustración 30. Distribución de costos típicos para un proyecto llave en mano tomado de Oak Rinde Nacional Laboratory abril de 1997. 89
Ilustración 31. Esquema del enlace HVDC. 99
Ilustración 32.Arreglo Bipolar. 100
Ilustración 33. Transformador Convertidor. 101
Ilustración 34. Relación peso-potencia del transformador para HVDC. 102
Ilustración 35. Esquema de Elevación de las torres. 109
Ilustración 36. Electrodo submarino. Ánodo. 110
Ilustración 37 configuración en haz del cable submarino de potencia, fibra óptica y retorno metálico. 112

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación	Unidades	Pág.
$N = \dfrac{U}{Tensión_disruptiva_de_una_unidad_(V_{DWS})}$	___	Ecuación 1
$V_{DWS} = \dfrac{1}{1.1} * k2 * tension_disruptiva_en_niebla(V_{WS}$	kV	Ecuación 2
$d = \left(\dfrac{V * PU * a}{k * 500}\right)^{1.667}$	m	Ecuación 3
$D\min : 6 + 0.006(U - 45)m.$	m	Ecuación 4
$I_{termica} = \sqrt{\dfrac{Q_{conveccion} + Q_{radiacion} - Q_{solar}}{R}}$	A	Ecuación 5
$P_{\lim ite-termico} = V * I_{\max} * N_p$	MW	Ecuación 6
$r_{eq} = \sqrt[n]{n * r_{sub-conductor} * R^{n-1}}$	cm	Ecuación 7
$r_{eq} = \dfrac{D}{2}\sqrt[n]{\dfrac{n * d}{D}}$	cm	Ecuación 8
$g_{\max} = \dfrac{V}{r * In\left[\dfrac{s}{r} * \dfrac{1}{\sqrt{1 + \left(\dfrac{s}{2H}\right)^2}}\right]} * \left(1 + \dfrac{r}{H}\right)^2$	KV/cm	Ecuación 9
$kn = \dfrac{In\left[\dfrac{s}{D_D * r * D^{(n-1)}} * \dfrac{1}{\left[1 + \left(\dfrac{s}{2H}\right)^2\right]^{\frac{n}{2}}}\right]}{\left[1 + \dfrac{(n-1) * D_D * r}{D}\right] * In\left[\dfrac{s}{r} * \dfrac{1}{\sqrt{1 + \left(\dfrac{s}{2H}\right)^2}}\right]}$	____	Ecuación 10

$kn = \dfrac{r_1' * In\dfrac{2*H}{r_1'}}{r * In\dfrac{2*H}{r}} \rightarrow r_1'$	**cm**	**Ecuación 11**
$M_{1.1} = M_{2.2} = \dfrac{1}{2*\pi*\varepsilon} * In\left\lvert\dfrac{2*H}{r_{eq}}\right\rvert$	**___**	**Ecuación 12**
$M_{1.2} = M_{2.1} = \dfrac{1}{2*\pi*\varepsilon} * In\left\lvert\dfrac{S_{1-2}}{S}\right\rvert$	**___**	**Ecuación 13**
$g_P = \dfrac{Q}{2*\pi*\varepsilon*r_{eq}}$	**KV/cm**	**Ecuación 14**
$\begin{bmatrix} M_{1.1} & M_{2-1} \\ M_{1-2} & M_{2-2} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} Vpolo1 \\ Vpolo2 \end{bmatrix} = \dfrac{Q1}{Q2}$	**Coulomb/m**	**Ecuación 15**
$g_{M.I} = g_P * \left[1 + d * \dfrac{n-1}{Deq}\right]$	**KV/cm**	**Ecuación 16**
$G = \dfrac{1+(N-1)\left(\dfrac{r}{R}\right)}{N*r*In\left[\dfrac{2*H}{(N*r*R^{N-1})^{1/N} * \sqrt{\left(\dfrac{2H}{s}\right)^2+1}}\right]}$	**KV/cm**	**Ecuación 17**
$P_T = Pc_T + P_{I^2R}$	**MW**	**Ecuación 18**
$P = \dfrac{k}{\delta} f \sqrt{\dfrac{r}{s}} * \left[v - (g_O m_O r) In\left(\dfrac{s}{r}\right)\right]^2 10^{-5}$	**KW/km**	**Ecuación 19**
$P_{Peek} = \dfrac{k}{\delta}\sqrt{\dfrac{r_1'}{s}} * \left[v - (g_O m_O r_1') In\left(\dfrac{s}{r_1'}\right)\right]^2 10^{-5}$	**KW/ cto-km**	**Ecuación 20**
$\delta = \dfrac{2.94*P}{273 +^o C}$	**___**	**Ecuación 21**
$g_o = 30 * m_o * \left[1 + \dfrac{0.301}{\sqrt{r}}\right]$	**KV/cm**	**Ecuación 22**
$P_{Anneberg} = \left[2V(k+1)(k_C)(n)(r)2^{0.25(g-g_O)}\right] * 10^{-3}$	**KW/ cto-km**	**Ecuación 23**
$k = \dfrac{2}{\pi} ar\cot ag\left(\dfrac{2H}{s}\right)$	**___**	**Ecuación 24**
$P_{CT} = P_C * l * N_{CTO}$	**MW**	**Ecuación 25**

$R_{Equivalente} = \frac{R_K}{n} * l$	**Ω**	**Ecuación 26**
$\frac{R_{75}}{R_{20}} = \frac{M + 75^0 C}{M + 20^0 C}$	**Ω**	**Ecuación 27**
$P_{TL} = P_{TC} + P_{TJ}$	**MW**	**Ecuación 28**
$V_R = V_E - \sqrt{P_T * R_S}$	**kV**	**Ecuación 29**
$\%V_R = \frac{V - V_R}{V} * 100$	**%**	**Ecuación 30**
$\%\eta = \frac{C_T(1A/mm^2) - (\sum P_C + P_J)}{C_T(1A/mm^2)} * 100$	**%**	**Ecuación 31**
$RI = 214\log\frac{g_{\max}}{g_O} - 278\left[\log\frac{g_{\max}}{g_O}\right]^2 + 40\log(r)$	**db**	**Ecuación 32**
$RI = 51dB + 1.5(g - 20.9) + 10\log(n/2) + 40\log(d/4.58) - 40\log(R/20) - 2.6$	**db**	**Ecuación 33**
$AN = 57db + 126\log\left(\frac{g}{25}\right) + 18\log\left(\frac{n}{2}\right) + 25\log\left(\frac{d}{4.45}\right) - 10\log R - 0.02R + K_n$	**db**	**Ecuación 34**
$AN = 42 + 85\log\left(\frac{g}{g_O}\right) + 45\log\left(\frac{d}{3.15}\right) + 18\log(n) + 10\log\left(\frac{20}{S}\right)$	**db**	**Ecuación 35**

GLOSARIO

AOM: Es un porcentaje reconocido de gastos de administración, operación y mantenimiento. Estos gastos incluyen los costos de toda la instalación y los egresos destinados a la operación, mantenimiento y administración de los activos de transmisión.

CFO: (Critical Flashover Voltage). Tensión critica de Flameo. Es un valor estadístico (50% de probabilidad de que se presente un arco eléctrico), en un grupo de datos.

CWS: (Critical Withstand Voltage), Tensión Critica no disruptiva. Es un valor calculado que resulta de la sustracción de tres desviaciones estándar de un grupo de datos (probabilidades de que se forme arco eléctrico). El voltaje así obtenido representa el 0.13% de probabilidad de arco eléctrico.

DC FOG TYPE: Aislador en DC para contaminación.

ELECTROOSMOSIS: Movimiento de un liquido con respecto a un sólido por efecto de un campo eléctrico. Se utiliza industrialmente en el secado de algunas sustancias y para inyectar líquidos en sólidos.

ESDD: (Equivalent Salt Deposit Density). Densidad de depósito de sal equivalente. Es una medida de la severidad de la contaminación en los aisladores. Su unidad es usualmente mg/cm^2.

HVAC: (High Voltaje Alternating Current) Corriente alterna alta tensión. Es el tipo de tensión mas utilizando hoy en día a nivel mundial. Depende de la frecuencia del sistema, 50 Hz ó 60 Hz.

HVDC: (High Voltaje Direct Current por sus siglas en inglés) Corriente Continua alta tensión. Es un tipo de tensión que no depende de la frecuencia muy utilizado para enlaces submarinos.

IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor.

OPGW (Optical Power Ground Wire): Cable de guarda con tecnología fibra óptica.

POTENCIA LIMITE TERMICA: Es un valor crítico de potencia que depende del conductor mismo, de las condiciones de temperatura externas e internas de este.

PWM: Modulación del Ancho de Pulso

ROW: (right of way) derechos de servidumbre. Distancia de seguridad de la línea.

SKIN EFFECT (Efecto Piel). Efecto que tiende a concentrar la carga en la periferia del conductor. En DC no se presenta este efecto por que la carga se distribuye unifórmenle en toda la sección del conductor.

TERMOOSMOSIS: Proceso por el que se hace correr el agua en las pequeñas aberturas de las masas de un suelo debido a diferencias de temperatura.

VSC: Voltaje Source Converters (Conversores Con Circuito Intermedio de Tensión)

SIGLAS

ABB: Asea Brown Boveri.

ASC: (Accredited Standards Committee)

EPRI: Electrical Power Research Institute

IEEE: Institute of Electrical and electronic Engineer. Institución que agrupa diferentes capítulos en temas relacionados con la ingeniería eléctrica, electrónica y de computadores.

ISA: Interconexión Eléctrica S.A

NESC: Nacional Electric Safety Code. Es un código que se encarga de promulgar las medidas de seguridad que se deberán tomar para la preservación de la vida humana.

RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas). Reglamento Colombiano que busca establecer las medidas de seguridad de la vida animal, vegetal y de las personas, minimizando o eliminando los riesgos eléctricos.

ABREVIATURAS

A: Amperios.

AAAC: All Aluminium Alloy Conductors.

ACSR: Conductor de aluminio con alma de acero.

AOM: Administración, Operación y mantenimiento.

AN: Audible Noise, Ruido Audible.

CA: Corriente Alterna

CC: Corriente Continua.

CCAT: Corriente Continua Alta Tensión.

Cm: Centímetro

Dequi: Distancia Equivalente

db: Decibeles

Gmax: Gradiente superficial máximo.

Hz: Hertz

I: Corriente

KHz: Kilohertz

km: Kilómetro

kN: Kilo newton

kV: Kilovoltios

kW: Kilovatios

m: Metro

mm: Milimetros

MHz: Megahertz.

MUS$: Millones de dólares Corrientes de los Estados Unidos.

MVA: Megavoltiamperios

MW: Megavatios.

η: Eficiencia

OHM: Ohmios

Q: Carga Eléctrica

RI: Radio Interferencia

U: Tensión

RESUMEN

En países europeos, donde las restricciones ambientales se hacen cada vez más fuertes y la consecución de los nuevos corredores de servidumbre se hacen difíciles, la construcción de nuevas líneas de transmisión requiere más labor de ingeniería. Nuevas tecnologías buscan aprovechar al máximo el potencial de las líneas existentes. La conversión de líneas trifásicas a líneas de corriente continua es una de estas soluciones.

El objetivo del presente trabajo es mostrar las consideraciones generales, que se deben tener en cuenta para la conversión de una línea de HVAC a HVDC. En vista que la selección de un voltaje para este proyecto, requiere un estudio más riguroso que el simple hecho de tomar el valor de cresta de la tensión de corriente alterna, se ha presentado tres opciones ±500 kV, ±600 kV y ±765 kV, con el fin de mostrar el comportamiento de los diferentes parámetros de la línea bajo las opciones antes mencionadas.

Se ha desarrollado un primer capítulo, donde brevemente se explica el desarrollo de los sistemas HVDC. Posteriormente el siguiente capítulo desarrolla los conceptos a tener en cuenta en la conversión a través del caso ejemplo (Línea San Carlos-Sabanalarga). En el capítulo tres se mencionan los costos que genera la conversión para líneas en general. Para terminar en el anexo 1, se describe brevemente los componentes de una estación HVDC, su operación y control. Finalizando en el anexo 2 se explica la técnica para elevación de las torres.

INTRODUCCIÓN

Debido al crecimiento de la demanda, las empresas buscan generar y transmitir la energía requerida para cubrir con esta, cumpliendo parámetros de confiabilidad, calidad y bajo costo. En los últimos años, en la mayoría de países se ha dificultado la construcción de nuevas líneas de transmisión debido principalmente a las fuertes restricciones ambientales y a la dificultad de adquirir los derechos de servidumbre. Es por eso que muchas empresas de servicio, han buscado la manera de aumentar la capacidad de transmisión de potencia de líneas ya existentes.

Una manera de incrementar la capacidad de transporte de las líneas existentes, es la conversión de líneas trifásicas a sistemas en corriente continua alta tensión (CCAT) o HVDC (High Voltage Direct Current) por sus siglas en inglés.

Con la conversión o transformación, se quiere decir cambios en la cabeza de la torre, aisladores y configuración de los conductores. No se requiere cambios mayores en los cuerpos de las torres ni en sus fundaciones.

Según experiencias y documentos a nivel mundial, esta conversión hace que se aumente la capacidad de transporte de potencia hasta 3.5 veces para un trazado ya existente. Los costos de la transformación están entre un tercio y la mitad de los costos de construcción de nuevas líneas aéreas en corriente continua.

Esta monografía busca agrupar todas las consideraciones fundamentales, que se deben tener en cuenta para la conversión de líneas de corriente alterna a corriente continua en general, mostrando con un caso ejemplo (línea San Carlos – Sabanalarga), el proceso de transformación.

1. TRANSMISIÓN EN CORRIENTE CONTINUA

1.1 Generalidades

Los primeros desarrollos para transmitir energía a grandes distancias se llevaron a cabo en corriente continua. La energía provenía de grandes dinamos impulsados por máquinas de vapor. Estos desarrollos fueron desplazados por los sistemas de corriente alterna debido a la utilización de los transformadores, los cuales permiten obtener mayores tensiones, menor corriente y por tanto menos pérdidas por efecto I^2 R. Sin embargo el desarrollo que se ha tenido en los diferentes dispositivos electrónicos de potencia y por lo tanto en las unidades conversoras, han aumentado el interés por los sistemas de transmisión en corriente continua, además de aspectos económicos, funcionales y ambientales han hecho aumentar el interés en estos.

Algunas ventajas que presentan los sistemas de corriente continua son:

- Resulta económicamente factible para transportar grandes bloques de energía a través de grandes distancias.

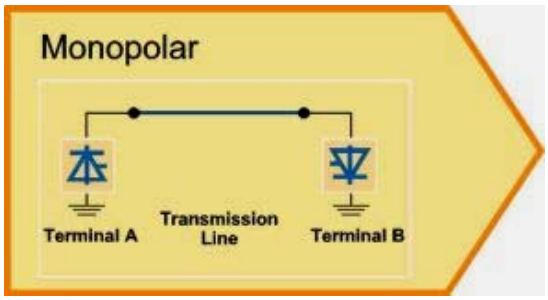
- Se disminuyen los costos del aislamiento, ya que para HVDC estos son menores que para HVAC, además el carácter unidireccional de tensión no expone a los conductores a grandes niveles de esfuerzos dieléctricos. Desde este punto de vista los equipos para corriente continua tendrían una vida útil más prolongada y serian con el tiempo más económicos que los de corriente alterna.

- En vista que la frecuencia es cero, la línea no transporta reactivos y tampoco existe el efecto piel (Skin effect), lo cual permite utilizar el conductor para una mayor densidad de corriente activa.

- Los sistemas en corriente continua no incrementan la potencia de corto circuito, lo cual hace posible la conexión de sistemas sincrónicos y asincrónicos (sistemas a diferente frecuencia), como Itaipu en Brasil, que conecta el sistema de Brasil y Uruguay que operan a 60Hz y 50Hz.

1.2 Configuraciones

1.2.1 Monopolar



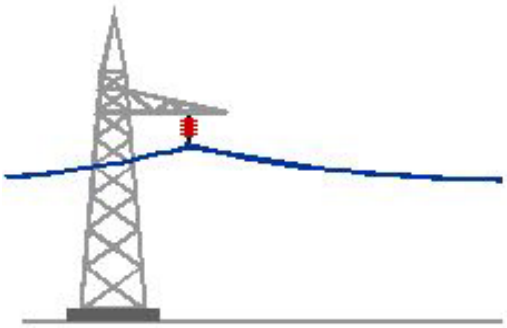
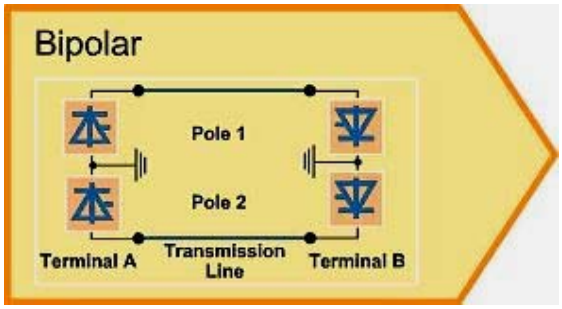


Ilustración 1. Sistema Monopolar

Este tipo de arreglo consiste en un solo conductor, usualmente de polaridad negativa que utiliza la tierra o el agua que lo rodea como retorno de forma permanente. Ya que utiliza un solo conductor, este sistema es el menos confiable. Se utiliza en sistemas con capacidad de potencia relativamente baja.

1.2.2 Bipolar



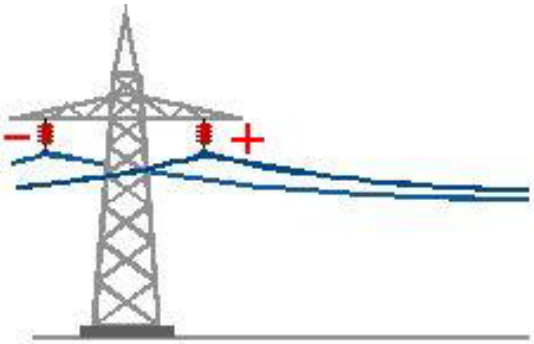


Ilustración 2. Sistema Bipolar

Una configuración con dos conductores es conocida con el nombre de bipolar. Estos conductores pueden estar como polos positivos y negativos con respecto a tierra, y no se utiliza necesariamente el retorno por tierra, pero normalmente se tiene en cuenta para aumentar la disponibilidad de transporte en caso de falla de un polo. En estos casos el camino de tierra es usado por periodos limitados en una emergencia, por esto representa una alternativa útil en cuanto a confiabilidad del servicio

1.2.3 Homopolar

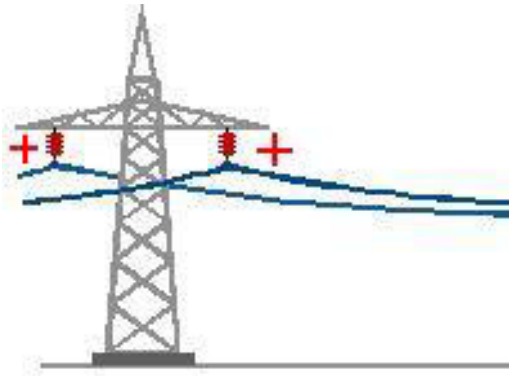


Ilustración 3. Sistema Homopolar

En este arreglo, los conductores tienen la misma polaridad y siempre tiene retorno por tierra. El tipo de torre de dos polos puede utilizarse en un transporte homopolar donde ambos polos son de la misma polaridad. Ya que este sistema utiliza siempre de retorno la tierra, se constituye en el más confiable, ya que al salir un polo, el otro sigue operando y de acuerdo con el diseño del sistema, tendría la capacidad de asumir la carga del polo en falla.

1.3 Tecnologías

1.3.1 HVDC Convencional

La tecnología HVDC ofrece hoy día diferentes soluciones de acuerdo a las necesidades de aplicación. La tecnología clásica de HVDC está basada en conversoras de conmutación natural, usando tiristores como elemento de rectificación e inversión. La mayoría de las instalaciones de HVDC en el mundo usan ésta tecnología. La característica más importante de las conversoras de conmutación natural es que necesitan de una red con generación para poder operar. Las conversoras de conmutación natural consumen potencia reactiva y ésta es generada en parte por los filtros de CA y si esto no fuere suficiente se agregan bancos de capacitores. Tanto los bancos de capacitores como los filtros son conectados y desconectados con interruptores. Se suele requerir un 50 % de la potencia activa del enlace en potencia reactiva.

1.3.2 HVDC Light

Como se ha dicho anteriormente la tecnología HVDC convencional usa conversoras de conmutación natural que requieren una fuente de voltaje de corriente alterna para poder operar. El proceso de conversión requiere potencia reactiva que toma de los filtros y bancos de capacitores que son parte de la estación conversora. La eventual demanda o exceso de potencia reactiva deberá ser absorbida por el sistema de CA. Esta diferencia de potencia reactiva debe ser mantenida entre unos límites pre-establecidos para poder mantener el voltaje dentro de las tolerancias aceptables. En el caso de conectarse a una red débil es de suma importancia mantener el balance de potencia reactiva para poder operar dentro de las tolerancias de voltaje deseadas. A diferencia de una máquina síncrona o un compensador estático las conversoras de HVDC convencional en sí no pueden contribuir mucho al soporte dinámico de voltaje, aunque se pueden instalar bancos de capacitores adicionales para obtener un soporte transitorio ó estacionario. (También se puede obtener cierto soporte dinámico, permitiendo ángulos de disparo mayores). Sin embargo, la tecnología más reciente de HVDC, llamada HVDC Light, se basa en conversoras de conmutación forzada y su comportamiento se asemeja al de las máquinas síncronas. Usando componentes de alta frecuencia de switcheo, como el IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), es posible usar tecnología PWM (Modulación del Ancho de Pulso) para producir el voltaje de corriente alterna como un switcheo ultra-rápido entre dos voltajes fijos. Con PWM es posible producir cualquier ángulo de fase y amplitud (hasta cierto nivel), y se pueden variar prácticamente en forma instantánea. También, la tecnología de conmutación forzada (VSC = Voltage Source Converter), permite la alimentación a una red pasiva (sin generación), que es muy ventajoso en la restauración de una red después de un apagón. La tecnología HVDC Light no solamente permite controlar en forma rápida y precisa el flujo de potencia activa, sino también puede generar o consumir potencia reactiva independientemente del flujo de potencia activa. Esto significa, que uno puede ver el HVDC Light como un enlace de transmisión de potencia activa más dos compensadores estáticos SVC Light ó STATCOM en cada punta de la interconexión.

2. Conversión de Líneas de Corriente Alterna a Corriente Continua.

2.1 Aumentando la Capacidad de Transmisión de Potencia

La demanda de energía por lo general tiende a incrementarse, lo cual hace necesario la construcción de nuevas líneas de transmisión, para poder transportar dicha energía desde los centros de generación hasta el usuario final. Actualmente, las empresas han encontrado inconvenientes en la adquisición de licencias para la construcción de nuevas líneas debido primordialmente a fuertes restricciones ambientales y dificultades en adquirir nuevos derechos de servidumbre. Esto ha hecho que ingenieros busquen nuevas alternativas para aumentar la capacidad de transporte de las líneas actuales. Algunos de estos métodos son:

- Reconstrucción de la línea de corriente alterna
- Incremento del voltaje de los circuitos o la potencia natural de la línea.
- Conversión de líneas de corriente alterna a corriente continua.
- Adicionar compensación
- En líneas de doble circuito en corriente alterna, se ha convertido alguno de los circuitos en corriente continua, es decir en la misma estructura se encuentran los dos circuitos, el de corriente alterna y el de corriente continua lo que comúnmente se le llama híbrido.

2.2 El proceso de conversión

Con la conversión de líneas de corriente alterna a corriente continua, se permite operar a tensiones mayores incrementando el flujo de potencia. Esta conversión, puede incrementa la capacidad de transferencia de energía en el limite térmico a +- 3.5 veces el valor nominal.

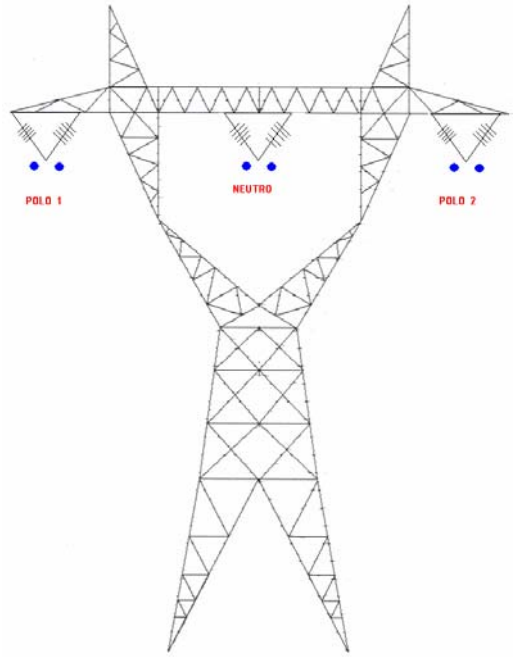
Inicialmente se pueden reutilizar los mismos conductores, dependiendo del estado de estos, ya que sirven tanto para corriente alterna como corriente continua.

Se pueden utilizar las mismas estructuras, con algunas modificaciones ya que al incrementar la tensión, aumenta la longitud de la cadena de aisladores y por tanto hay un aumento en la distancia mínima de seguridad que deben tener los conductores al terreno.

Se debe recalcular la cadena de aisladores utilizando aisladores especiales para dicho propósito, pueden utilizarse aisladores tipo FOG TYPE o aisladores especiales para corriente continua DC FOG TYPE los cuales proporcionan la distancia adecuada de deformación plástica para resistir los efectos de contaminación.

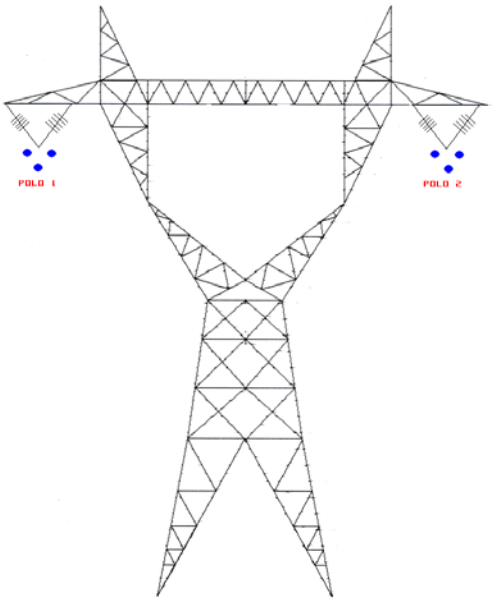
2.3 Configuraciones de torres

Existen diversas configuraciones posibles a la hora de convertir un circuito de corriente alterna a corriente continua, algunos ejemplos propuestos en el *manual de ingeniería eléctrica (Tomo 3 pagina 15-50)* son:



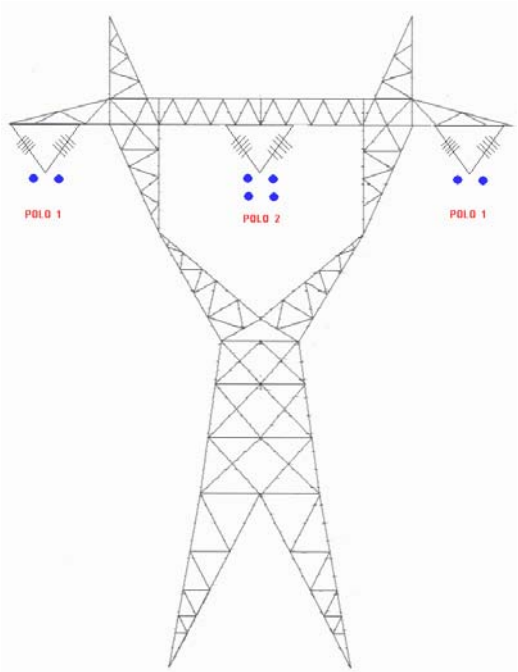
Esta configuración solo requiere el cambio de un aislador de línea y la fase central se utiliza como neutro metálico. Al utilizar el neutro metálico permanente, pueden eliminarse los costos y el tiempo que van ligados con la ubicación, el diseño y la construcción de un electrodo de tierra.

Ilustración 4. Ejemplo De Conversión 1



Esta configuración elimina los conductores del paquete central y agrega conductores a los paquetes exteriores. Se soporta el mismo peso pero la distribución de fuerzas requiere posiblemente refuerzos en las estructuras. Esta opción incrementa la capacidad de la línea aproximadamente en un 50%.

Ilustración 5. Ejemplo De Conversión 2



Esta opción duplica el número de conductores en la fase central. Las fases exteriores se conectan en paralelo para formar un solo polo. La fase central formaría otro polo.

Ilustración 6. Ejemplo De Conversión 3

2.4 Experiencias a Nivel Mundial

A nivel mundial, existen empresas que ofrecen servicios de ingeniería para realizar estos proyectos, pero la documentación que se tiene hasta la fecha es escasa. No es un tema nuevo pues publicaciones como el *Manual de Ingeniería eléctrica* referencia el tema. También existe como ejemplo un estudio realizado por SAE/sadelmi en Italia llamado *"HVDC Conversión of HVAC Lines to provide Substancial Power Upgrading" en 1991.*Empresas como ABB (Asea Brown Boveri) muestran ejemplos de conversión de líneas trifásicas a líneas operando en corriente continua. Como ejemplo citaremos los publicados en la revista ABB No 3 del año 1997.

En este primer ejemplo (*ilustración 7)*,se muestra la conversión de una línea trifásica de 330 kV circuito sencillo con dos conductores por fase (línea Sapele-Aladja en África), en un bipolo operando a ± 500 kV y con la configuración de tres conductores por fase. En el se observa como al aumentar el nivel de tensión se aumenta la altura de las torres en 4.3m debido al aumento en la longitud de la cadena de aisladores con el fin de cumplir las distancias mínimas de seguridad. Se elimina la fase del centro y se aumenta el número de subconductores en las fases exteriores.

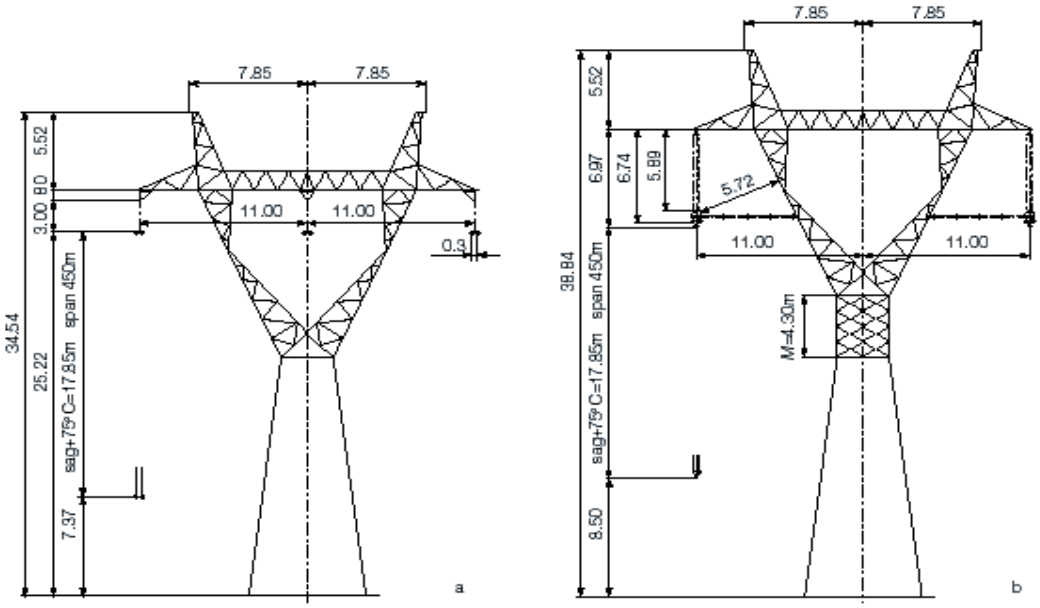


Ilustración 7. Conversión Línea Antes 330 kV AC, Después +/- 500 kV DC. Circuito Sencillo.

Para este caso se obtuvieron los siguientes datos:

Tabla 1. Ejemplo De Transformación Circuito Sencillo.

PARAMETRO	SISTEMA TRIFASICO	SISTEMA HVDC
Tensión	300 kV	+/- 500 kV
Tipo	1 circuito	1 bipolo
Cableado	3x2 ACSR BISON	2x3 ACSR BISON
Capacidad de transporte con 1 A/mm^2 aprox.	437 MVA 393.3 MW•	1145 MW
Potencia térmica limite	892 MVA 802.8 MW•	2340 MW
Perdidas en 300 km con 1 A/mm^2 aprox.	21.6 MW	20.9 MW

El segundo ejemplo también fue realizado por ABB, consiste en una línea trifásica de doble circuito a 330 kV AC y dos conductores por fase, convertida en un bipolo doble operando a ± 500 kV y haces triples. Se obtuvieron los siguientes datos:

• Utilizando un factor de potencia de 0,9.

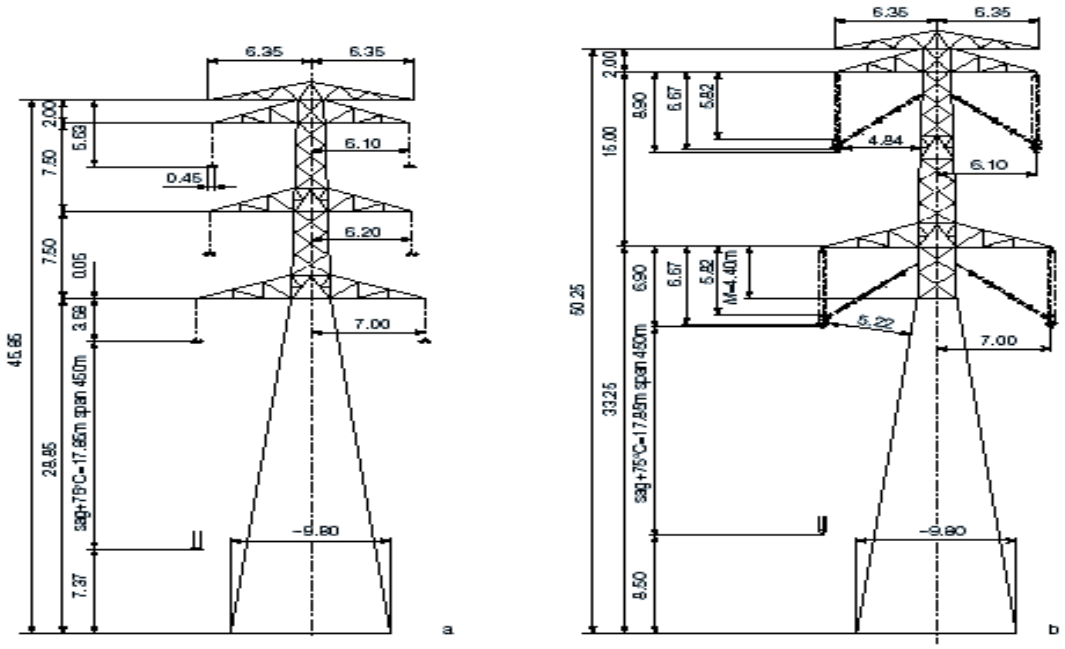


Ilustración 8. Conversión Línea Antes 330 kV AC, Después +/- 500 kV DC. Doble Circuito.

Tabla 2. Ejemplo De Transformación Doble Circuito.

PARAMETRO	SISTEMA TRIFÁSICO	SISTEMA HVDC
Tensión	300 kV	+/- 500 kV
Tipo	2 circuitos	2 bipolos
Cableado	6x2 ACSR BISON	2x3 ACSR BISON
Capacidad de transporte con 1 A/mm^2 aprox.	873 MVA 785.7 MW•	2291 MW
Potencia térmica limite	1783 MVA 1604.7 MW•	4680 MW
Perdidas en 300 km con 1 A/mm^2 aprox.	43.2 MW	41.8 MW

Como se puede observar según los datos, en corriente continua se aprovecha totalmente la potencia limite térmica. En muchos casos, las líneas trifásicas no se pueden utilizar hasta la potencia límite térmico por razones de estabilidad.

• Utilizando un factor de potencia de 0.9

2.5 Caso Ejemplo (Línea San Carlos - Sabanalarga)

Para ilustrar el proceso de conversión de líneas trifásicas a líneas de corriente continua, se utilizara uno de los circuitos de la línea San Carlos – Sabanalarga 500kV con el fin de desarrollar los lineamientos generales que se deben tener en cuenta para futuros proyectos de este tipo.

2.5.1 Características de la línea

A finales de los años setenta, se dio inicio al primer circuito que interconectaría el sistema central con el de la costa y que debido a la gran distancia de separación (aproximadamente 520km) entro a operar a 500kV AC.

El aumento de los intercambios de potencia, para atender la demanda cumpliendo con parámetros de confiabilidad y mínimo costo dio como resultado la construcción de un segundo circuito operando también a 500 kV AC.

Las subestaciones que hacen parte de este sistema (para ambos circuitos) son: la S/E San Carlos (Antioquia), S/E Cerromatoso (Córdoba), S/E Chinú (Córdoba), S/E Sabanalarga (Atlántico).

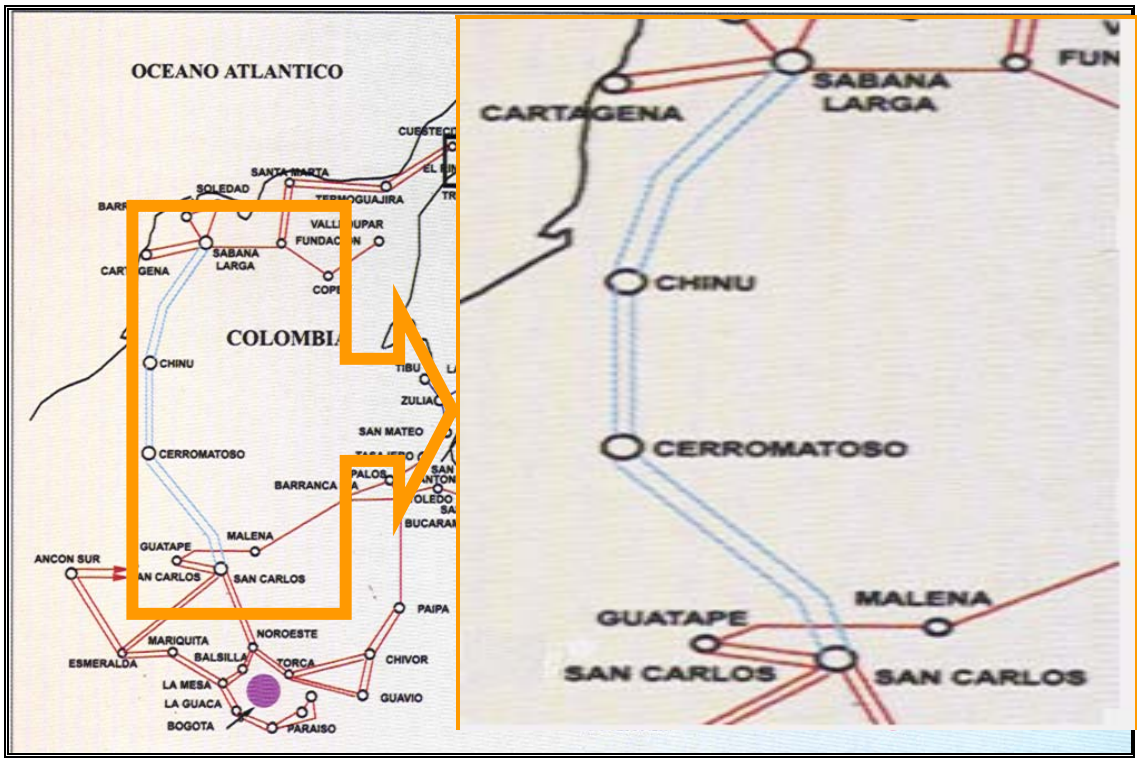


Ilustración 9. Ubicación geográfica de la línea.

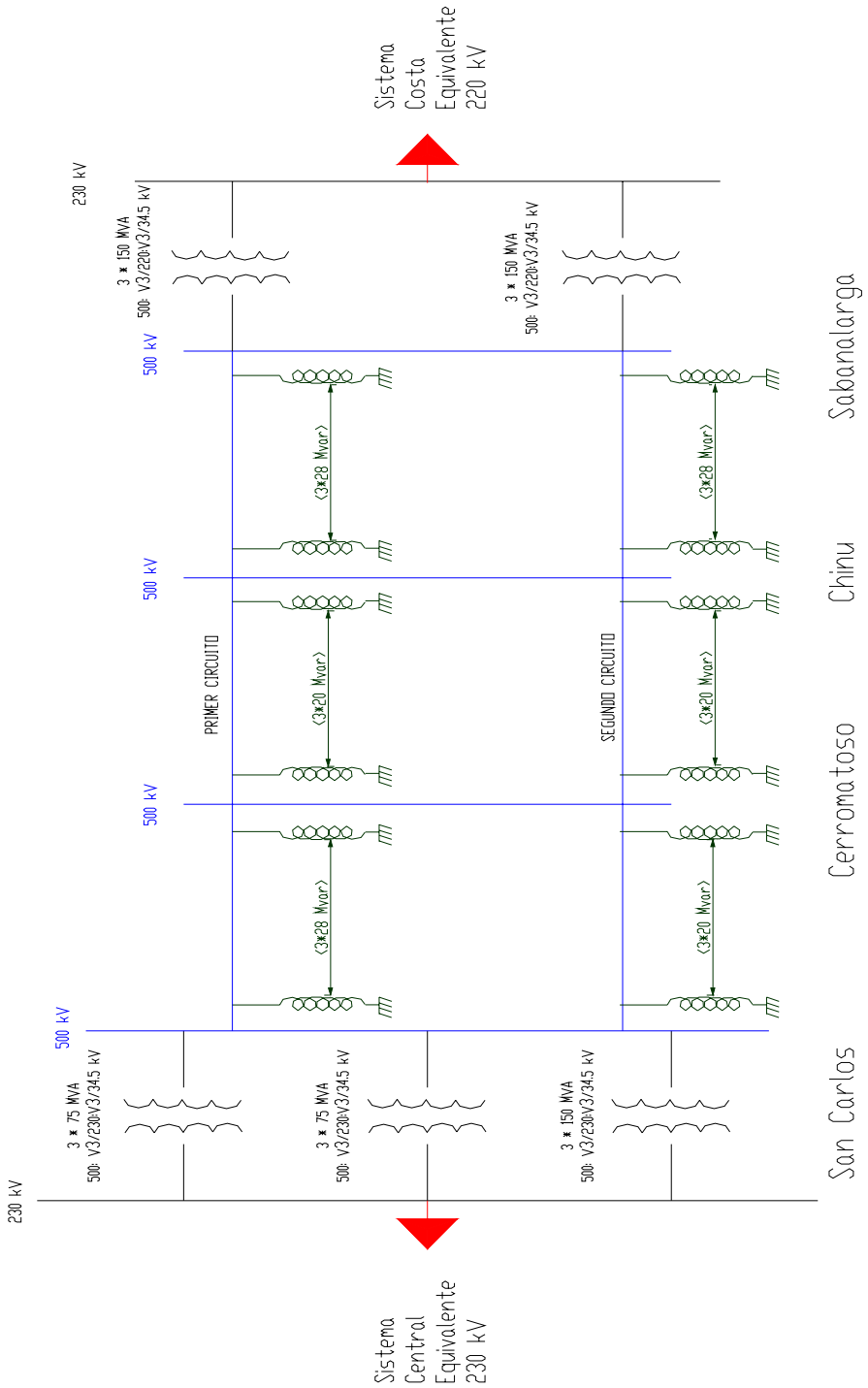


Ilustración 10. Diagrama unifilar de la línea.

Características principales de la línea:

Tabla 3. Características De La Línea 500.kV AC

	Sector Norte Cerromatoso-Sabanalarga	**Sector Sur San Carlos-Cerromatoso**
CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR•		
Nombre	Darien	Flint
Material	AAC	AAAC
Calibre kcmil /AWG	559.5	740.8
Hilos AL/ AC	19/0	37/0
Sección Total(mm^2)	238.5	375.38
Diámetro total(mm)	21.79	25.16
Peso (kgr/m)	0.7816	1.0349
Tensión de rotura (kg)	8535	11042
Configuración	4 conductores en haz espaciados 457 mm.	
Resistencia corriente continua 20° C	0.1181 ohm/ km.	0.0892 ohm / km.
CARACTERÍSTICAS DE LA LINEA.		
Longitud de la línea en km (aprox.)	310	210
Impedancia Característica (OHM)	287	287
Temperatura básica promedio del lugar ^oC	26.8	22.4
Vano Regulador (m)	450	450
Nivel Ceráunico	59	94
Porcentaje de terreno montañoso (%)	22	100

Tabla 4. Características De La Cadena De Aisladores 500kv AC.

Cadena de Aisladores	**Suspensión**	**Retensión**
Configuración	V V V	Doble
Número de aisladores por brazo	28 de 36000 lb c/u	32 de 50000 lb c/u
Distancia de fuga de cada aislador	146 mm	159 mm

• Los datos aquí expuestos fueron tomados del curso de actualización de *ingeniería de alto voltaje.* Medellín 1988.Algunos de estos datos fueron corroborados con datos directamente de ISA (Interconexión Eléctrica S.A.)

Se escogió este sistema para el presente estudio ya que es el más viable a ser modificado a corriente continua. Recordemos que los sistemas en corriente continua son más factibles a grandes distancias.

2.6 Aspectos Técnicos

2.6.1 Servidumbres

La zona de servidumbre, es un área o porción de terreno a lo largo de la línea de transmisión, que permite la circulación de personal de la empresa o contratista durante la construcción de la línea y posteriormente para labores de mantenimiento. El ancho de la servidumbre resulta del estudio electromecánico de la línea. Sin embargo hay normas como el RETIE y el NESC, que reglamentan estos anchos de servidumbre.

Si se compara líneas de AC con líneas en HVDC, se observa que para una misma potencia de transporte se tendrán torres más simples, menos distancias de seguridad y menores zonas de servidumbres (el ancho de servidumbre es cerca de 2/3 menos en HVDC que su equivalente en HVAC). Esta diferencia en líneas de gran longitud repercute en costos y en consideraciones ambientales.

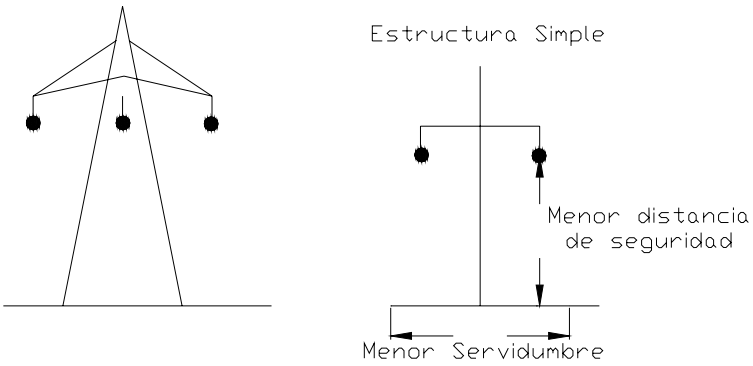


Ilustración 11. Comparación Torres en AC y DC.

En la siguiente tabla se observan capacidades típicas de transporte para circuitos en AC y DC.

Tabla 5. Capacidades típicas de circuitos en AC y DC.

DC		AC	
Tensión (kV)	**Potencia (MW)**	**Tensión (kV)**	**Potencia (MW)**
± 250	500	230	150
± 400	1000	345	400
± 500	2000	500	1000
± 600	3000	765	2500

Se observa que una línea a ± 500 kV (ancho de servidumbre = 52 m, bipolar) tiene la misma capacidad de dos líneas a 500 kV AC (servidumbre = 100 m; en circuito sencillo), o a una de 765 kV AC (servidumbre = 88m; circuito sencillo).
Teniendo en cuenta esto, se puede decir que el trazado existente de la línea San Carlos Sabanalarga, admite una repotenciación, es decir puede perfectamente aumentar su capacidad de transporte mediante la conversión a corriente continua.

En la siguiente tabla se observa algunos ejemplos del cálculo de las zonas de servidumbre para sistemas en ambientes con ligera y alta contaminación, estudio que se realizó para la conversión de líneas de corriente alterna a corriente continua en Italia.

Tabla 6. Cálculo servidumbre para sistemas monopolares y bipolares

	Monopolar (ROW en metros)•		**Bipolar (ROW en metros)***	
Tensión	**Ligera contaminación**	**Alta contaminación**	**Ligera contaminación**	**Alta Contaminación**
± 290	15.2	15.2	21.3	23.7
± 490	17.7	17.7	26.6	30.5
± 725	23.8	23.8	36.6	42.5
± 840	28.5	28.5	43	49.9

En el caso de líneas en AC, las recomendaciones del RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas) para las zonas de servidumbre son:

Tabla 7.Ancho de servidumbre según el RETIE

Tipo De Estructura	**Tensión (Kv)**	**Ancho Mínimo (M)**
Torres	500	60
Torres	220/230 (2 cto)	32
	220/230 (1 cto)	30
Postes	220/230 (2 cto)	30
	220/230 (1 cto)	28
Torres	110/115 (2 cto)	20
	110/115 (1 cto)	20
Postes	110/115 (2 cto)	15
	110/115 (1 cto)	15
Torres /postes	57.5/66	15

• Resulta de la conversión de un circuito sencillo en AC. Tomado de " HVDC Conversión of HVAC lines to provide Substancial Power Upgrading". IEEE Transaccion on Power Delivery, Vol 6, No 1 January 1991.
* Conversión de una Línea de doble circuito AC a un bipolo. Tomado de "HVDC Conversión of HVAC lines to provide Substancial Power Upgrading". IEEE Transaccion on Power Delivery, Vol 6, No 1 January 1991.

2.6.2 Selección del Nuevo Voltaje

Como se ha visto, en la conversión se utilizan tensiones mayores. Estas tensiones resultan del hecho de que las líneas en corriente continua pueden operar con la tensión pico o de cresta es decir (√2.U), razón por la cual se aumenta la capacidad de transporte, además de otros efectos como el aprovechamiento de la sección total del conductor ya que no existe el efecto piel, además de la reducción de pérdidas debido que a corriente continua la frecuencia es cero y no se transporta reactivos.

Así para el sistema de 500 kV San Carlos-Sabanalarga, la nueva tensión en corriente continua será:

$$500kV * \sqrt{2} = 707.11$$

De acuerdo a los ejemplos mostrados, se toma un voltaje normalizado de ±*765 kV.*

Sin embargo, se debe tener en cuenta que en cada caso, se requiere una evaluación particular de otros parámetros a tener en cuenta como: estaciones conversoras (parámetros de operación), espacio disponible para la instalación de los equipos necesarios para la estación (conversores, inversor, filtros, etc), compra de nuevos equipos como transformadores, etc.

De este modo se tomarán para este estudio tres voltajes ± 500kV, ± 600kV, ± 765kV kV, con el fin de mostrar el comportamiento de los diferentes parámetros esenciales en la conversión de líneas de corriente trifásica a líneas de corriente continua.

2.6.3 Selección de la cadena de aisladores

En los primeros sistemas en corriente continua, se observaron algunos fenómenos que resultaron en la destrucción de una gran cantidad de aisladores de vidrio. La contaminación ataca más rápido la cadena de aisladores en corriente continua, debido a que no se presenta cambio de polaridad para repelerla.

Empresas como NGK INSULATORS han desarrollado aisladores especiales para sistemas en corriente continua “DC FOG INSULATOR”, los cuales muestran mejor rendimiento comparados con aisladores AC FOG TYPE para la misma distancia de paso.

La metodología que se utilizo para la selección de la cadena de aisladores es la siguiente: se emplea la siguiente gráfica la cual muestra el factor de corrección de contaminación, por ejemplo se muestra ciudades con diferentes niveles de contaminación, en Japón por ser un país predominantemente costero la

contaminación es alta. En el caso de la línea San Carlos Sabanalarga tendremos un nivel de contaminación limpio - ligero:

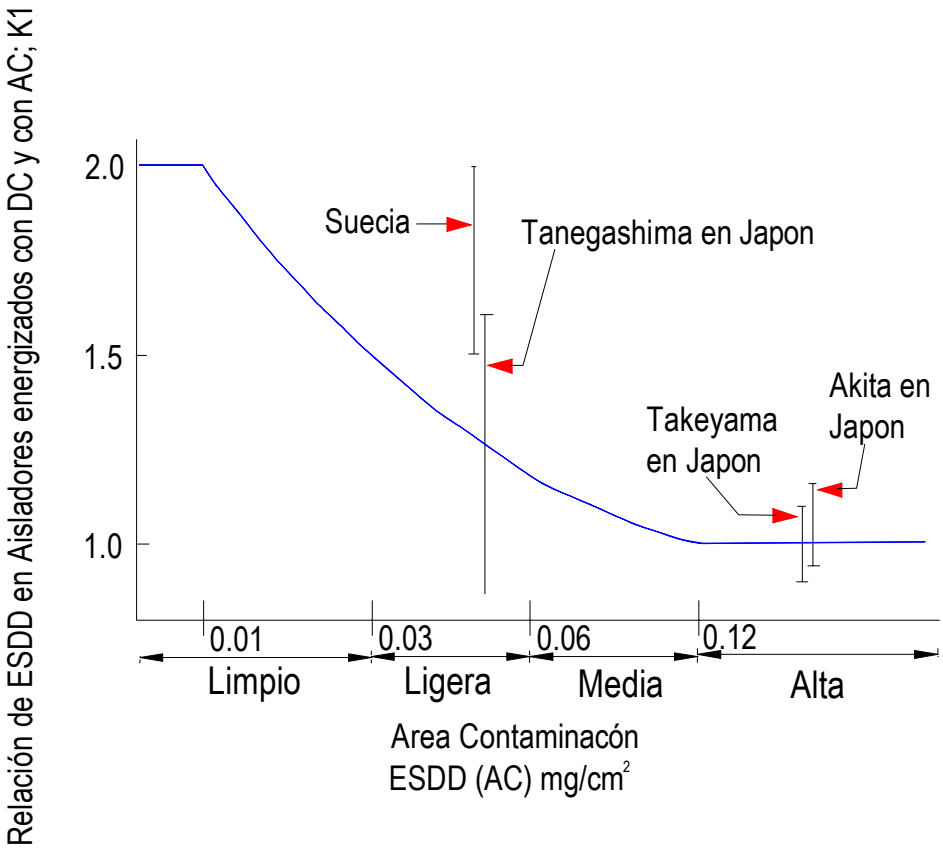


Ilustración 12. Gráfica Del Factor De Corrección Por Contaminación

Se emplea la siguiente formula la cual nos da el número de aisladores requeridos por cadena:

$$N = \frac{U}{Tensión_disruptiva_de_una_unidad_(V_{DWS})}$$ *Ecuación 1*

Esta tensión crítica disruptiva V_{DWS} (*por sus siglas en inglés)* es igual:

$$V_{DWS} = \frac{1}{1.1} * k2 * tension_disruptiva_en_niebla(V_{WS})$$ *Ecuación 2*

El factor 1.1 es un factor de seguridad.

V_{WS} resulta de la siguiente ilustración

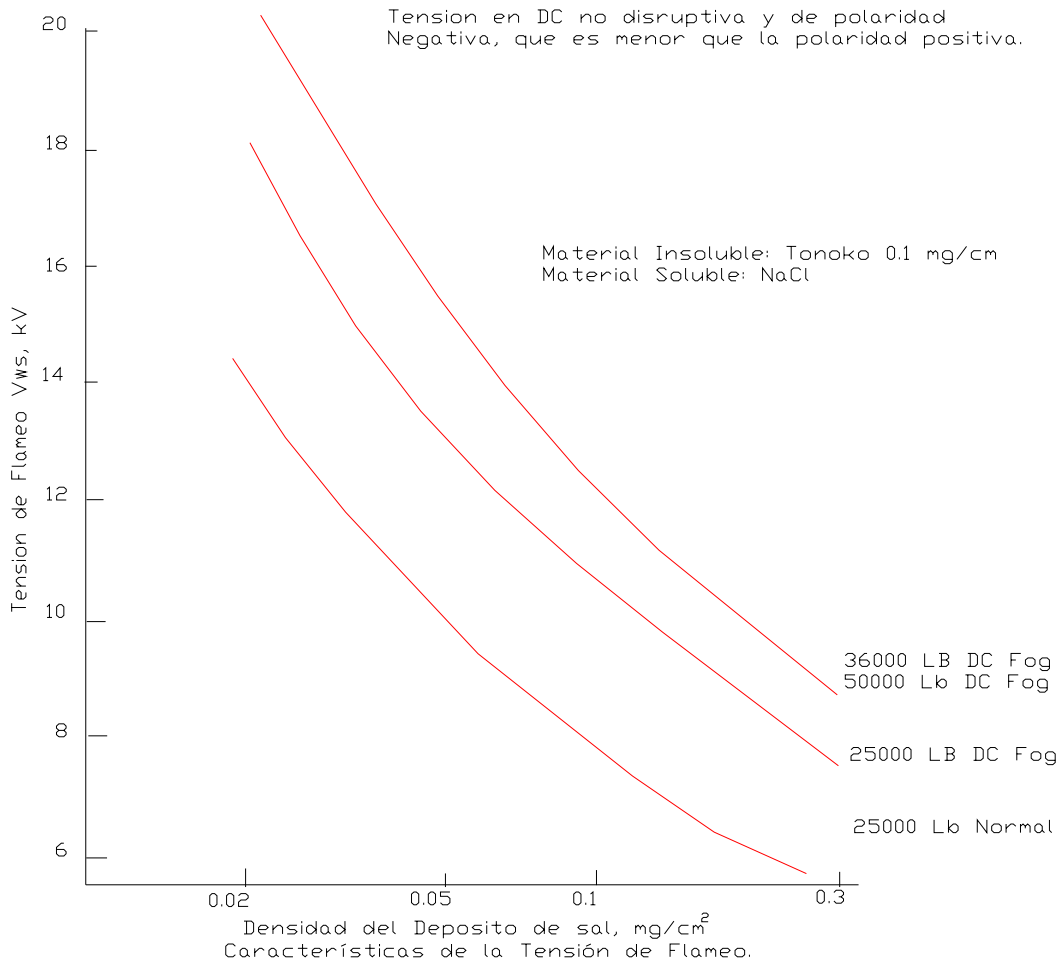


Ilustración 13. Gráfica Del Voltaje Contra La Densidad De Los Depósitos De Sal.

En la ilustración anterior, se muestra los diferentes niveles de ESDD depósito de sal equivalente contra niveles de tensión crítica No disruptiva, teniendo en cuenta diferentes tipos de aisladores.

El factor k2 se obtiene también de la siguiente ilustración, en esta se relaciona el factor K1 (factor que relaciona el nivel de contaminación para corriente alterna) con la cantidad de material insoluble y la tensión critica no disruptiva.

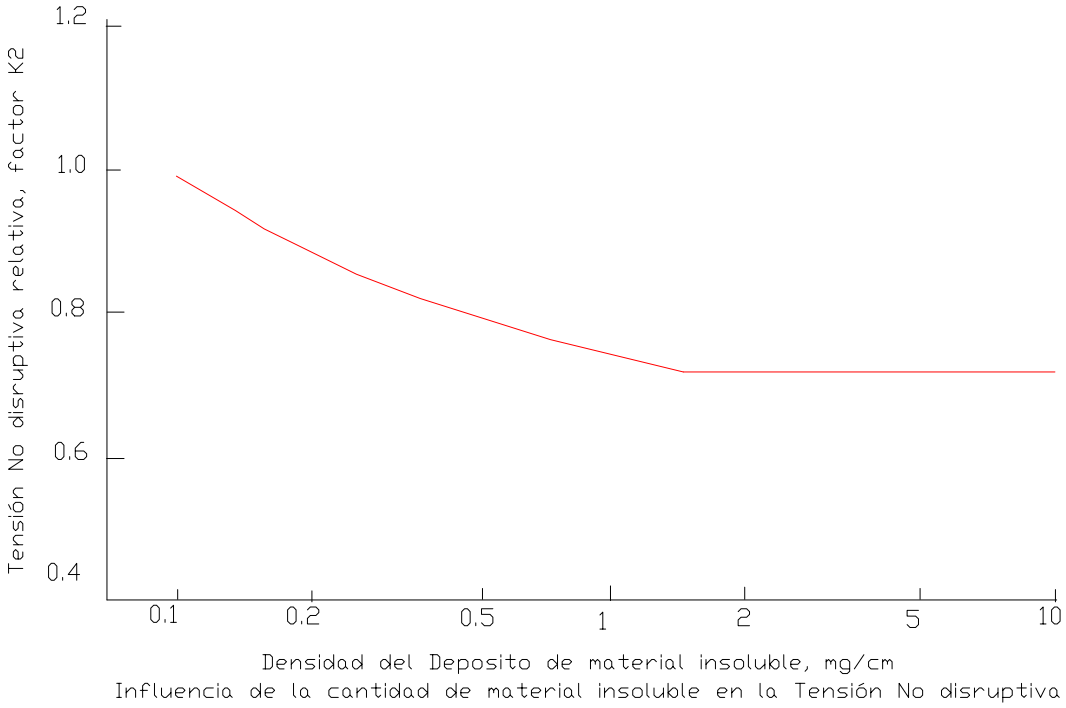


Ilustración 14. Influencia de la cantidad de materiales insolubles en el voltaje.

Según estas gráficas, tendremos un factor V_{WS} de 20.6 kV/unidad en ambientes limpios y de 15.6 kV/unidad para ambientes ligeramente contaminados. *(Ambos factores se escogieron para aisladores de 36000 y 50000 lb)*. Con estos factores se obtienen también los valores de diseño DV_{DWS} (Design withstand voltaje) de 18.7 kV/unidad para ambientes limpios y 14.2 para ambientes ligeramente contaminados. Aplicando la ecuación 1 se tiene que:

Tabla 8. Cantidad De Aisladores Requeridos Para Los Diferentes Sistemas.

SISTEMA	AISLADOR	SIN CONTAMINACION	LIGERAMENTE CONTAMINADO
± 500 kV	36 y 50 Kip DC FOG	$N = \frac{500kV}{18.7} = 26.7$	$N = \frac{500kV}{14.2} = 35.2$
± 600 kV		$N = \frac{600kV}{18.7} = 32.1$	$N = \frac{600kV}{14.2} = 42.2$
± 765 kV		$N = \frac{765kV}{18.7} = 40.9$	$N = \frac{765kV}{14.2} = 53.87$

Los aisladores seleccionados 36000 lb (160 kN) para cadenas de suspensión y 50000 lb (210 kN) para cadenas de retención, poseen las siguientes características:

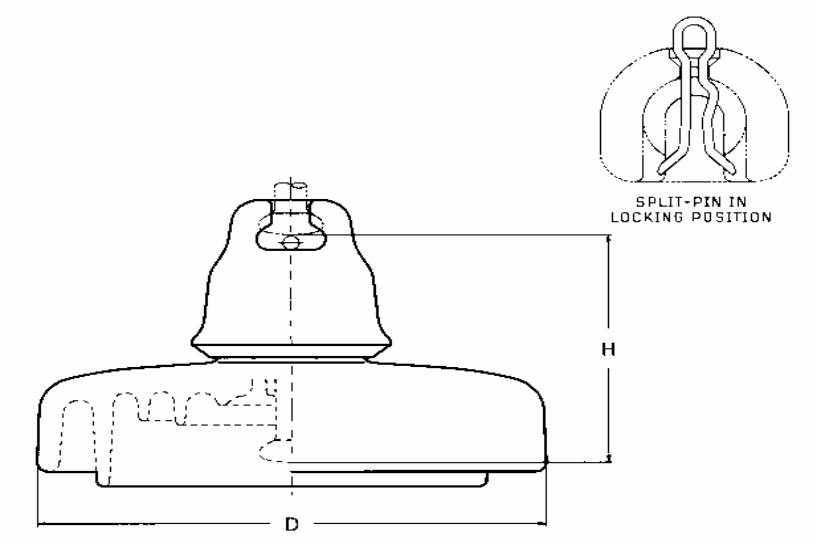


Ilustración 15 Aislador Tipo DC FOG TYPE

Tabla 9. Características De Los Aisladores.

	36000 lb	**50000 lb**
Diámetro D (mm) (Unidad)	320	320
Espaciamiento H (mm) (Unidad)	170	170
Distancia de fuga (mm) (Unidad)	570	570
Peso neto aprox. (kg) (Unidad)	11	12

Con estos datos tendríamos una cadena de aisladores cuya longitud será (se tomara solamente los datos de ambientes sin contaminación):

Tabla 10. Número Y Longitud De La Cadena De Aisladores.

Sistema	**Número de Aisladores**	**Longitud de la cadena(metros)**
± 500 kV	27	4.59
± 600 kV	32	5.44
± 765 kV	41	6.97

2.6.4 Herrajes Utilizados

Los herrajes en una línea ya sea HVDC o línea trifásica cumplen con los siguientes propósitos:

- Fijación en suspensión o amarre, de los conductores y cables de guarda.
- Protección mecánica de los conductores, aisladores y cables de guarda.

Como elemento de sujeción, deben ofrecer cierto grado de seguridad mecánica.

Para nuestro caso ejemplo, se hace necesario saber la longitud total de la cadena de aisladores con herrajes incluidos. Algunos de estos accesorios que nos permiten ensamblar nuestra cadena en V de aisladores a la torre de suspensión son:

1. *Tower attachment*, este grillete sirve para fijar nuestra cadena a la torre. Peso de 1.22 kg y carga mínima de rotura de 210 kN.
2. *Ball clevis,* (anilla bola) une la parte superior o cap del aislador para fijarlo a la torre. Peso 0.32 kg y carga mínima de rotura 70 kN.
3. *Cadena de Aisladores DC FOG TYPE*
4. *Socket Clevis, este herraje une el pasador o clavija del aislador (pin) con los demás herrajes. Peso 1.52kg carga mínima de rotura 120kN*
5. *Yoke (yugo).* Diseñado para soportar los seis conductores
6. *Suspensión Clamp, (abrazadera de suspensión),* sujeta el conductor. Este en especial esta diseñado para sujetar conductores entre 21mm y 32 mm de diámetro. Peso 5.5 Kg. Carga mínima de rotura garantizada 60 kN.
7. *Eye link* (acoplador) peso 19.5kg capacidad de rotura 600kN.
8. *Yoke (yugo).*
9. *Clevis Clevis.*

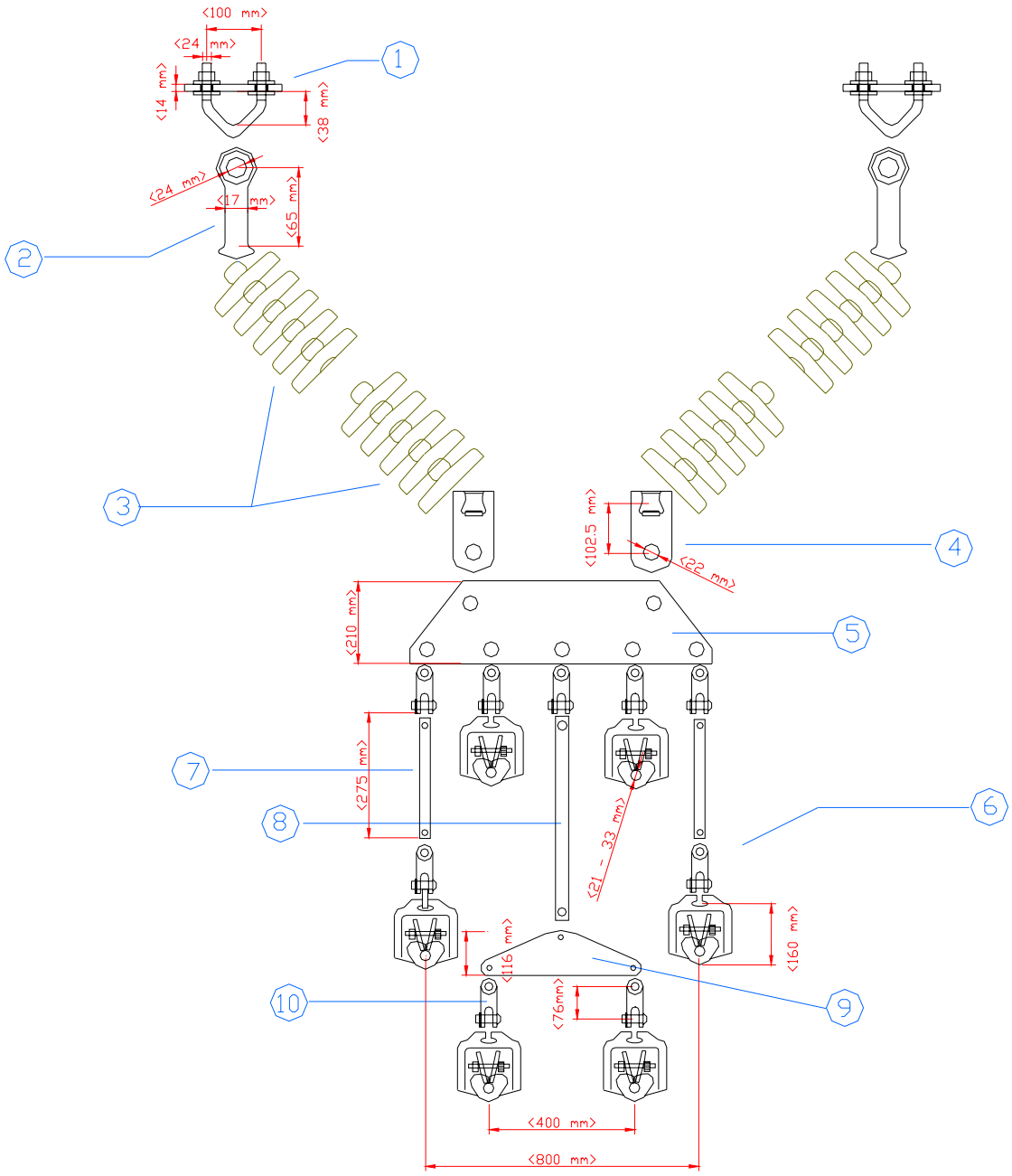


Ilustración 16. Ejemplo De Los Herrajes Utilizados Para Soportar Los Seis Conductores Por PolO

Se aconseja realizar un estudio más riguroso para la selección de los herrajes ya que no es muy común encontrar a la fecha suficiente información para la selección de estos. Se debe verificar que cumplan con las cargas mínimas de roturas adecuadas para la disposición de seis conductores por fase.

2.6.5 Distancias De Seguridad

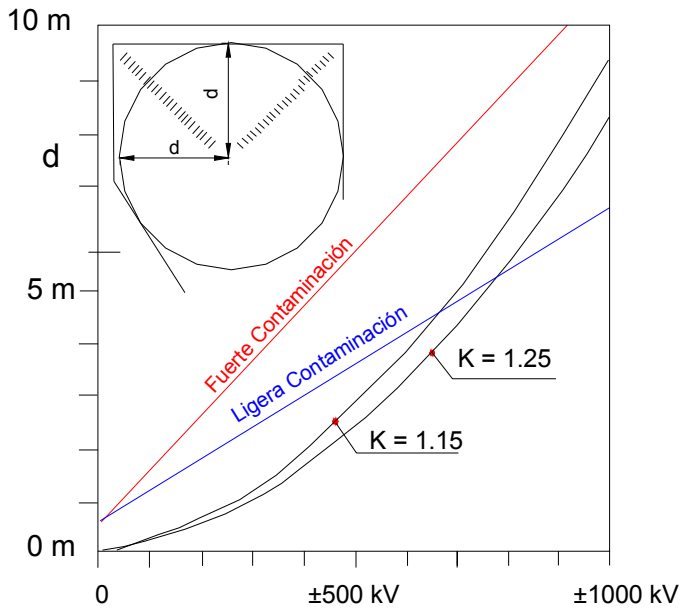
2.6.5.1 Distancias entre conductores y las traviesas de la torre.
Las distancias fase tierra están establecidas por la NESC (National Electrical Safety Code), ASC (Accredited Standards Committee) C2, sección 23 "Clearances", año 2002, última revisión, a través de la formula

$$d = \left(\frac{V * PU * a}{k * 500} \right)^{1.667} \qquad \textit{Ecuación 3}$$

Donde:

V = Voltaje nominal en kV corriente continua.
PU = 1.75
K = 1.15 para líneas monopolares
K = 1.25 para líneas bipolares
a = 1.25

En esta formula se debe tener en cuenta que la cadena en V tiene un ángulo de 90° resultante de la siguiente gráfica:



Distancia de los conductores a la torre "d" que resulta de los requerimientos de aislamiento para las sobretensiones (linea punteada) y de los requerimientos de aislamiento superficial (linea continua).

Ilustración 17. Gráfica para Determinar la Distancia entre los conductores y la torre

En sistemas de corriente continua con modernos sistemas de control en las estaciones conversoras, los únicos sobrevoltajes con frentes de onda similares a los switching surge son aquellos que ocurren en un polo sano debido a la falla del aislamiento en el otro polo. Estos sobrevoltajes dependen de las características de la línea (longitud y parámetros eléctricos, etc.).

En las peores condiciones, estos sobrevoltajes son menores que 1.7 - 1.8 pu del sobrevoltaje pico. Con esta fórmula, la distancia mínima del conductor hacia la torres "*d*" ha sido probada para diferentes niveles de tensión con el fin de obtener un nivel subsecuente de tensión de salto (flashover). También se debe considerar la probabilidad de falla a lo largo de toda la línea.

Para nuestro caso esta distancia entre el conductor y la torre aplicando la ecuación 3 será:

Tabla 11. Distancia Mínima Entre Conductores Y La Torre.

Sistema	$d = \left(\frac{V*1.75*1.25}{1.25*500} \right)^{1.667}$
± 500 kV	2.54 m
± 600 kV	3.44 m
± 765 kV	5.16 m

Teniendo en cuenta que la transformación será para un sistema bipolar.

Tenemos que la longitud total de la cadena (aisladores + herrajes) es (38 mm + 65 mm + 102.5 mm + 210 mm + 76 mm) longitud de los herrajes 1, 2, 4, 5, y 10 (*se tomará esta longitud igual para todos los casos*) y teniendo en cuenta que los brazos de la cadena están a 90 ^{0}, se tiene que la distancia "*l*" de la cadena será:

Tabla 12. Distancia Entre Conductores Y La Torre.

Sistema	**Longitud "*l*"**	**Distancia entre conductor y la torre "d"**
± 500 kV	5.08 m	3.59 m
± 600 kV	5.93 m	4.19 m
± 765 kV	7.46 m	5.28 m

Garantizando de este modo el cumplimiento de la norma.

2.6.5.2 Distancias mínimas al terreno

Para la distancia mínima al terreno (en el punto y condición de flecha máxima) se utiliza la siguiente expresión:

$$D\min : 6 + 0.006(U - 45)m. \quad \textit{Ecuación 4}$$

Donde

U = Tensión en corriente continua.

Para nuestros sistemas se tiene que la distancia mínima será:

Tabla 13. Distancia Mínima De Los Conductores Al Terreno.

Sistema	$D\min : 6 + 0.006(U - 45)m.$
± 500 kV	8.73 m
± 600 kV	9.33 m
± 765 kV	10.32 m

2.6.6 Disposición De Los Conductores

En esta transformación se eliminará la fase central del circuito de la línea San Carlos - Sabanalarga, agregando 2 de estos conductores en las fases exteriores para así formar una configuración de seis subconductores por polo. La disposición será la siguiente:

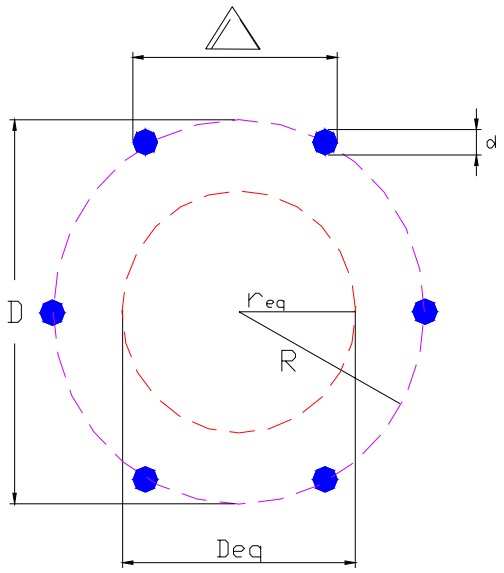


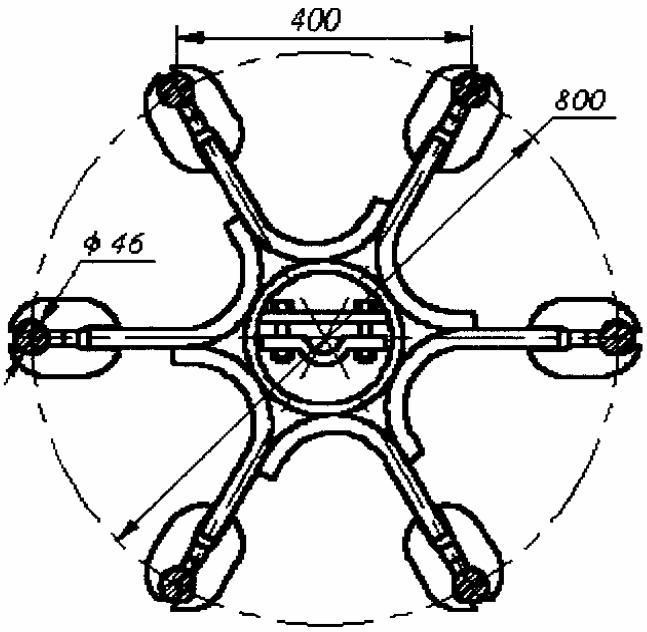
Ilustración 18. Disposición Del Haz De Seis Subconductores.

Donde:

r_{eq} = Radio equivalente del haz de subconductores
R = Radio del haz de subconductores
d = Diámetro del subconductor.
D_{eq} = Diámetro equivalente del haz de subconductores
D = Diámetro del haz de subconductores
Δ = Espaciamiento entre subconductores.

La distancia de separación entre subconductores es mantenida por espaciadores (spacers), además esta distancia es importante ya que influye en los fenómenos de descarga por Corona, gradiente de potencial, ruido audible e interferencia. En la actualidad normalmente se consiguen estos espaciadores para dos, tres y cuatro conductores por fase. Sin embargo, en muchas partes del mundo se esta buscando incrementar la capacidad de las líneas de transmisión, y un buen método para hacerlo es incrementar el número de subconductores por fase. Hoy en día, ya es posible ver líneas de transmisión con configuraciones de 6 y 8 subconductores por fase, y se esta estudiando la posibilidad de 12 y 16 subconductores por fase.

Un espaciador típico y el que será utilizado en este documento es:



Carga de rotura mecánica mínima garantizada: 1.96 kN•.
Peso: 22.96 Kg.
Distancias en milímetros

Ilustración 19 Ejemplo de Espaciador para seis subconductores.

2.6.7 Cable de Guarda:

El cable de guarda se coloca sobre las torres de energía apantallando la línea, protegiéndola de este modo contra descargas atmosféricas. En líneas de HVDC también se utiliza el cable de guarda; en la conversión se puede reutilizar o cambiarlo a cables de guarda con nueva tecnología.

En los últimos años, en líneas de transmisión en general ya sea en AC como en DC, se esta utilizando los cables de fibra óptica, que para el caso del cable de guarda aéreo se le llama OPGW (Optical Power Ground Wire).

Estos cables están hechos de acero para resistir la tracción, y aluminio para reducir el peso. En el centro, el OPGW dispone de un tubo por donde van las fibras ópticas que pueden llegar a ser 144. Para reemplazar el antiguo cable de guarda, por el nuevo cable de guarda, hay que desconectar la línea, permitiendo así mayor velocidad en la instalación por día, cerca de 4 a 6 km por día.

También existe una tecnología llamada Sky Wrap, que es un cable de fibra óptica de instalación helicoidal, diseñado para montaje en cables de guarda existentes.

• Datos tomados de fábrica. PROMARTURA, empresa Rusa.

Utiliza una máquina especial (embobinadora en espiral) para acoplar el cable bajo condiciones controladas. Este cable esta diseñado para ambientes en alta Tensión y ofrece un enlace completo de comunicaciones a un costo instalado relativamente bajo.

2.6.8 Retornos por Tierra

2.6.8.1 Generalidades.

En sistemas HVDC, es posible usar el terreno como trayectoria de retorno y así hacer menores las pérdidas y los costos de instalación. En sistemas monopolares, el sistema de retorno es un componente esencial dentro de su esquema, contribuyendo a la rentabilidad de estos sistemas que manejan potencias moderadas, siempre y cuando el costo de un segundo conductor o polo sea significativamente alto.

En sistemas bipolares también es usual encontrar los electrodos como un conductor extra en el caso de tener una falla en el bipolo y en general en cualquier sistema HVDC el electrodo de tierra sirve como un punto de referencia para fijar el voltaje del sistema.

A fin de evitar corrosión, los electrodos se sitúan por lo general a una distancia de 10 a 50 km de la estación convertidora. Puede usarse un cable o una línea aérea para la conexión. En la estación debe disponerse una tierra para transitorios utilizando un capacitor (>10mF) o un disipador de sobrevoltajes para protección.

2.6.8.2 Diseño de los electrodos

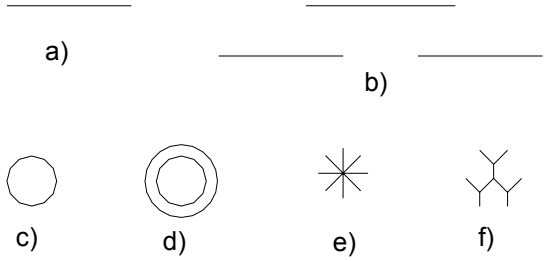
Los electrodos en los sistemas HVDC pueden ser ubicados en el terreno, en el mar o en la playa (estos últimos se explicaran en el anexo 3).

- *Electrodos situados en el terreno*: La resistividad del terreno depende de las condiciones y naturaleza del mismo (composición, sales solubles, estado higrométrico, temperatura, granulometría, compacidad, estratigrafía). Debe examinarse el terreno perfectamente y se deben tomar medidas de la conductividad térmica del suelo y de la resistividad térmica del suelo para así fijar el sitio del electrodo.

  La humedad alrededor del electrodo disminuye a causa de los campos eléctricos (electroósmosis) y los campos térmicos (termoósmosis) pero se compensa con la presión hidrostática. Un electrodo para terreno, no debe situarse en terrenos de grano muy fino, para evitar que se seque por efecto de la electroósmosis.

La disposición del electrodo también depende de factores económicos y ambientales.

Entre los electrodos de terrenos tenemos la disposición horizontal y vertical. Cuando se dispone de suficiente cantidad de terreno con características homogéneas, la disposición de electrodos horizontales es la solución más económica.



a) Electrodo línea.
b) Electrodo Multilínea
c) Electrodo en anillo
d) Electrodo en anillo con anillo secundario
e) Electrodo en estrella
f) Electrodo en estrella bifurcado.

Ilustración 20. Diseño típico de electrodos de tierra horizontal.

La Ilustración 21 muestra una disposición de un electrodo de tierra. El electrodo en si mismo esta hecho de hierro, es situado horizontalmente a una profundidad aproximada de 2 metros. Es incrustado en coque, el cual rellena una trinchera de sección transversal aproximadamente de 0.5x 0.5m$^{2.}$

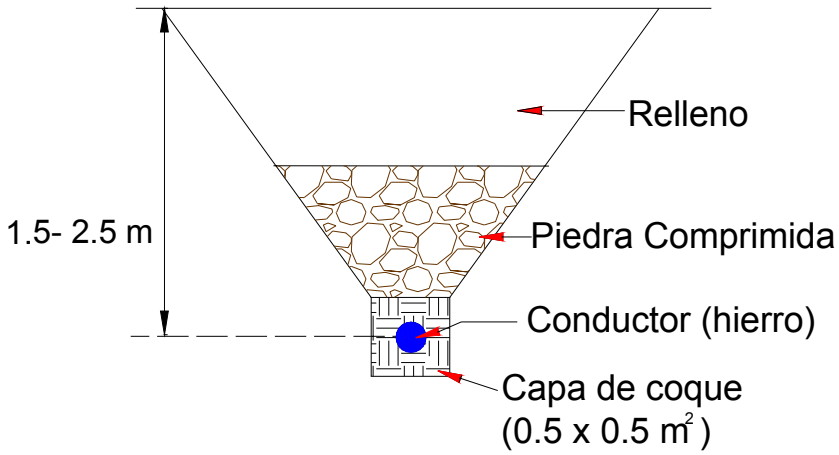


Ilustración 21. Arreglo típico de un electrodo de tierra.

Si la capa de tierra cerca de la superficie tiene una alta resistencia específica, pero debajo de ella existe una capa densa y conductora, el electrodo de tierra vertical es una posible solución.

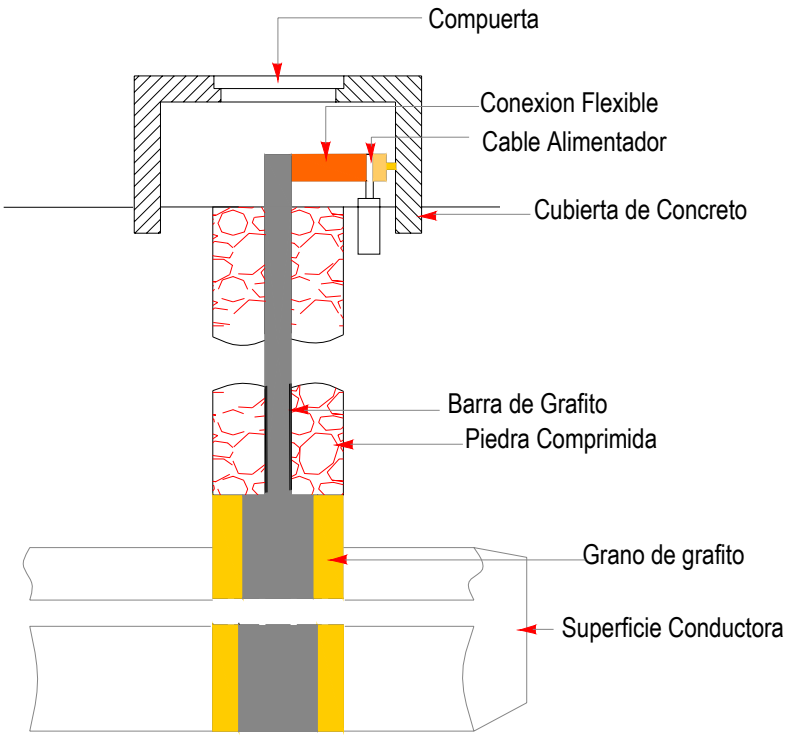


Ilustración 22 Electrodo vertical

2.6.9 Cimentaciones

Las cimentaciones o fundaciones, es el componente que se encarga de transmitir al terreno los esfuerzos o cargas que soporta la estructura y el peso propio de la estructura. Algunas de las cargas que debe soportar la estructura son:

a) Cargas permanentes: Peso de conductor
Peso del cable de guarda
Peso de los Aisladores
Peso de los herrajes y demás accesorios.

b) Cargas Aleatorias: Como el viento o el hielo.

c) Cargas excepcionales: Rotura de un conductor
Rotura del cable de guarda
Rotura de una cadena de aisladores

Además, se debe tener muy en cuenta las condiciones del terreno (composición de minerales, nivel freático, compacidad, etc.) donde se realizara la fundación.

En vista de esto, se hace necesario realizar un estudio exhaustivo que determine si es necesario o no reforzar las fundaciones existentes, a la hora de realizar la conversión de una línea de corriente alterna a corriente continua. El problema surge ya que si se eleva el nivel de tensión, se tendrá que elevar las torres, por lo tanto habrá mayores fuerzas de flexión (como las que produce el viento en la torre). Tan bien se tendrá que adicionar una pieza en la torre lo cual incrementa su peso y esto hace que se presente mayores esfuerzos de compresión (hundimiento de la estructura en el terreno).

2.6.10 Transformación De La Línea

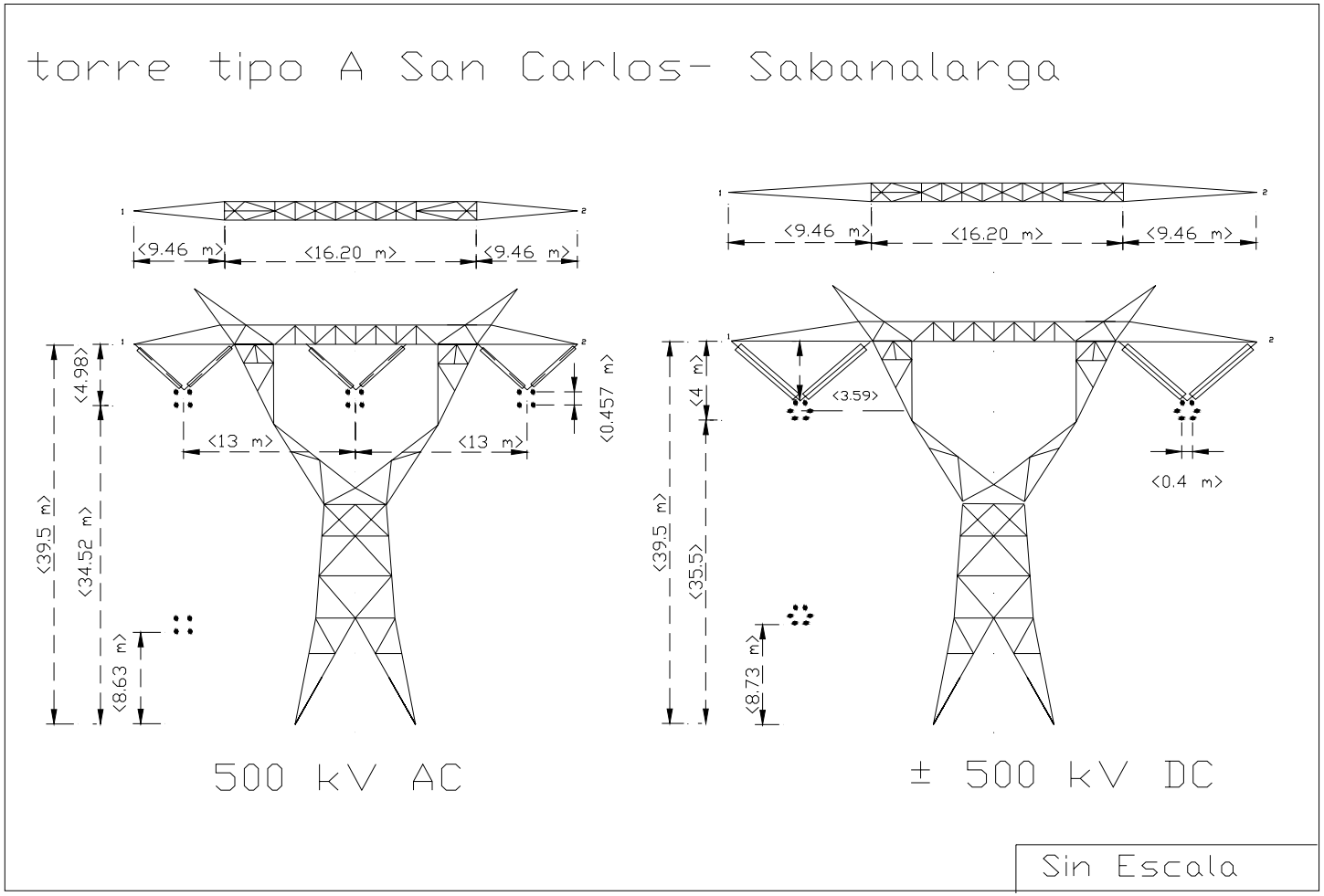
En está alternativa, se tiene en cuenta que se reutilizaran los conductores existentes en la medida posible. Para las torres de suspensión, se comienza por fijar la distancia entre la traviesa de la torre y los conductores.

La utilización de mayores tensiones en la línea, exige una mayor distancia de seguridad de los conductores al terreno. Por está razón y por la mayor longitud de la cadena de aisladores, es necesario elevar las torres. Tal es el caso si se utiliza la tensión de ±600 kV hay que elevarla 0.71 m, 2.79 m para la tensión de ±765 kV y para la tensión de ±500 kV no se hace necesaria ninguna modificación de la torre.

Debido a la mayor longitud de la cadena de aisladores, manteniendo una distancia de 90° entre sus brazos, se hace también necesario prolongar en 1.08 metros la traviesa en la cual están suspendidos los aisladores para el caso de utilizar la tensión de ±765 kV (antes 9.46 m, ahora 10.55 m).

En las torres de retención, el único cambio que hay que hacer se debe a la nueva distancia de seguridad de los conductores al terreno, lo cual hace elevar este tipo de torres 1.69 m para el caso de las torres si operarán a ±765 kV y 0.71 m si operarán a ±600 kV. En la siguiente figura se observa la transformación aplicada a una torre tipo A (suspensión) y a una torre tipo C (Retención) de la línea San Carlos-Sabanalarga. En el anexo 2, se describe brevemente el proceso de elevación de las torres.

Ilustración 23. Estructuras De Suspensión Para Los Casos De Estudio•



• Las distancias para esta torre tipo A, fueron tomadas del plano P77463 realizado por Consultoria Colombiana S.A.

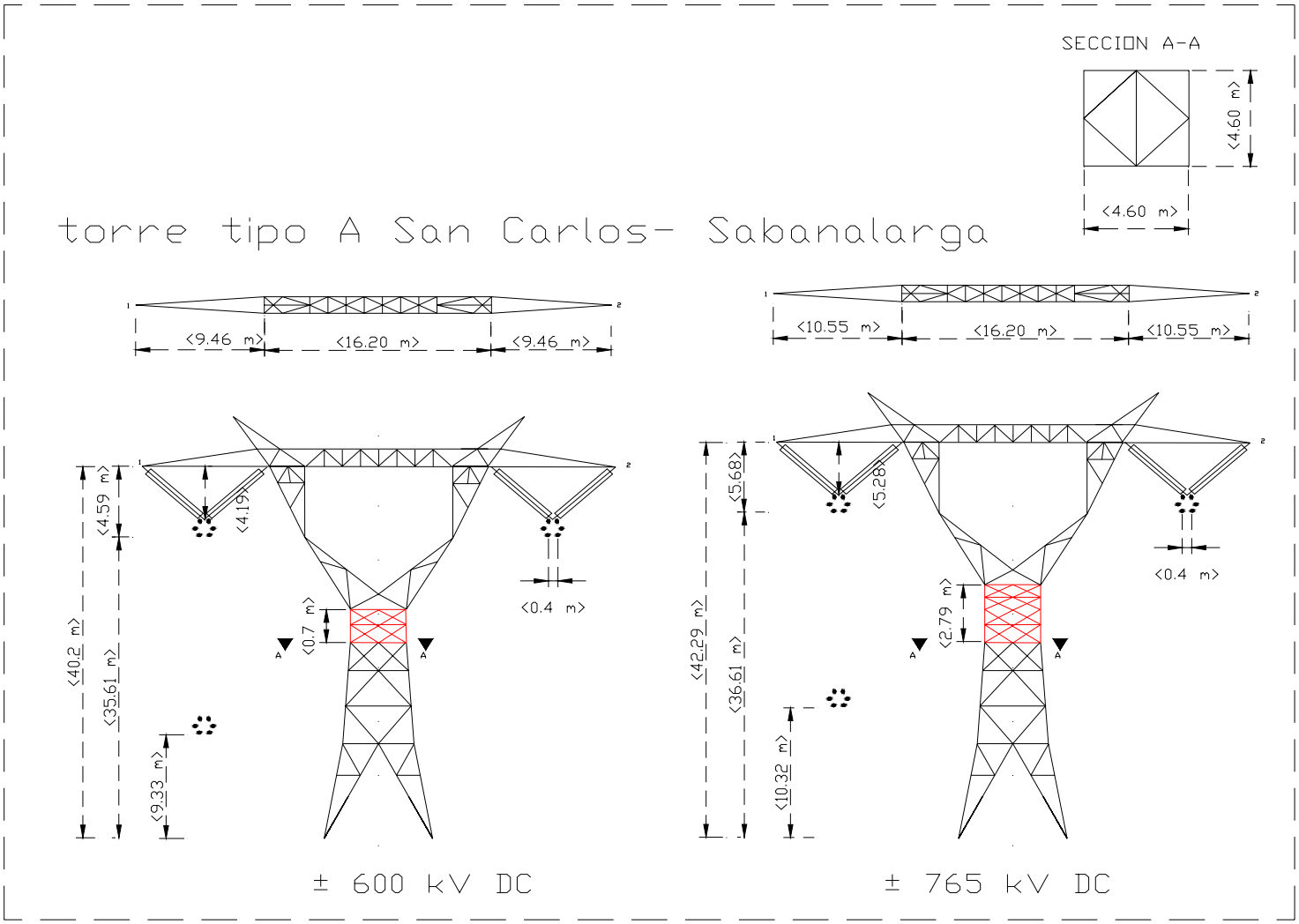
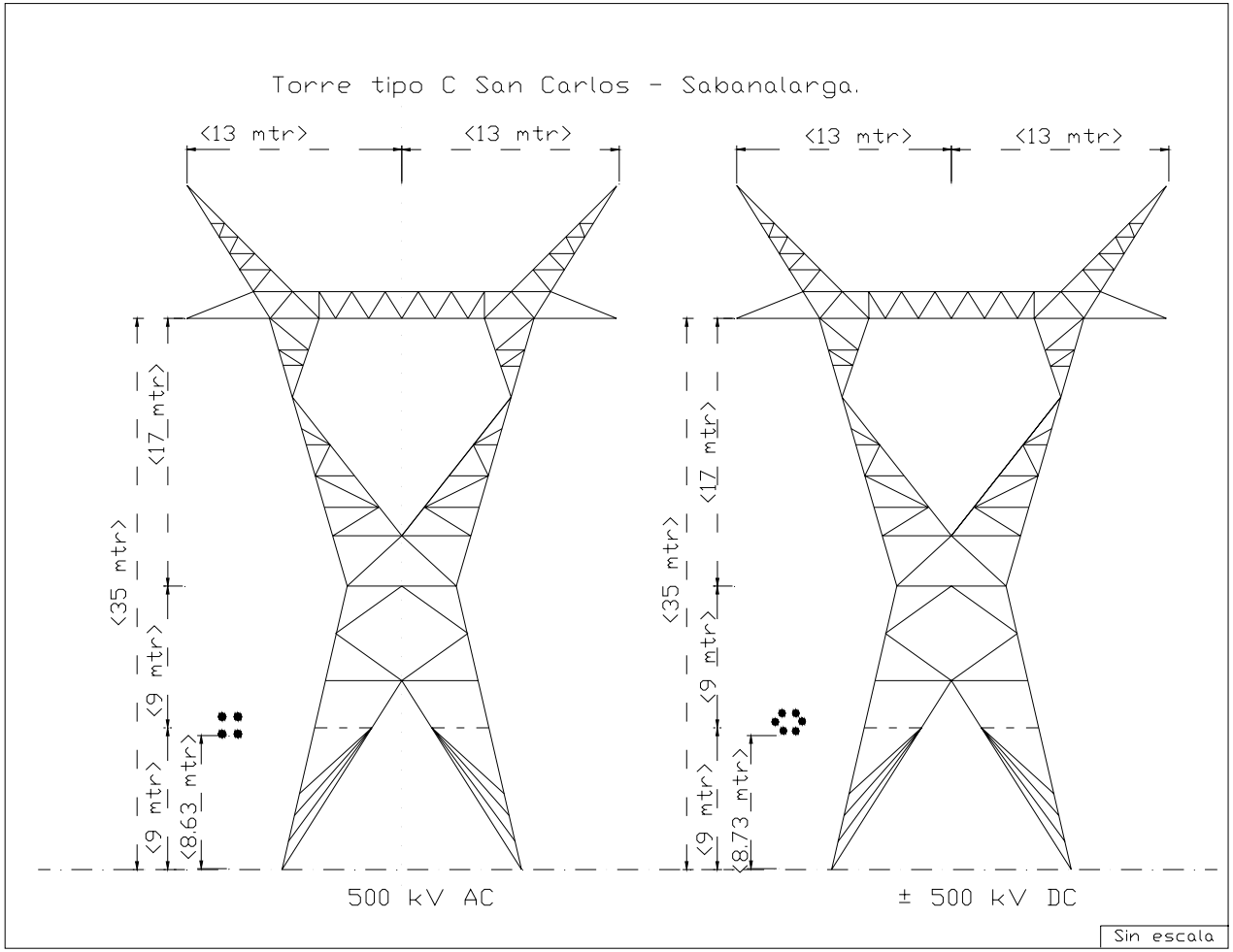
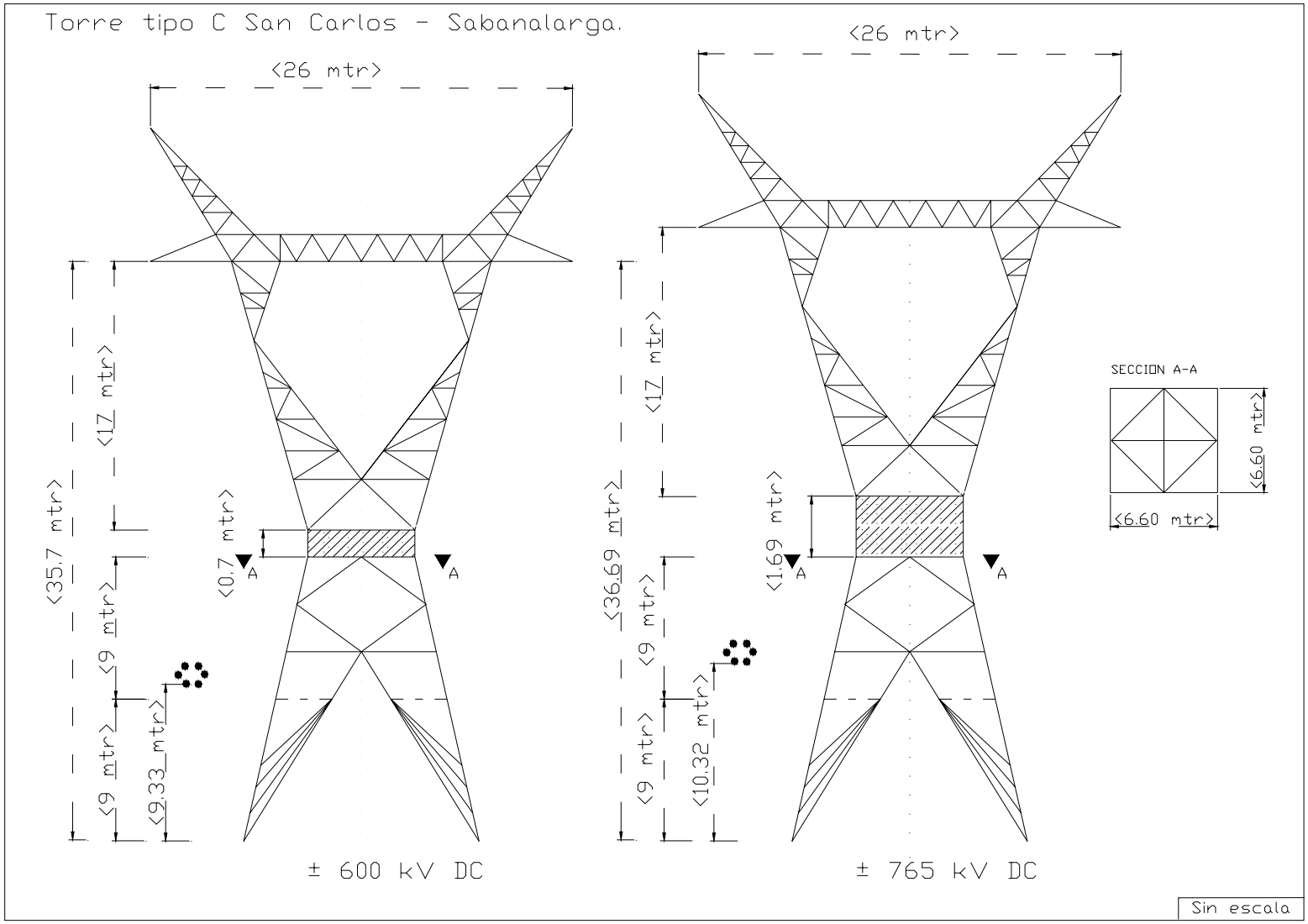

SECCION A-A
<4.60 m>
<4.60 m>
torre tipo A San Carlos- Sabanalarga
<9.46 m>
<16.20 m>
<9.46 m>
<10.55 m>
<16.20 m>
<10.55 m>
<4.59 m>
<4.19
<40.2 m>
<35.61 m>
<0.7 m>
<0.4 m>
<9.33 m>
<5.68>
<5.28>
<42.29 m>
<36.61 m>
<2.79 m>
<0.4 m>
<10.32 m>
± 600 kV DC
± 765 kV DC

Ilustración 24 Estructuras De Retención Para Los Diferentes Casos De Estudio•



• Las distancias para esta torre fueron tomadas del plano P79118. Torre Tipo C.


Torre tipo C San Carlos - Sabanalarga.
<26 mtr>
<35.7 mtr>
<17 mtr>
<9 mtr>
<9 mtr>
<9.33 mtr>
<0.7 mtr>
A
A
± 600 kV DC
<26 mtr>
<36.69 mtr>
<17 mtr>
<9 mtr>
<9 mtr>
<10.32 mtr>
<1.69 mtr>
A
A
± 765 kV DC
SECCION A-A
<6.60 mtr>
<6.60 mtr>
Sin escala

2.6.11 Potencia Límite Térmica

Una ventaja de la transformación de líneas de corriente alterna a corriente continua es la posibilidad de aprovechar totalmente la potencia limite térmica.

En la mayoría de casos, en los sistemas de corriente alterna no se puede hacer esto por razones de estabilidad.

La capacidad térmica de las líneas depende de las condiciones ambientales observables desde la misma línea. Esto incluye la temperatura del aire, radiación solar, velocidad y dirección del viento, precipitación pluvial, y otros factores de menor influencia, como lo muestra la ilustración 25. Para Calcular con precisión los limites térmicos, se utiliza la norma 738 de la IEEE.

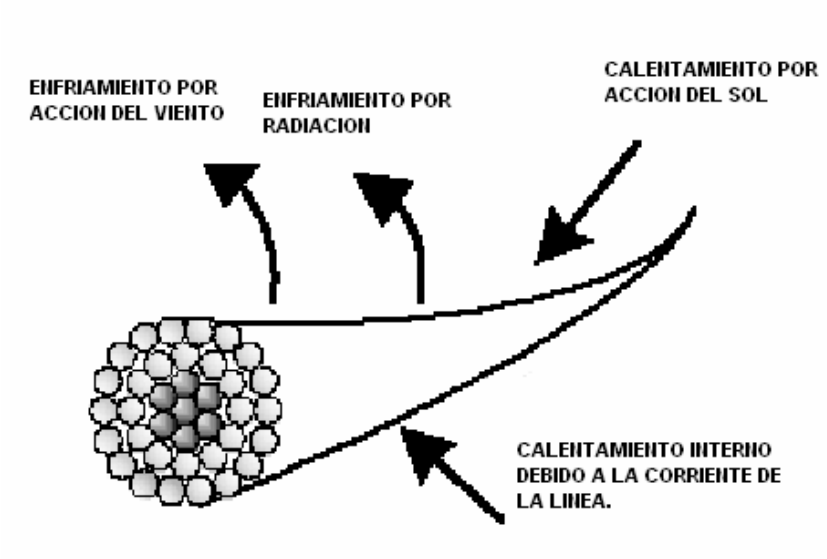


Ilustración 25. Factores Que Afectan La Potencia Limite Térmica

Para calcular matemáticamente la corriente por límite térmico se utiliza la ecuación:

$$I_{termica} = \sqrt{\frac{Q_{conveccion} + Q_{radiacion} - Q_{solar}}{R}}$$ *Ecuación 5*

La determinación del límite térmico real de una línea adquiere mayor importancia a medida que la carga aumenta. Conocer el límite térmico real, permite al operador del sistema de transmisión evaluar oportunidades de demanda evitando desconexiones innecesarias de carga cuando se

presentan contingencias. Como resultado, se puede transferir mayor potencia mediante una pequeña inversión adicional. Esto es especialmente importante en los mercados eléctricos actuales con acceso de transmisión abiertos, mercados con demandas impredecibles debido al crecimiento, cambios del despacho, y transferencias económicas de energía a través de sistemas de transmisión vecinos.

En este documento, se calculará la capacidad máxima por límite térmico, teniendo en cuenta la densidad de corriente de los conductores, empleando la metodología del *articulo 22 del reglamento de Líneas Aéreas de alta Tensión* de España, expuesta a su vez en el libro "Líneas de Transporte de Energía" de Luis Maria Checa. Pág. 30. Ya que no se disponen de datos suficientes para evaluar según la IEEE 738.

Se utiliza la siguiente tabla, donde se muestra las diferentes densidades de corrientes máximas de acuerdo a la sección de los conductores en mm^2 y la composición de los mismos.

Tabla 14. Densidades de corriente para las diferentes secciones de los conductores.

Sección nominal mm^2	**Densidad de Corriente Amperios/ mm^2**		
	Cobre	**Aluminio**	**Aleación de Aluminio**
10	8.75	—	—
15	7.60	6.00	5.60
25	6.35	5.00	4.65
35	5.75	4.55	4.25
50	5.10	4.00	3.70
70	4.50	3.55	3.30
95	4.05	3.20	3.00
125	3.70	2.90	2.70
160	3.40	2.70	2.50
200	3.20	2.50	2.30
250	2.90	2.30	2.15
300	2.75	2.15	2.00
400	2.50	1.95	1.80
500	2.30	1.80	1.70
600	2.10	1.65	1.55

Tenemos que nuestra línea tiene dos sectores uno con conductor DARIEN (Sector Norte) y el otro con conductor FLINT (Sector Sur).

Sector Norte:

Sección del conductor: 238,5 mm^2
Interpolando de la tabla 11, se tiene que:

200 mm^2 a 250 mm^2 = + 50 mm^2
De 2.50 a 2.30 A / mm^2 = - 0.20 A / mm^2
De 200 mm^2 a 238.5 mm^2 = +38.5 mm^2

$$X = \frac{38.5(-0.20)}{50} = -0.154 A / mm^2$$

La densidad máxima de corriente será:

$$\delta_{\max} = (2.50 - 0.154) = 2.346 A / mm^2$$

Por lo tanto la intensidad de corriente máxima correspondiente será:

$$I_{\max} = (2.346 A / mm^2) * (238.5 mm^2) = 559.52 A$$

Para un polo compuesto por seis subconductores, la corriente máxima será:

$$I_{\max} = 559.52 A * 6 = 3357.12 A$$

Sector Sur:

Sección del conductor: 375.38 mm^2
Interpolando de la tabla 11, se tiene que:

300 mm^2 a 400 mm^2 = + 100 mm^2
De 2.15 a 1.95 A / mm^2 = - 0.20 A / mm^2
De 300 mm^2 a 375.38 mm^2 = +75.38 mm^2

$$X = \frac{75.38(-0.20)}{100} = -0.15076 A / mm^2$$

La densidad máxima de corriente será:

$$\delta_{\max} = (2.15 - 0.154) = 1.99 A / mm^2$$

Por lo tanto la intensidad de corriente máxima correspondiente será:

$$I_{\max} = (1.99A/mm^2)*(375.38mm^2) = 750.47A$$

Para seis subconductores por polo tendremos:

$$I_{\max} = 750.47A*6 = 4502.82A$$

De este modo, tendremos una potencia limite térmica para el sistema en corriente continua de:

$$P_{\lim ite-termico} = V*I_{\max}*N_p = [MW] \quad \textit{Ecuación 6}$$

Donde

V = Voltaje por polo en kV.
I_{max} = Corriente por polo en Amperios (A)
N_P = Número de polos.

Así, tendremos para nuestros dos sectores:

Sector Norte:

Tabla 15. Potencia limite térmica teniendo en cuenta las densidades máximas de corriente

Sistema	Potencia limite térmico
± 500 kV	3357.12 MW
± 600 kV	4028.54 MW
± 765 kV	5136.39 MW

Sector Sur:

Tabla 16. Potencia limite térmica teniendo en cuenta las densidades máximas de corriente

Sistema	Potencia limite térmico
± 500 kV	4502.82 MW
± 600 kV	5403.38 MW
± 765 kV	6889.31 MW

2.6.12 Capacidad De Transporte Con 1 A/mm^2.

Aunque no es factor decisivo en el diseño de una línea, este cálculo sirve para comparar la capacidad de transporte de la línea según la opción que se elija.

Sector norte:

$$P_{1A/mm^2} = kV * \left(\frac{1A}{mm^2} * (238.5mm^2) * 6 \right) * 2polos = [MW]$$

Tabla 17. Capacidad de transporte con 1A /mm²

Sistema	Potencia con 1 A/mm²
± 500 kV	1431 MW
± 600 kV	1717.2 MW
± 765 kV	2189.43 MW

Sector sur:

$$P_{1A/mm^2} = kV * \left(\frac{1A}{mm^2} * (375.38mm^2) * 6 \right) * 2polos = [MW]$$

Tabla 18. Capacidad de transporte con 1A / mm²

Sistema	Potencia con 1 A/mm²
± 500 kV	2252.28 MW
± 600 kV	2702.73 MW
± 765 kV	3445.98 MW

2.6.13 Cálculo Del Gradiente De Potencial

El gradiente de potencial es la intensidad del campo eléctrico circundante en la superficie del conductor necesaria para que exista presencia del efecto corona.

Las líneas de corriente continua presentan las siguientes características que las diferencian de las líneas trifásicas:

- Capa de ionización estacionaria que se forma alrededor de los conductores.
- Carga espacial producida por los iones emitidos alrededor de los conductores.
- Las mayores perturbaciones radiofónicas se producen en tiempo seco.

La descarga por efecto corona siempre es provocada por ionización de moléculas de aire neutras que colisionan con los electrones libres acelerados en el campo.

Los parámetros que influyen en el gradiente de potencial son: la altura de los conductores a tierra, el espaciamiento de los polos, el diámetro, número y separación de los subconductores en haz.

2.6.13.1 Cálculo Del Radio Equivalente Del Haz De Conductores.

A continuación se calculara el radio equivalente con las formulas del *manual de ingeniería Pág. 15-43* y del libro *HVDC REFERENCE BOOK* de EPRI Pág. 22.

Tabla 19. Comparación de los métodos para el cálculo del radio equivalente del haz de conductores.

	Manual de Ingeniería Pág. 15-43.	**HVDC REFERENCE BOOK Pág 22.**
	$r_{eq} = \sqrt[n]{n * r_{sub-conductor} * R^{n-1}}$ *Ecuación 7*	$r_{eq} = \frac{D}{2}\sqrt[n]{\frac{n*d}{D}}$ *Ecuación 8*
Sector Norte (Cerromatoso-Sabanalarga)	$r_{eq} = \sqrt[6]{6*1.0895*(40cm)^5} = 29.57cm$	$r_{eq} = \frac{80cm}{2}\sqrt[6]{\frac{6*2.179}{80cm}} = 29.57cm$
Sector Sur (San Carlos-Cerromatoso)	$r_{eq} = \sqrt[6]{6*1.258*(40cm)^5} = 30.29cm$	$r_{eq} = \frac{80cm}{2}\sqrt[6]{\frac{6*2.516}{80cm}} = 30.29cm$

Donde:
r_{eq} = Radio equivalente del haz de subconductores
R = Radio del haz de subconductores
d = Diámetro del subconductor.
D_{eq} = Diámetro equivalente del haz de subconductores
D = Diámetro del haz de subconductores
Δ = Espaciamiento entre subconductores.
N = Número de subconductores por haz.

Como se puede apreciar, con cualquiera de las dos fórmulas se obtiene el mismo resultado.

2.6.13.2 Cálculo Del Máximo Gradiente Superficial.

Existen diversos métodos para calcular los valores de gradiente de potencial alrededor de la periferia del conductor. En este documento nos preocuparemos solamente de aquellos métodos para líneas bipolares.

2.6.13.2.1 Método de Adamsom e Hingorani

$$g_{\max} = \frac{V}{r * In\left[\frac{s}{r} * \frac{1}{\sqrt{1+\left(\frac{s}{2H}\right)^2}}\right]} * \left(1+\frac{r}{H}\right)^2 \qquad \textit{Ecuación 9}$$

Donde:

g_{max} = máximo gradiente superficial.
V = Tensión en kV.
S = Espaciamiento de los polos en (cm).
R = radio de un conductor.
H = Altura del conductor a tierra.

Este método es utilizado para un solo conductor por polo. Experiencias del EPRI (Electrical Power Research Institute) han reportado un margen de error cercano al 30 % si se utiliza en configuraciones de conductores en haz.

Sin embargo, si se calcula el coeficiente de eficiencia K_n *(ecuación I0*) propuesto por Tikhodeev (HVDC Reference Book Pág. 23) y luego se calcula r'_1 (*ecuación 11*), se consigue una muy buena correlación con los métodos más rigurosos.

Para nuestros seis conductores por polo será:

$$kn = \frac{In\left[\frac{s}{D_D * r * D^{(n-1)}} * \frac{1}{\left[1+\left(\frac{s}{2H}\right)^2\right]^{\frac{n}{2}}}\right]}{\left[1+\frac{(n-1)*D_D*r}{D}\right]*In\left[\frac{s}{r}*\frac{1}{\sqrt{1+\left(\frac{s}{2H}\right)^2}}\right]}$$ *Ecuación 10*

Donde:

K_n = Coeficiente de eficiencia de los conductores en haz.
D = Diámetro del haz de subconductores en cm.
D_D = Factor para el diámetro del haz.
H = Altura de los conductores a tierra en cm.
r = Radio del subconductor en cm.
n = Número de subconductores por polo.
S = Espaciamiento entre polos en cm.

Luego se aplica la siguiente ecuación para hallar r'1

$$kn = \frac{r_1' * In\frac{2*H}{r_1'}}{r * In\frac{2*H}{r}} \rightarrow r_1'$$ *Ecuación 11*

<u>Sector Norte:</u>

Tabla 20. Coeficientes de eficiencia de los conductores para los diferentes sistemas

Sistema	**K_6**
± 500 kV	2.8119
± 600 kV	2.8127
± 765 kV	2.8226

Aplicando de nuevo la ecuación 11 para hallar r'_1

Tabla 21. Radio equivalente corregido por el factor de eficiencia de los conductores

Sistema	r'1 (cm)
± 500 kV	3.5391
± 600 kV	3.5390
± 765 kV	3.5514

Sector Sur:

Tabla 22. Coeficientes de eficiencia de los conductores para los diferentes sistemas

Sistema	K_6
± 500 kV	2.8026
± 600 kV	2.8034
± 765 kV	2.8132

Aplicando de nuevo la ecuación 11 para hallar r'_1

Tabla 23. Radio equivalente corregido por el factor de eficiencia de los conductores

Sistema	r'1 (cm)
± 500 kV	4.0831
± 600 kV	4.0829
± 765 kV	4.0970

De este modo, reemplazando en la ecuación de Adamson e Hingorani, se obtiene lo siguiente:

Sector Norte:

Tabla 24. Máximo Gradiente Superficial

Sistema	g_{max} (kV / cm)
± 500 kV	21.6632
± 600 kV	25.8675
± 765 kV	32.8834

Sector Sur:

Tabla 25. Máximo Gradiente Superficial

Sistema	g_{max} (kV / cm)
± 500 kV	19.2030
± 600 kV	23.0891
± 765 kV	29.1473

2.6.13.2.2 Método De Las Imágenes.

Es un método, utilizado durante los estudios del EPRI y que actualmente es la base de paquetes computacionales (software) que se encargan de calcular los campos eléctricos. Este método se basa en el principio de la unicidad de las soluciones de potencial de la ecuación de Laplace, para un conjunto de condiciones de frontera. Sencillez asociada al empleo de cargas iguales obtenidas a partir de la geometría cilindro- plano es la principal característica de este método. Los campos pueden calcularse a partir de potenciales conocidos en los electrodos, reemplazándolos por "cargas imagen" adecuadamente ubicadas. De esta forma se llega a la solución sin resolver las ecuaciones de Laplace.

Para el caso de las líneas de transmisión, se tienen las siguientes expresiones que calculan los coeficientes de Maxwell así:

$$M_{1.1} = M_{2.2} = \frac{1}{2 * \pi * \varepsilon} * In \left| \frac{2 * H}{r_{eq}} \right| \quad \textit{Ecuación 12}$$

$$M_{1.2} = M_{2.1} = \frac{1}{2 * \pi * \varepsilon} * In \left| \frac{S_{1-2}}{S} \right| \quad \textit{Ecuación 13}$$

Donde:

M = Coeficiente de Maxwell
Req = Radio equivalente del haz de conductores en cm
ε = Permitividad del espacio libre su valor 8.84 * 10^{-12} faradio / metro.
H = Altura del haz de conductores a tierra.
S_{1-2} = Distancia de un polo positivo a la imagen del polo negativo opuesto.

S = Espaciamiento entre polos.

También tenemos la siguiente expresión, que permite determinar el campo eléctrico en la superficie del conductor.

$$g_P = \frac{Q}{2*\pi*\varepsilon*r_{eq}}[kV/cm]$$ *Ecuación 14*

Y lego se aplica

$$\begin{bmatrix} M_{1.1} & M_{2-1} \\ M_{1-2} & M_{2-2} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} Vpolo1 \\ Vpolo2 \end{bmatrix} = \frac{Q1}{Q2}[coulomb/m]$$

Ecuación 15

$$g_{M.I} = g_P * \left[1 + d * \frac{n-1}{Deq}\right][kV/cm]$$ *Ecuación 16*

De este modo aplicando el método a nuestro bipolo tendremos:

- <u>Sector Sur</u>:

Se tiene que el radio equivalente para el sector sur es 0.3029 cm, además la altura H varia según el sistema. En la figura 24 se puede ver que estas alturas son:

Tabla 26. Altura de los conductores al terreno para los diferentes sistemas.

Sistema	H (metros)
± 500 kV	35.5
± 600 kV	35.61
± 765 kV	36.61

$$M_{1.1} = M_{2.2} = \frac{1}{2*\pi*8.84*10^{-12}} * In\left|\frac{2*H}{0.3029}\right| = [m/F]$$

$$M_{1.2} = M_{2.1} = \frac{1}{2*\pi*8.84*10^{-12}} * In\left|\frac{S_{1-2}}{S}\right| = [m/F]$$

Tabla 27. Coeficientes de Maxwell para los diferentes sistemas

Sistema	$M_{1.1} = M_{2.2} =$	$M_{1.2} = M_{2.1} =$
± 500 kV	$9.824815465*10^{10}$	$1.921927722*10^{10}$
± 600 kV	$9.83038553*10^{10}$	$1.926840955*10^{10}$
± 765 kV	$9.880247351*10^{10}$	$1.922695139*10^{10}$

Las matrices y sus correspondientes gradientes de potencial para los diferentes voltajes serán:

Para el sistema de ± 500 kV

$$\begin{bmatrix} 9.824815465*10^{10} & 1.921927722*10^{10} \\ 1.921927722*10^{10} & 9.824815465*10^{10} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 500kV \\ 500kV \end{bmatrix} = \frac{4.256498947*10^{-9}}{4.256498947*10^{-9}} [coulomb/m]$$

$$g_P = \frac{4.256498947*10^{-9}}{2*\pi*8.84*10^{-12}*0.3029m} = 25.3[kV/cm]$$

Aplicando la ecuación 16

$$g_{M.I} = g_P * \left[1 + 0.02516 * \frac{5}{26}\right] = 25.42[kV/cm]$$

Para el sistema de ± 600 kV

$$\begin{bmatrix} 9.83038553*10^{10} & 1.926840955*10^{10} \\ 1.926840955*10^{10} & 9.83038553*10^{10} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 600kV \\ 600kV \end{bmatrix} = \frac{5.103244382*10^{-9}}{5.103244382*10^{-9}} [coulomb/m]$$

$$g_P = \frac{5.103244382*10^{-9}}{2*\pi*8.84*10^{-12}*0.3029m} = 30.32[kV/cm]$$

Aplicando la ecuación 16

$$g_{M.I} = g_P * \left[1 + 0.02516 * \frac{5}{26}\right] = 30.47[kV/cm]$$

Para el sistema de ± 765 kV

$$\begin{bmatrix} 9.880247351*10^{10} & 1.922695139*10^{10} \\ 1.922695139*10^{10} & 9.880247351*10^{10} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 765kV \\ 765kV \end{bmatrix} = \frac{6.481434617*10^{-9}}{6.481434617*10^{-9}} [coulomb/m]$$

$$g_P = \frac{6.481434617*10^{-9}}{2*\pi*8.84*10^{-12}*0.3029m} = 38.5[kV/cm]$$

Aplicando la ecuación 16

$$g_{M.I} = g_P * \left[1 + 0.02516 * \frac{5}{26.80}\right] = 38.68[kV/cm]$$

- <u>Sector Norte</u>

Aplicando la misma metodología que en el sector sur se tiene que el radio equivalente del haz es 0.2957, las alturas son las mimas que las expuestas en la tabla 26.

$$M_{1.1} = M_{2.2} = \frac{1}{2*\pi*8.84*10^{-12}} * In\left|\frac{2*H}{0.2957}\right| = [m/F]$$

$$M_{1.2} = M_{2.1} = \frac{1}{2*\pi*8.84*10^{-12}} * In\left|\frac{S_{1-2}}{S}\right| = [m/F]$$

Tabla 28. Coeficientes de Maxwell para los diferentes sistemas

Sistema	$M_{1.1} = M_{2.2} =$	$M_{1.2} = M_{2.1} =$
± 500 kV	$9.868128099*10^{10}$	$1.921927722*10^{10}$
± 600 kV	$9.873698163*10^{10}$	$1.926840955*10^{10}$
± 765 kV	$9.923559984*10^{10}$	$1.922695139*10^{10}$

Para el sistema de ± 500 kV

$$\begin{bmatrix} 9.868128099*10^{10} & 1.921927722*10^{10} \\ 1.921927722*10^{10} & 9.868128099*10^{10} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{500kV}{500kV} \end{bmatrix} = \frac{4.240265903*10^{-9}}{4.240265903*10^{-9}} [coulomb/m]$$

$$g_P = \frac{4.240265903*10^{-9}}{2*\pi*8.84*10^{-12}*0.2957m} = 25.82[kV/cm]$$

$$g_{M.I} = g_P * \left[1 + 0.02179*\frac{5}{26}\right] = 25.93[kV/cm]$$

Para el sistema de ± 600 kV

$$\begin{bmatrix} 9.873698163*10^{10} & 1.926840955*10^{10} \\ 1.926840955*10^{10} & 9.873698163*10^{10} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{600kV}{600kV} \end{bmatrix} = \frac{5.084513462*10^{-9}}{5.084513462*10^{-9}} [coulomb/m]$$

$$g_P = \frac{5.084513462*10^{-9}}{2*\pi*8.84*10^{-12}*0.2957m} = 30.96[kV/cm]$$

$$g_{M.I} = g_P * \left[1 + 0.02179*\frac{5}{26}\right] = 31.08[kV/cm]$$

Para el sistema de ± 765 kV

$$\begin{bmatrix} 9.923559984*10^{10} & 1.922695139*10^{10} \\ 1.922695139*10^{10} & 9.923559984*10^{10} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 765kV \\ 765kV \end{bmatrix} = \frac{6.457736999*10^{-9}}{6.457736999*10^{-9}} [coulomb/m]$$

$$g_P = \frac{6.457736999*10^{-9}}{2*\pi*8.84*10^{-12}*0.2957m} = 39.32[kV/cm]$$

$$g_{M.I} = g_P * \left[1 + 0.02179 * \frac{5}{26.80}\right] = 39.48[kV/cm]$$

2.6.13.2.3 Método De Morris Y Maruvada

Se utilizan la siguiente expresión

$$G = \frac{1 + (N-1)\left(\frac{r}{R}\right)}{N*r*In\left[\frac{2*H}{(N*r*R^{N-1})^{1/N} * \sqrt{\left(\frac{2H}{s}\right)^2 + 1}}\right]}$$ *Ecuación 17*

Donde:

G = gradiente en kV/cm.
N = Número de subconductores.
r = radio del subconductor en cm.
R = Radio del circulo que pasa por todos los centros de los subconductores en haz en cm.
H = Promedio de la altura de los conductores, definida como la mínima altura sobre el suelo más un tercio de la flecha. 1765 cm para ± 500 kV; 1809 cm para ± 600 kV; 1908 cm para ± 765 kV.
S = Espaciamiento de los polos.

- Sector Sur

Tabla 29. Máximo Gradiente de potencial método de Morris Y Maruvada.

Sistema	G (kV / cm)
± 500 kV	36.2
± 600 kV	36.12
± 765 kV	35.8

- Sector Norte:

Tabla 30. Máximo gradiente de potencial método de Morris Y Maruvada.

Sistema	G (kV / cm)
± 500 kV	40.80
± 600 kV	40.72
± 765 kV	40.36

2.6.13.3 Promedio De Gradiente De Potencial.

Debido a la diferencia que existió al realizar el calculo del gradiente de potencial en el método de Adamson e Hingorani(1), el método de las imágenes(2) y con la formula de Morris y Maruvada(3), se realizó un promedio para efectos de posteriores cálculos.

Tabla 31. Promedio máximo gradiente de potencial

Sistema	Sector Sur			Promedio KV/ cm	Sector Norte			Promedio KV/ cm
	(1)	(2)	(3)		(1)	(2)	(3)	
± 500 kV	19.20	25.42	36.2	**26.94**	21.66	25.93	40.80	**29.46**
± 600 kV	23.08	30.47	36.12	**29.89**	25.86	31.08	40.72	**32.55**
± 765 kV	29.14	38.68	35.8	**34.54**	32.88	39.48	40.36	**37.57**

2.6.14 Pérdidas En La Línea De Corriente Continua.

En una línea de corriente continua, las pérdidas significativas obedecen a la resistencia (efecto I^2R) y al efecto Corona.

$$P_T = Pc_T + P_{I^2R}\left[MW\right] \quad \textit{Ecuación 18}$$

P_T = Pérdidas totales del sistema [MW]
P_{CT} = Pérdidas totales por efecto Corona [MW]
P_{I^2R} = Pérdidas totales efecto joule (I^2R) [MW]

2.6.14.1 Pérdidas Por Efecto Corona.

El diccionario de la IEEE define que el efecto corona es una descarga luminosa debido a la ionización del aire circundante en un conductor, causado por un gradiente de voltaje excediendo cierto valor critico. Estas descargas dan origen a pulsos de corriente que ocasionan pérdidas de energía, ruido audible e interferencia en radio y TV.

En corriente continua con polaridad negativa, la corona se caracteriza por pulsos de unos cuantos picocoulombs repetidos con frecuencia, que son los llamados pulsos de Trichel. Con polaridad positiva, los pulsos son mucho menos frecuentes, pero contienen cargas de hasta miles de picocoulombs. Los pulsos de corriente tienen una duración de sólo una fracción de microsegundos.

2.6.14.1.1 Efecto De Variables Atmosféricas En Las Pérdidas Por Corona.

Las líneas de transmisión de energía, están sujetas a diferentes condiciones atmosféricas. Algunos de estos cambios atmosféricos, afectan el rendimiento de las pérdidas por efecto corona. Algunos de estos factores que afectan este fenómeno son:

- Lluvia
- Temperatura.
- Presión barométrica.
- Dirección y Velocidad del viento.
- Humedad relativa

2.6.14.1.2 Cálculo De Pérdidas Por El Efecto Corona.

Se utilizará las metodologías expuestas en el HVDC REFERENCE BOOK Pág. 38-40, las cuales son el método de Peek modificado, y el método de Anneberg.

2.6.14.1.2.1 Método de Peek modificado.

Esta modificación de la ecuación de Peek original, fue realizada para líneas en DC debido a:

$$P = \frac{k}{\delta} f \sqrt{\frac{r}{s}} * \left[v - (g_O m_O r) In\left(\frac{s}{r}\right)\right]^2 10^{-5} kW / km \qquad \textit{Ecuación 19}$$

Ecuación de Peek Original.

- El término de la frecuencia no aplica en líneas DC.
- Para conductores en haz es preferible usar el radio equivalente r_1' definido por Tikhodeev según ecuación 11.
-

La ecuación modificada para aplicaciones en DC es:

$$P_{Peek} = \frac{k}{\delta} \sqrt{\frac{r_1'}{s}} * \left[v - (g_O m_O r_1') In\left(\frac{s}{r_1'}\right)\right]^2 10^{-5} kW / cto - km \qquad \textit{Ecuación 20}$$

Donde:

P_{Peek} = pérdidas por corona formula de Peek en (kW/cto-km).
K = Constante calculada empíricamente por EPRI.
δ = Factor de corrección atmosférica.
r'_1 = Radio equivalente corregido y calculado según Tikhodeev ecuación 11(ver Pág. 62 y 63)
S = Espaciamiento entre polos en cm.
g_O = Gradiente superficial al inicio del efecto corona.
V = Voltaje del polo.
m_O = Constante que depende del clima. 05 para verano y 0.6 para invierno. Asumido así en el Proyecto Nelson River.

El factor δ es directamente proporcional a la presión barométrica (P), e inversamente proporcional a la temperatura absoluta del aire (^{0}C). Este factor se calcula así:

$$\delta = \frac{2.94 * P}{273 +^o C} \qquad \textit{Ecuación 21}$$

Para nuestro sistema tendremos:

Sector Norte	Sector Sur
$\delta = \frac{2.94 * 75.1}{273 + 26.8^o C} = 0.736$	$\delta = \frac{2.94 * 67.4}{273 + 22.4^o C} = 0.67$

El gradiente superficial al inicio del efecto corona "g_o" se puede determinar con la siguiente expresión:

$$g_o = 30 * m_o * \left[1 + \frac{0.301}{\sqrt{r}} \right]$$ *Ecuación 22*

Donde "r" es el radio de un conductor en cm, aunque aquí también se utilizará las expresiones de r' de la tabla 21.

Para nuestro sistema tendremos aplicando la ecuación 22:

Tabla 32. Gradiente g_o al inicio del efecto corona.

Sistema	condición	g_O Sector norte [kV /cm]	g_O Sector Sur [kV /cm]
± 500 kV	Verano m_o = 0.5	17.40	17.23
	Invierno m_o = 0.6	20.88	20.68
± 600 kV	Verano m_o = 0.5	17.40	17.23
	Invierno m_o = 0.6	20.88	20.68
± 765 kV	Verano m_o = 0.5	17.39	17.23
	Invierno m_o = 0.6	20.87	20.67

Sin embargo en las pruebas del EPRI este valor se tomo como 29.8 kV/ cm que resulta de tomar 0.47 para m_o. El valor de m_o fue estimado de gráficas de radio interferencia Vs g_o. Con estos valores la diferencia que obtuvo el EPRI con respecto al método de Peek modificado no fue considerablemente significativa.

Para nuestro sistema y considerando los diferentes voltajes tendremos:

Tabla 33. Pérdidas Por Corona Método De Peek Modificado

Sistema	condición	Peek Sector norte [kW / cto-km]	Peek Sector Sur [kW / cto-km]
± 500 kV	Verano	5.88	5.85
	Invierno	2.87	2.35
± 600 kV	Verano	10.51	10.93
	Invierno	6.31	5.85
± 765 kV	Verano	20.68	22.3
	Invierno	14.56	14.72

2.6.14.1.2.2 Método De Anneberg

Esta ecuación describe las pérdidas por corona como:

$$P_{Anneberg} = \left[2V(k+1)(k_C)(n)(r)2^{0.25(g-g_o)}\right] * 10^{-3}\left[kw/cto-km\right] \quad \textit{Ecuación 23}$$

Donde:

P = Pérdidas por Corona método de Anneberg en (kW/cto-km).
V = Tensión de envío.
K = Constante que depende de las características del circuito y es igual a la siguiente formula:

$$k = \frac{2}{\pi} ar\cot ag\left(\frac{2H}{s}\right) \quad \textit{Ecuación 24}$$

Donde:

H = Altura del polo sobre el terreno.
S = Espaciamiento entre polos.
Para los sistemas k será igual a:

Tabla 34. Constante K para los diferentes sistemas

Sistema	k•
± 500 kV	0.77
± 600 kV	0.77
± 765 kV	0.77

K_C = Coeficiente de rugosidad del conductor. Varia entre 0.15 para conductores lisos y en buen estado, hasta 0.35 para conductores con imperfecciones. Se tomara bajo criterio 0.25 ya que los conductores son reutilizados.
N = número de subconductores por polo.
r = radio de cada subconductor en cm.
g = Máximo gradiente superficial en kV/cm.
g_0 = 22* δ densidad relativa del aire.

Aplicando la ecuación se tiene:

• Los cálculos dan igual para todos los circuitos, las diferencias solamente se notan si se tiene en cuenta más cifras decimales.

Tabla35. Pérdidas por corona método de Anneberg.

Sistema	$P_{ANNEBERG}$ [kW /cto –km] Sector Norte	$P_{ANNEBERG}$[kW /cto –km] Sector Sur
± 500 kV	3.57	3.35
± 600 kV	7.31	6.69
± 765 kV	22.26	19.11

2.6.14.1.3 Cálculo De Las Pérdidas Totales Por Efecto Corona.

Para el cálculo de las pérdidas totales se tomará en cuenta el método de Peek modificado. Este método según HVDC Reference Book Pág. 41, reporta un 99.8% de confidencia frente a un 98.5 % de la ecuación de Anneberg. En este método de Peek se comprobó una vez más que en las líneas de corriente continua, las pérdidas por corona son mayores en tiempo seco. Al contrario de las líneas en corriente alterna. Por lo tanto se tomara el valor en tiempo seco para el cálculo total de estas pérdidas.

Las pérdidas a lo largo de la línea se calcularán así:

$$P_{CT} = P_C * l * N_{CTO} [MW] \quad \text{Ecuación 25}$$

Donde:
P_{CT} = Pérdidas Totales por efecto corona.
P_C = Pérdidas por Corona calculadas según Peek modificado.
l = Longitud de la línea.
N_{CTO} = Número de polos.

Para las diferentes tensiones se tiene que:

Tabla 36. Pérdidas por corona En Toda La Línea.

sistema	Pérdidas totales por Corona en MW		
	Sector Norte *310 km	Sector Sur * 210 km	Pérdidas a lo largo de toda la línea en MW
± 500 kV	3.64	2.46	6.1
± 600 kV	6.52	4.59	11.11
± 765 kV	12.82	9.36	22.18

2.6.14.2 Cálculo De Pérdidas Por Efecto Joule

Para efectos de cálculo, se tomarán en cuenta la capacidad de transporte de la línea con 1 A/mm^2. Pero antes se debe conocer la resistencia equivalente.

Para el sector norte tenemos que la resistencia equivalente será:

$$R_{Equivalente} = \frac{R_K}{n} * l \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde:

R_K = Resistencia en ohms/km a 75 ^{0}C.
L = Longitud de la línea en kilómetros.
N = Número de subconductores por polo.

Como en el sector norte tenemos conductor Darien, con resistencia DC a 20° C igual a 0.118Ω, según catálogos, se hace la interpolación para una temperatura a 75 ^{0}C. Se utiliza la siguiente expresión:

$$\frac{R_{75}}{R_{20}} = \frac{M + 75^0 C}{M + 20^0 C} \quad \text{Ecuación 27}$$

M es una constante que depende del material del conductor. M= 288.1 para aluminio con 61% de conductividad.

Haciendo las interpolaciones necesarias tenemos una resistencia de 0.139Ω a 75 ^{0} C y la longitud de este tramo es de 310 km, tendremos que:

$$R_{Equivalente} = \frac{0.139\Omega / km}{6} * 310km = 7.18\Omega$$

Como es un sistema bipolar, la resistencia del sistema será:

$$\frac{R_{Equivalente}}{2}$$

Así tendremos una resistencia del sistema bipolar de 3.59Ω.

Para las pérdidas I^{2}R se tiene que:

$$P_{JOULE} = \left(\frac{1A}{mm^2} * 238.5mm^2 * 6_{subconductores} \right)^2 * 3.59\Omega * 2polos = 14.7[MW]$$

Análogamente, para el sector sur conformado por conductor Flint (375.38 mm^2) y resistencia DC igual a 0.0892 a 20°C y 1.051 a 75 ^{0} C tendremos que:

$$R_{Equivalente} = \frac{1.051\Omega / km}{6} * 210km = 3.67\Omega$$

La Resistencia equivalente del bipolo será 1.83 Ω.
Las pérdidas I^2R serán:

$$P_{JOULE} = \left(\frac{1A}{mm^2} * 375.38mm^2 * 6_{subconductores} \right)^2 * 1.83\Omega * 2polos = 18.56[MW]$$

2.6.14.2.1 Cálculo De Las Pérdidas Totales En La Línea Por Efecto Joule

Las pérdidas totales por efecto Joule (P_{TJ}) para toda la línea serán:

$$P_{TJ} = P_{\sec tor-sur} + P_{\sec tor-Norte} = 18.56 + 14.7 = 33.26[MW]$$

2.6.14.3 Cálculo De Las Pérdidas Totales En La Línea

Para determinar las pérdidas totales en la línea, sumamos las pérdidas de potencia por efecto corona (tiempo seco) y por efecto joule.

$$P_{TL} = P_{TC} + P_{TJ} = MW \quad \textit{Ecuación 28}$$

Tabla 37 Pérdidas totales efecto joule más efecto corona.

Sistema	Perdidas totales efecto Joule +Corona [MW]
± 500 kV	39.36
± 600 kV	44.37
± 765 kV	55.44

2.6.15 Regulación Del Sistema

$$V_R = V_E - \sqrt{P_T * R_S} \quad \textit{Ecuación 29}$$

Donde

V_R = Tensión en el lado receptor en kV.
V_E = Tensión de envió en kV.

P_T = Perdidas totales en la línea (por efecto corona y joule).
R_S = Resistencia del sistema que se calcula como 5.42Ω, que sale de sumar la resistencia equivalente del sector norte y del sector sur 3.59+1.83= 5.42Ω.

Tabla 38 Regulación De Tensión Para Los Diferentes Sistemas.

sistema	**Voltaje V_R**	$\%V_R = \frac{V_E - V_R}{V_R} * 100$ *Ecuación 30*
± 500 kV	485.39	3.00
± 600 kV	584.49	2.65
± 76 5 kV	747.66	2.32

2.6.16 Eficiencia Del Sistema

Teniendo en cuenta la capacidad de transporte con 1 A/ mm^2 se tiene la siguiente eficiencia para los diferentes sectores.

$$\%\eta = \frac{C_T(1A/mm^2) - (\sum P_C + P_J)}{C_T(1A/mm^2)} * 100 \qquad \textit{Ecuación 31}$$

Donde

C_T = Es la capacidad de transporte del tramo con 1 A/mm^2 (ver tabla 17 y 18)
P_C = Pérdidas por efecto corona por sector.
P_J = Pérdidas por efecto Joule por sector.

Aplicando la *ecuación 31* se obtiene:

Tabla 39. Eficiencia Para Los Diferentes Sistemas.

sistema	**Eficiencia sector norte %**	**Eficiencia sector sur %**
± 500 kV	98.87	99.19
± 600 kV	98.89	99.24
± 76 5 kV	98.84	99.27

2.6.17 Radio Interferencia (RI).

En las líneas de corriente continua se genera interferencia en radio (RI) por:

- Por pulsos que ocurren en el encendido de las válvulas y luego se transmiten por el patio de interruptores a la línea.
- Por el efecto Corona.
- Por descargas en forma de arco que pueden ocurrir en los aisladores.

En pruebas de laboratorio, se ha confirmado que los conductores con polaridad positiva (en líneas bipolares), son los que mayor aporte hace a la radio interferencia. El RI producido por el polo negativo es aproximadamente –6 decibeles menor que el polo positivo.

El fenómeno de radio interferencia se presenta en líneas de transmisión en AC como en DC, cuantificarlo es una tarea bastante compleja por que depende de variables atmosféricas como la lluvia, viento, sol, humedad, etc. Sin embargo se evaluara el RI por medio de formulas empíricas para sistemas bipolares.

2.6.17.1 Método EPRI-HVDC Dalles Project

Esta ecuación da un estimativo del valor medio anual de Radio interferencia. La exactitud de la ecuación aparece dentro de los parámetros esperados.
La ecuación es la siguiente:

$$RI = 214\log\frac{g_{\max}}{g_O} - 278\left[\log\frac{g_{\max}}{g_O}\right]^2 + 40\log(r) \quad \textit{Ecuación 32}$$

Donde

RI = dB por encima de 1 μ V/m a 834 kHz
g_{max} = Máximo gradiente superficial.
g_O = gradiente al inicio del efecto corona.
r = Radio de uno de los conductores en cm.

Como la radio interferencia, ruidos audibles y efecto corona son mayores en tiempo seco en las líneas DC, se tomaron los datos correspondientes de "g_O" para el sector norte y sur solamente en tiempo seco *(ver tabla 32)*. El máximo gradiente se cálculo previamente cuyos resultados aparecen en el numeral 2.6.13.3.

Tabla 40. Radio interferencia para los diferentes sistemas.

sistema	RI sector norte [db sobre 1µV / m]	RI sector sur [db sobre 1µV / m]
± 500 kV	35.89	35.05
± 600 kV	39.13	39.27
± 76 5 kV	41.97	43.26

2.6.17.2 Método Del Manual De Ingeniería (Pág.15-61)

$$RI = 51dB + 1.5(g - 20.9) + 10\log(n/2) + 40\log(d/4.58) - 40\log(R/20) - 2.6$$ Ecuación 33

Donde

RI = dB por encima de 1 µ V/m a 1 MHz
g = gradiente superficial máximo.
n = numero de subconductores en haz
d = diámetro del subconductor en cm.
R = distancia desde los conductores positivos al punto en que se calcula la radio interferencia en metros.

<u>Sector Norte</u>

Para el sector norte se tiene que el diámetro de un subconductor es 2.179 cm, el gradiente máximo "g" se calculo anteriormente (ver tabla 32), se evaluará entonces la anterior formula para diferentes distancias R.

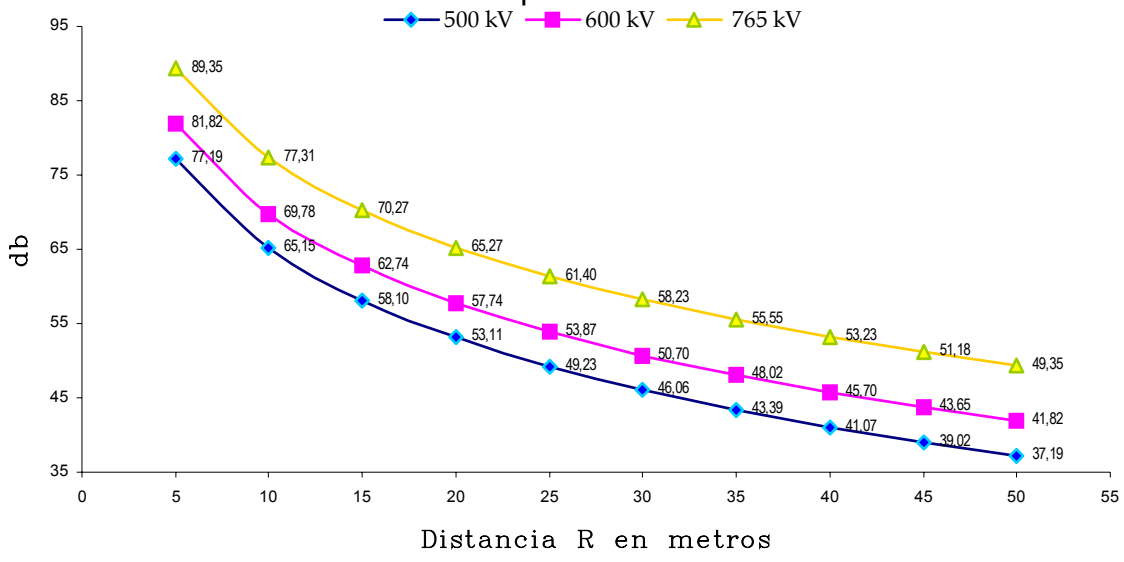


Ilustración 26. Radio Interferencia Sector Norte

Sector sur

El diámetro del conductor para este sector es 2.516. Evaluando así para las diferentes tensiones y distancias R se tiene que:

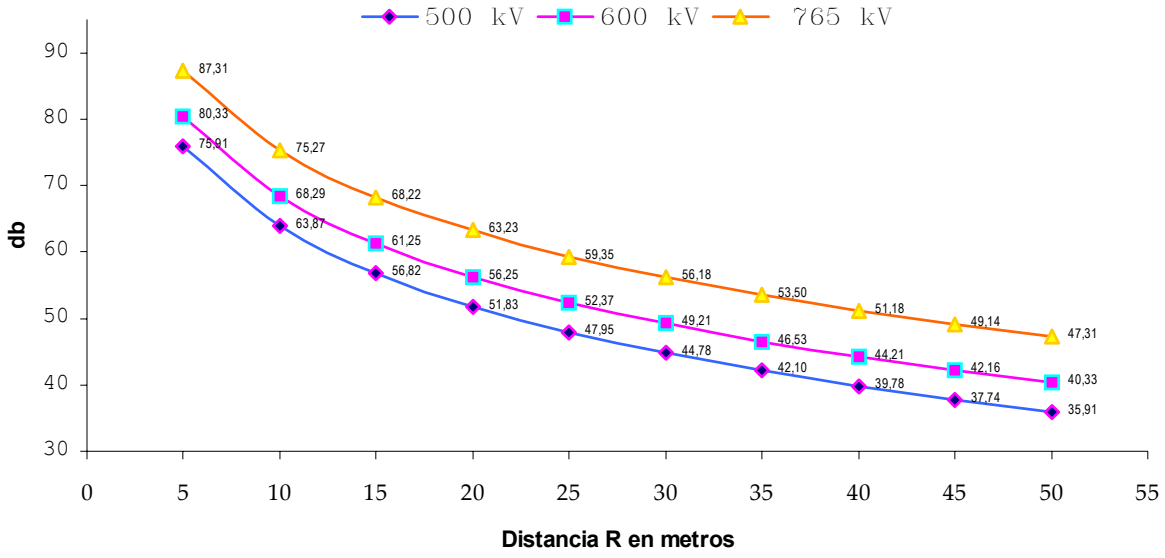


Ilustración 27. Radio Interferencia Sector Sur.

2.6.18 Interferencia en Televisión (TVI).

Algunos de los fenómenos asociados o que causan la Interferencia en televisión son atribuidos a arcos en las cadenas de aisladores, descargas corona en accesorios o herrajes metálicos. Sin embargo en las líneas DC la interferencia en TV en tiempos regulares es muy leve, aumentando en mal tiempo. En general la interferencia en TV es muy baja y por lo general se pasa por alto, pues no es un factor decisorio en el diseño.

2.6.19 Ruido Audible (AN)

El ruido audible es un factor en el diseño de las líneas y de las subestaciones. En las subestaciones, el principal equipo que produce ruido es el transformador convertidor. En las líneas, el aporte del ruido audible se hace en el ancho de banda de altas frecuencias. Como regla general, el ruido audible no deberá sobrepasar el nivel de 50 db en el día y 40 db en la noche en zonas residenciales.

2.6.19.1 Método Del Manual De Ingeniería, de Donald G. Fink tomo III (Pág. 15-62).

El ruido audible es producido principalmente por el polo positivo. El ruido audible puede calcularse por medio de la siguiente expresión:

$$AN = 57db + 126\log\left(\frac{g}{25}\right) + 18\log\left(\frac{n}{2}\right) + 25\log\left(\frac{d}{4.45}\right) - 10\log R - 0.02R + K_n$$

Ecuación 34

Donde

AN = Ruido audible en db por encima de 20µPa.
G = Gradiente superficial máximo en kV/cm.
N = Número de subconductores.
D = Diámetros del subconductor en cm.
R = Distancia del polo positivo al punto de calculo del AN, en metros.
k_n = Es un valor que es igual a 0 para n>3, 2.6 para n=2 y 7.5 para n=1.

<u>Sector Norte</u>

Para el sector norte se tiene que el diámetro de un subconductor es 2.179 cm, el gradiente máximo "g" se calculo anteriormente (ver tabla 32), se evaluará entonces la anterior formula para diferentes distancias R.

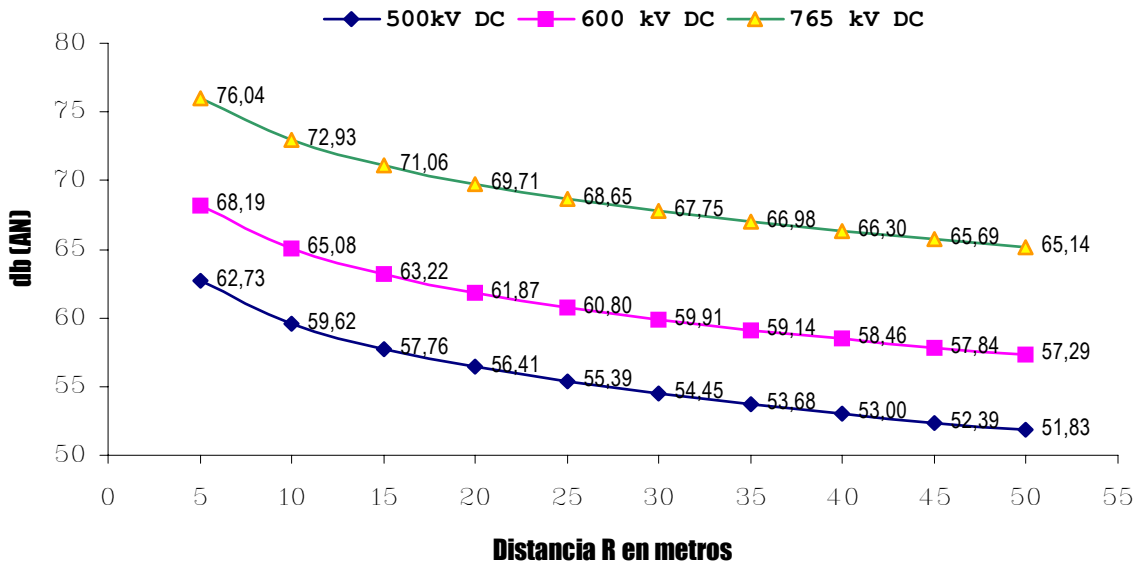


Ilustración 28. Ruido Audible sector Norte

Sector sur

El diámetro del conductor para este sector es 2.516. Evaluando así para las diferentes tensiones y distancias R se tiene que:

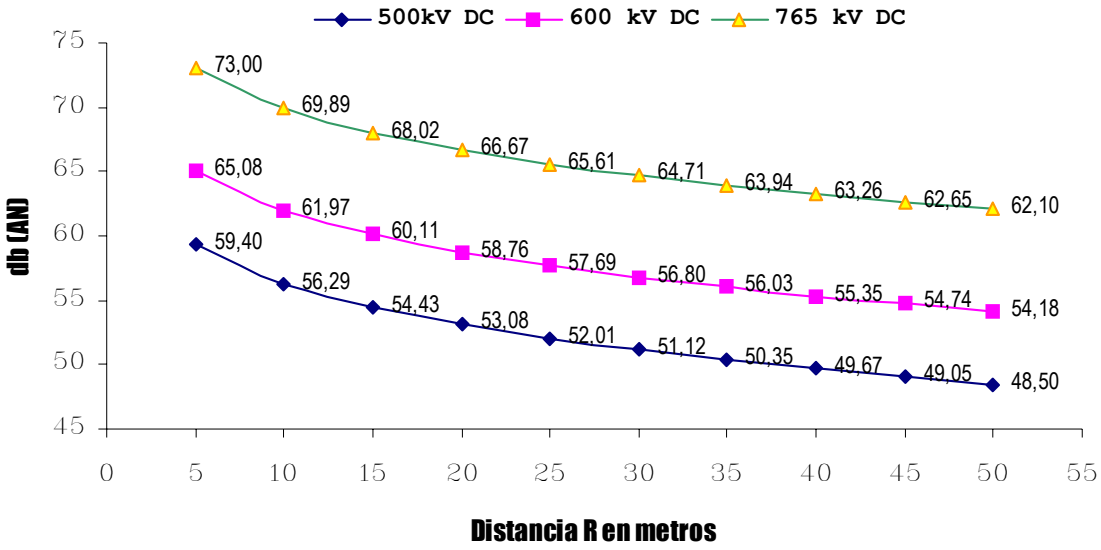


Ilustración 29. Ruido Audible Sector Sur

2.6.19.2 Ruido Audible Según Siegert Luis A. (Alta Tensión Y Sistemas De Transmisión Pág. 985)

$$AN = 42 + 85\log\left(\frac{g}{g_O}\right) + 45\log\left(\frac{d}{3.15}\right) + 18\log(n) + 10\log\left(\frac{20}{S}\right)$$ *Ecuación 35*

Donde

AN = ruido Audible (audible noise) en decibeles db.
g = máximo gradiente de potencial kV/cm.
g_o = gradiente superficial al inicio del efecto corona.
d = diámetro del conductor.
n = Número de subconductores.
S = espaciamiento entre subconductores en cm.

Tabla 41. Ruido Audible Según Siegert.

Sistema	AN sector norte [db]	AN sector sur [db]
± 500 kV	62.23	65.10
± 600 kV	68.91	68.94
± 76 5 kV	74.23	74.28

2.7 HVDC Y El Medio Ambiente

Al hablar del impacto ambiental de las líneas en HVDC, tenemos que hablar de los siguientes factores:

- Impacto visual
- Campos eléctricos
- Campos magnéticos.
- Ruido Audible
- Radio interferencia
- Corrosión, corrientes a tierra.

Todas estas consideraciones se deben tener en cuenta a la hora de escoger el trazado de la línea y en general en todo el proyecto.

Para una misma potencia de transporte, entre un sistema en HVDC y un sistema en HVAC, se tiene que los derechos de servidumbre para un HVDC son menores, las torres son mas simples, es decir de menor envergadura. Además se necesita una transmisión bipolar (2 polos) en vez de las tres fases de un circuito Trifásico para transportar la misma potencia, por lo tanto el impacto visual de la línea es menor si se compara con una de corriente alterna.

El campo eléctrico de una línea de HVDC, resulta de la combinación de campos electroestáticos debido al voltaje de la línea y a cargas espaciales debidas al efecto corona en la línea.

En estudios, se ha demostrado que no se observa ningún tipo de molestia o disconformidad (descargas en seres humanos y vegetación circundante en la línea) en seres humanos bajo líneas de transmisión en HVDC. En el HVDC también se presentan descargas pero son menos frecuentes que en los sistemas HVAC. Los campos eléctricos en la línea HVDC, no presentan suficiente riesgo como para tomar medidas de seguridad significativas, así como la influencia de estos campos eléctricos en el medio ambiente es limitada.

El efecto de los campos magnéticos producidos por las líneas en HVDC ha sido menos estudiado que los efectos producidos por los campos eléctricos. Los campos magnéticos en HVDC producen efectos no perceptibles. La radio interferencia en sistemas HVDC es generada por el polo positivo en cambio, en líneas HVAC la radio interferencia es producida por todas las tres fases. La radio interferencia decrece con la lluvia en líneas de corriente continua. Asumiendo de nuevo la misma capacidad de transporte, un sistema de HVDC presenta de 6 a 8 db menos que el sistema HVAC.

En las estaciones el equipo que más aporta al ruido audible es el transformador. Las medidas para contrarrestar este tipo de ruido son realmente costosas. En líneas de HVDC, el ruido audible prevalece en buen tiempo. Como regla general, el ruido audible no deberá exceder 40 db en las noches y 50 db en el día en zonas residenciales.

Una de las ventajas de las líneas de HVDC es la posibilidad de transmitir energía por un retorno a tierra cuando alguna emergencia se presenta ya sea por mantenimiento o falla en alguno de los polos. Cuando la corriente de retorno lo hace a través de la tierra, utiliza una gran cantidad de área, presentándose un fenómeno de corrosión en las partes metálicas que estén a tierra dentro de esta área.

En general, si se observa con detenimiento estos factores, se puede ver que los sistemas en HVDC tienen más ventajas que en HVAC para el medio ambiente, una razón más para que la instalación de estos sistemas este creciendo en los últimos años.

2.8 Comentarios

En la tabla 42, se muestra un resumen de los cálculos realizados para las diferentes opciones. Se considero un bipolo operando a ± 500kV; ± 600 kV y ± 765 kV. Se considera la reutilización de los conductores Darien y Flint. El gradiente superficial aumento debido a la nueva configuración de seis conductores por haz. Se hace también necesario elevar las torres en la opción de ± 600 kV y ± 765 kV, para cumplir con la distancia de seguridad mínima a l terreno. Se calculó la nueva cadena de aisladores, utilizando aisladores tipo DC FOG TYPE. La potencia limite térmica se cálculo teniendo en cuenta la capacidad máxima de corriente por conductor, con lo cual se puede observar que la línea aumenta su capacidad en 1.9 veces en la opción de ± 500 kV, 2.3 veces en la opción de ± 600kV y 2.9 en la opción de ± 765 kV. Se obtienen mejores porcentajes de regulación y niveles aceptables de radio interferencia y ruido audible.

Tabla 42. Tabla Comparativa. Resumen Cálculos

	500 kV AC	±500 kV	±600 kV	±765 kV
ɔ	1 Sistema Trifásico	1 Bipolo	1 Bipolo	1 Bipolo
ɔleado	3x4 Darien y Flint	2x6 Darien y Flint	2x6 Darien y Flint	2x6 Darien y Flint
ximo Gradiente ɔerficial	17 kV/ cm	26.94 kV/cm S. Sur 29.46 kV/cm S. Norte	29.89 kV/cm S. Sur 32.55 kV/cm S. Norte	34.54 kV/cm S. Sur 37.57 kV/cm S. Norte
ıdiente al inicio* Corona [kV/cm]	26	17.40 Vernano S. Norte 17.23 Vernano S. Sur 20.88 Invierno S. Norte 20.68 Invierno S. Sur	17.40 Vernano S. Norte 17.23 Vernano S. Sur 20.88 Invierno S. Norte 20.68 Invierno S. Sur	17.39 Vernano S. Norte 17.23 Vernano S. Sur 20.87 Invierno S. Norte 20.67 Invierno S. Sur
vación de las ·res	————	————	0.71 m	2.79 m en susp. 1.69 m en reten.
dena de .adores	VVV. 28 u susp. 32 Retenciones	VVV. 28 u susp. 32 Retenciones	VVV. 32 u susp. 36 Retenciones	VVV. 40 u susp. 44 Retenciones
;encia Limite ·mica** [MW]	1100	3357.12 S. Norte 4502.82 S. Sur	4028.54 S. Norte 5403.38 S. Sur	5136.39 S. Norte 6889.31 S. Sur
rona en buen ·mpo [kW/km]	5.4	5.88 S. Norte 5.85 S. Sur	10.51 S. Norte 10.93 S. Sur	20.68 S. Norte 22.30 S. Sur
rona en mal ·mpo [kW/km]	48***	2.87 S. Norte 2.35 S. Sur	6.31 S. Norte 5.85 S. Sur	14.56 S. Norte 14.72 S. Sur
;ulación	9%	3.00%	2.65%	2.32%
Interferencia (1 MHz n del eje de la línea)	19 db	29.02 db S. Norte 27.74 db S. Sur	33.65 db S. Norte 32.16 db S. Sur	41.19 db S. Norte 39.14 db S. Sur
o Audible a 50m eje de la linea.	————	51.83 db S. Norte 48.50 db S. Sur	57.29 db S. Norte 54.18 db S. Sur	65.14 db S. Norte 62.10 db S. Sur

pruebas del EPRI go se tomo como 29.8 kV/ cm, en esta tesis, se cálculo de acuerdo con la ecuación 22.

10 MW " para la linea en general" de acuerdo a reporte de ISA. Teniendo en cuenta la metodologia del numeral 2.6.11, este valor seria 1744.41 MW (sector Norte) y 2339.73 (Sector Sur).

orona en mal tiempo. Dato de ISA para condcutor viejo y lluvia ligera.

3. ANALISIS ECONOMICO

Dentro de la factibilidad que pueda tener cada proyecto de ingeniería para su futura realización, es de carácter obligatorio el poder desarrollar un análisis económico y financiero que permita obtener la determinación de los costos directos e indirectos en que se incurren para su desarrollo, así como los respectivos flujos de caja en los que se deben incluir los desembolsos de inversión, costos de operación y mantenimiento, tanto fijos como variables durante la vida útil del respectivo proyecto.

Para nuestro caso práctico solo se tendrán en cuenta y de forma general los costos de inversión necesarios para la transformación de sistemas de corriente alterna a corriente continua.

3.1 Costos de líneas HVDC

3.1.1 Generalidades

La distribución de los costos son diferentes para sistemas en AC y DC. En los sistemas AC, el costo de la línea predomina, y el costo de una subestación es relativamente bajo. En los sistemas HVDC, el costo de las terminales predomina sobre los costos de la línea.

Como ya se ha mencionado antes, una línea (sin considerar las estaciones conversoras) en HVDC resulta mucho más económica que una línea de HVAC para una misma potencia de transporte. Menores servidumbres y torres más simples hacen que el ahorro económico sea considerable. Es por esto que se habla de distancias para las cuales un sistema de HVDC es factible cerca de los 500 km, o para la interconexión de sistemas con diferente frecuencia y para las interconexiones por medio de enlaces submarinos.

Los costos de una estación conversora dependen de las características mismas del proyecto. Los fabricantes optimizan un conjunto de equipos de acuerdo a especificaciones del cliente además de tener en cuenta parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad. Los costos de una terminal o estación conversora incluyen: interruptores en el lado de AC, filtros de harmónicas, fuentes de potencia reactiva, transformador, conversores, electrodos de tierra, comunicaciones y construcción. En preliminares estudios también se debe considerar el costo del área donde se construirá la estación y la línea, además de los costos de operación y mantenimiento. A manera de

ejemplo en la ilustración 30, se muestra una distribución de costos típica para un proyecto llave en mano con las siguientes características:

- Voltaje : ± 500 kV
- Potencia de transmisión: 3000 MW.

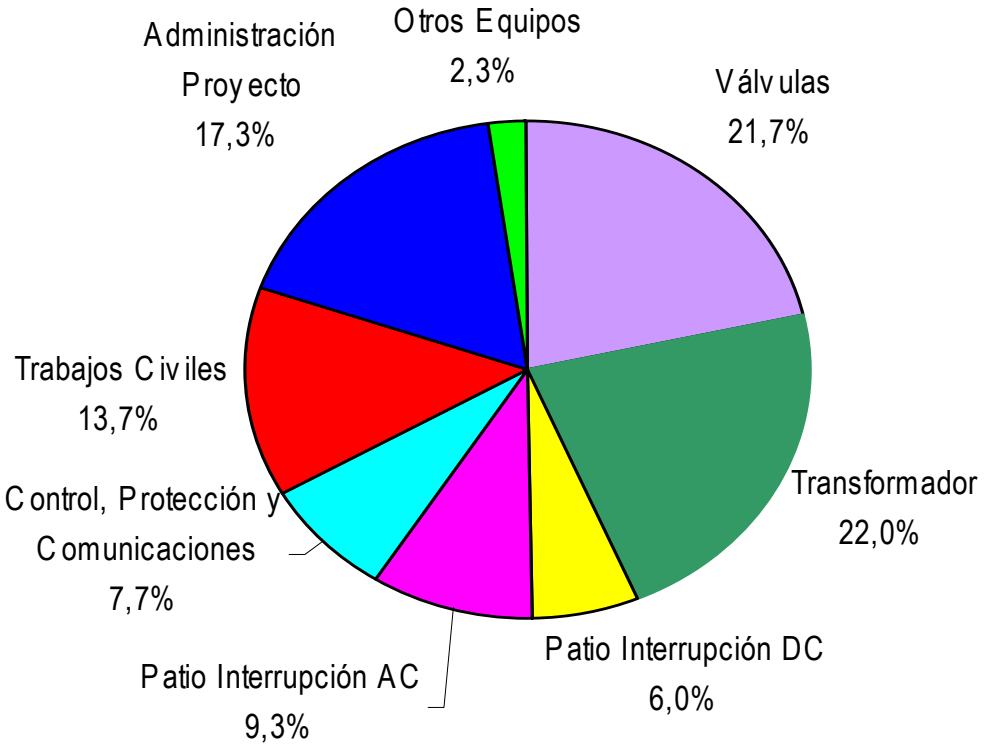


Ilustración 30. Distribución de costos típicos para un proyecto llave en mano tomado de Oak Rinde Nacional Laboratory abril de 1997.

Esta distribución de costos es totalmente diferente para cada proyecto. Es decir dependen del nivel de tensión y potencia a transmitir. Así se tendrán costos desde los 145 dolares/Kw/estación para un proyecto de ±250 kV, 500 MW, hasta 75 dólares /KW/estación para el proyecto descrito en la ilustración anterior. (Los precios están en dólares de los estados unidos del periodo 1996).

3.1.2 Costos de la transformación de la líneas (Caso ejemplo).

La transformación de la línea, conlleva una serie de inversiones las cuales son:

- Desmontaje y montaje de los cables conductores. Esto implica que se tiene que desconcertar la línea para poder formar los polos a partir de las tres fases del circuito existente. Hay que realizar un estudio que analice el impacto que se tendrá al indisponer una línea como lo es San Carlos- Sabanalarga, probablemente daría un valor critico en los costos que puede in viabilizar un proyecto de este tipo.
- Sustitución de la cadena de aisladores para un mejor desempeño de la línea. Para un proyecto como el de San Carlos – Sabanalarga, un aislador para DC y con los requerimientos de la línea esta en promedio de 50 a 60 USD, lo cual dependiendo de la opción que se tome, seria un valor aproximado entre 5 y 7.5 millones de dólares.
- Refuerzos en las torres y en las fundaciones. Si se incrementa el nivel de tensión hay que realizar elevaciones en las torres para que pueda cumplir con las distancia al terreno. Reforzar las fundaciones de las torres se hace necesario ya que los conductores estarán a mayor altura y por lo tanto a mayores fuerzas de flexión.
- Costos en herrajes que permitan sujetar los seis conductores en haz.

Dependiendo del estado del conductor, se puede cambiar este, lo cual trae consigo un costo extra.

Determinar los costos con exactitud se hace difícil, ya que se tendría que considerar la cantidad de personal que se utilizaría para estas modificaciones, la técnica que se utilizara en la elevación de las torres, adecuaciones de las cimentaciones, la tecnología y equipos para realizar estos trabajos, el tiempo que se tardaría para realizar estas modificaciones, tecnología y equipos.

Sin embargo, a continuación se presenta un estimativo de los costos de una transformación de línea, si se compara con la construcción de una línea nueva de corriente continua. Los datos son estimados por ABB.

Tabla 43. Relación costos Transformación líneas a HVDC.

Actividad	Costos
• Desmontaje y montaje de los conductores, cambio de aisladores y herrajes.	• Cerca del 30% de la construcción de una línea nueva en corriente continua.
• Si se cambia los conductores.	• Se incrementa el costo en un 15%.
• Elevación de las torres.	• Se incrementa a un 50%.

Se quiere decir con esto que en el caso de tomar la opción de ± 500kV, no habría necesidad de elevar las torres y tendríamos un costo que puede llegar a ser el 30% del valor de construcción de una línea nueva en HVDC. En el caso de tomar la opción de ±600 kV y ± 765 kV, habría que elevar las torres y por lo tanto los costos llegarían ser aproximadamente un 50% del valor de los costos de construcción de una línea nueva en corriente continua. Si se cambia los conductores para todas las opciones, el costo se incrementa cerca del 15%. Los datos anteriores se presentan comparando los proyectos línea a línea, no contempla las estaciones conversoras.

En nuestro ejemplo de aplicación (línea San Carlos - Sabanalarga), los costos estimados de los cambios a realizar se presentan a continuación:

El tramo de la línea San Carlos - Sabanalarga costas de las siguientes estructuras

- Estructuras de Retención 111
- Estructuras de Suspensión 848.

Se discrimina de esta manera, debido a que el proceso de transformación es diferente tanto para estructuras de retención como de suspensión. Además los herrajes, aisladores tienen diferentes condiciones mecánicas para este tipo de torres. Así los costos de los trabajos a realizar serán:

Tabla 44 Costos de los trabajos para estructuras de Retención y Suspensión.

• Estructuras de Retención (Costos en MUS Millones de dólares de los estados Unidos).			
	±500 KV	±600 KV	±765 KV
Cambio de Aisladores	0.7	0.85	1.1
Herrajes	0.5	0.5	0.5
Nueva sección + instalación	0	0.25	0.55
Refuerzos en las fundaciones.	0	0	0.22
Retornos tierra.	0.42	0.51	0.66
• Estructuras de Suspensión (Costos en MUS Millones de dólares de los estados Unidos):			
Cambio de Aisladores	4.7	5.4	7.1
Herrajes	2.8	2.8	2.8
Nueva sección + instalación	0	1.62	3.5
Refuerzos en las fundaciones.	0	0	1.42
Retornos tierra.	2.82	3.24	4.2
Independientemente si es una estructura de retención o suspensión, se genera un costo debido al desmontaje y montaje de los conductores para formar el bipolo, lo cual es también independientemente del nivel de tensión			
.Configuración del haz de conductores	2.7	2.7	2.7
TOTAL $MUS	**14.64**	**17.87**	**24.75**

Comentarios:

Los costos discriminados que se presentan, no tienen en cuenta los costos de amortización de la obra, como también se ha omitido el costo de la importación de dichos elementos, ya que muchos de ellos no se encuentran en el país como son los herrajes y aisladores especiales para esta aplicación en DC, sin embargo un estimativo del costo de transporte puede llegar hacer el 2% del valor total del proyecto. También hay que resolver el problema de la mano de obra, cuantas personas se van a requerir para realizar este proyecto, salarios, transportes, etc., y sobre todo el tiempo que se tardaría en realizar dicha modificación. Además debe haber una coordinación entre la construcción de las estaciones conversoras y la modificación de la línea.

Los costos de los aisladores fueron dados directamente por NGK a razón de 50 dólares la unidad para cadenas de suspensión (36000 lb) y 60 dólares para cadena de retención (50000 lb). En cuanto a los herrajes, fabricantes ofrecieron las siguientes alternativas: para las cadenas de suspensión, conjunto de herrajes para seis conductores en haz y condiciones mecánicas para soportar 60 y 80 toneladas. En cadenas de retención, conjunto de herrajes para cadenas aisladores de retención dobles, seis conductores en haz con capacidades de 80 y 120 toneladas. La pieza “extra” que se tendría que agregar a las torres, se puede fabricar en el país en empresas como

SADELEC y FEM Fabricaciones Electromecanicas, teniendo en cuenta las normas ASTM A 440 (estructuras metálicas con acero de alta resistencia). Dichas empresas también ofrecen el servicio del montaje de esta pieza. Falta comparar este dato frente a la tecnología propuesta por ABB (ver anexo 2) para elegir cual seria la opción más factible para el proyecto. Los refuerzos en las fundaciones solamente se consideraron para la opción de ±765 kV, ya que es en esta opción en la cual hay que realizar las mayores modificaciones, las torres tendrán mayor altura y por lo tanto mayores esfuerzos de flexión. Además se esta incorporando un peso extra a la estructura debido a la nueva pieza. Estos esfuerzos hacen necesario una ampliación en la fundación. En cuanto a los costos en el retorno por tierra, se ha tenido en cuenta experiencias en proyectos a nivel mundial. El costo que se presenta en la tabla anterior, considera solamente la utilización de electrodos de tierra convencionales los cuales, han venido siendo menos utilizados debido a las nuevas políticas de seguridad ambiental y por lo tanto a la utilización del retorno metálico. La utilización de este retorno metálico incrementa considerablemente los costos, pero aun así, la conversión de una línea AC a DC puede ser una opción factible. El costo del desmontaje y montaje posterior para formar el bipolo, no tiene en cuenta el valor de la indisponibilidad de la línea. Este valor se tendrá que evaluar con estudios más rigurosos.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

Durante los últimos años los sistemas HVDC han ganado más adeptos a nivel mundial. Nuevos desarrollos en la electrónica de potencia han hecho de estos sistemas una tecnología confiable, segura y económicamente competitiva frente a los sistemas HVAC. En nuestro país hasta ahora se está hablando de los sistemas HVDC, ya que se piensa realizar un enlace con Panamá a ± 250kV monopolar con retorno metálico.

Un HVDC consiste en una estación llamada conversora, la cual transforma el potencial en AC a DC, además de un conjunto de equipos propios de la estación, se conecta a través de una línea de transmisión con la estación inversora, que transforma el potencial DC a un potencial AC. La línea de transmisión, es similar a la de HVAC, pero con la particularidad que en DC, no se presenta efecto piel, lo cual contribuye a la disminución de pérdidas y a la utilización de menos conductores para una potencia dada; además existen ciertas diferencias con las líneas en AC como son: Las pérdidas corona en una línea AC son mayores en invierno, en cambio en DC las pérdidas corona de la línea son mayores en verano. Asociado a este fenómeno de perdidas, la radio interferencia y el ruido audible sigue el mismo patrón, en DC los niveles de radio interferencia y ruido audible son mayores en verano, en cambio en AC los mayores niveles se presentan en invierno.

Un enlace en HVDC puede unir también dos sistemas de diferente frecuencia, tal es el caso del enlace HVDC en Itaipu, que une el sistema de Brasil y Uruguay que operan a diferente frecuencia 60 Hz y 50 Hz respectivamente. Hay estaciones que se les llama Back to Back, el cual es un arreglo donde la línea tiene longitud cero y son muy utilizadas para interconectar estos sistemas de diferente frecuencia.

En cuanto a los derechos de servidumbre, si se compara un sistema en HVAC y un HVDC transmitiendo la misma potencia, se observa que las torres de un HVDC son más simples por ser monopolares o bipolares, por lo tanto se tendrán menores distancias de seguridad y tambien menores zonas de servidumbre. Experiencias a nivel mundial muestran que el derecho de servidumbre de un HVDC puede llegar hacer un 60% menor que su equivalente en HVAC.

Un enlace HVDC dentro de nuestro Sistema Interconectado Nacional, puede mejorar los márgenes de estabilidad, mitigando las oscilaciones que se pudieran presentar entre la Costa y el centro del país, ya que un HVDC

modula la potencia desde cero hasta la potencia nominal. El control del HVDC permite controlar en forma rápida y exactamente el nivel de potencia transmitida. Un sistema HVDC permite limitar los niveles de cortocircuito del sistema AC asociado al HVDC. Todas estas bondades se tendrán que confrontar con estudios detallados de flujos de potencia, para determinar la disminución de pérdidas efectivas y el mejoramiento en la estabilidad.

La conversión de sistemas de corriente alterna a corriente continua ha sido una opción que se ha desarrollado y presentado en diversas conferencias y congresos a nivel mundial. Incrementos sustanciales en la capacidad de transporte de energía, son posibles mediante esta conversión, aprovechando al máximo trazados o zonas de servidumbres existentes, lo cual resulta en beneficio del medio ambiente.

Teniendo en cuenta nuestro caso ejemplo (Línea San Carlos-Sabanalarga) la conversión de uno de sus circuitos reforzaría los intercambios de potencia entre la costa y el centro del país. Experiencias a nivel mundial, han demostrado que la capacidad de transporte puede llegar a ser 3.5 veces más. En nuestro caso ejemplo, con la opción de ± 500kV, la capacidad de transporte se aumenta en 1.9 veces, con la opción de ± 600kV, 2.3 veces y con la opción de ± 765kV 2.9 veces.

Los cambios en las estructuras no son mayores, dependiendo de la opción es necesario elevar la torre, para poder cumplir con las distancias de seguridad al terreno. Los aisladores, preferiblemente se cambian por aisladores especiales para corriente continua. Los conductores se reutilizan dependiendo del estado de los mismos, si no habría que cambiarlos, lo cual repercute en costos (cerca de un 15% más) y en la necesidad de reforzar las cimentaciones.

El impacto ambiental de un sistema HVDC es menor debido principalmente a menores derechos de servidumbre, menor número de conductores, las torres son de menor dimensión, si se comparan con un equivalente en HVAC.

Económicamente resulta una opción atractiva si se tiene en cuenta los incrementos de potencia para un corredor ya establecido como lo es la línea San Carlos – Sabanalarga. Sin embargo, se tendrán que hacer estudios detallados que permitan evaluar la reducción de pérdidas efectivas en la línea, además se tendrá que evaluar con estudios posteriores el impacto que se tendrá a la hora de indisponer la línea para realizar estas modificaciones, ya que este es un factor bien importante a tener en cuenta y que puede dar un valor critico que in viabilice un proyecto de este tipo.

4.2 RECOMENDACIONES

En el presente estudio, se mostró las principales consideraciones a tener en cuenta dentro del proceso de conversión de líneas trifásicas a líneas de corriente continua. Sin embargo, este es el punto de partida para posteriores estudios que se deberán hacer para poder demostrar la factibilidad de un proyecto de este tipo. En general, se recomienda tener en cuenta las estaciones conversoras ya que ellas representan una buena porción del total de costos del proyecto y el comportamiento del enlace depende en gran parte del control y la electrónica de potencia de estas estaciones. Para lo cual se tendrán que considerar estudios posteriores que podrán ser utilizados por los estudiantes como tema de tesis.

Dentro de los estudios a tener en cuenta están:

- Simulaciones del sistema, de terminando las perdidas efectivas del enlace en HVDC.
- Flujos de carga, flujos máximos evaluando elongaciones y distancias mínimas eléctricas.
- Diseño de las estación HVDC en general.
- Diseño y dimensionamiento de filtros.
- Transitorios y control de transitorios.
- Control del enlace HVDC.
- Coordinación y control de las protecciones de la línea y de la estación conversora.
- Dimensionamiento de equipos como los transformadores, válvulas, etc.
- Estudio riguroso de costos, determinando el costo crítico de indisponer la línea San Carlos- Sabanalarga para poder realizar estos trabajos, ya que es un costo elevado y puede ser un factor decisivo en la ejecución de un proyecto de este tipo.
- Determinar con exactitud el tiempo que se requiere para poder realizar estos cambio en las torres y entrada en servivio de las estaciones conversoras.

Con estos estudios se podrá determinar la factibilidad económica de la conversión de una línea como lo es San Carlos- Sabanalarga. Por ahora habrá que esperar que se desarrollen los proyectos Costa y Bogota para así poder estudiar la factibilidad de hacer estas modificaciones en la línea de San Carlos- Sabanalarga.

BIBLIOGRAFÍA

A.M Gole. HVDC Course Notes. 1995.

CARLSON Ake, Specific Requirements on HVDC converter Transformers. ABB Transformers.

CHECA Luis Maria, Líneas de Transporte de Energía, Tercera Edición.2000

CIGRE Working Group 14.11. Guide for Upgrading Ttransmission Systems with HVDC Transmission. Agosto 1998.

CLERICI Alessandro, PARIS Luigi, DANFORS Per. HVDC Convertion of HVAC Lines to Provide Subtantial Power Upgrading. IEEE Transaction on Power Delivery, vol 6, No 1. Enero 1991.

Curso Actualización Ingeniería Alto Voltaje. Universidad Nacional de Medellín. 1988.

EPRI (Electrical Power Research Institute). HVDC Reference Book.

FINK Donald G. Manual de Ingeniería Eléctrica. Tomo III. Ed Mc Graw Hill. México 1997.

GIRALDO L. Alfonso, VELEZ Jair, CARDONA Mónica. Interconexión de Áreas Eléctricas por medio de sistemas HVDC. Ingeniería Especializada. Itagúi (Antioquia).

HAUSLER Michael, SCHLAYER Gernot. Más Capacidad de Transporte de las Líneas Aéreas por Transformación de Líneas Trifásicas en continuas. Revista ABB No 3, 1997.

KOSHCHEEV L.A. Environmental Characteristic of HVDC Overhead Transmisión Lines. Mayo 2003.

KRISCHKE WERNER, Elevación de Postes para 110 kV sin Interrupción del Servicio. Revista ABB No4, 1995.

KRISHNAYYA P.C.S. Conversión of AC Lines to DC lines. Power Systems Technologies. Julio 2003.

LAURENCE Ruby. Why DC for Long-Range Power Transmission. Revista The Physics Teacher, Vol 40. Mayo 2002.

MAESTRIA Y GRUPO T&D. Estudio y Modelación del dispositivo FACTS-GPFC Gran Flexibilidad para Interconexiones Internacionales. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín.

NGK Insulator, Ltd. DC Fog Suspension Insulator (NGK Release #101/1982); Porcelain Suspension Insulators #14C; Technical Guide #91R. Japon 2004.

NSR ENVIROMENTAL CONSULTANTS Pty Ltd. Final enviromental Impact Statement. Basslink Projet. 2002.

SANTANA LUIS Miguel, LLANOS HERMES Orlando. Prefactibilidad de la línea de transmisión en corriente continua e implementación del cable de guarda con fibra óptica, en la interconexión entre Colombia y Venezuela. Tesis Universidad de la Salle, Facultad de Ingeniería Eléctrica. 2001

PASTRANA DIAZ Jairo, ZAMBONI PEÑA Arnaldo. Interconexión Eléctrica entre Colombia – México –EE:UU mediante Sistemas de Corriente Continua (HVDC). Tesis Universidad de la Salle, Facultad de Ingeniería Eléctrica. 2002.

SALAMANCA ALEGRIA Luz Mireya. Análisis Técnico –Económico de un Circuito de Corriente Continua en el Sistema de Transmisión Nacional. Tesis Universidad de la Salle, Facultad de Ingeniería Eléctrica.2001.

SIEGERT Luis A. Alta Tensión y Sistemas de Transmisión.

WOODFORD Dennis, KURUGANTY P.R.S. A Realiability Cost- Benefit analysis for HVDC Transmission Expansion Planing. IEEE Transaction on Power Delivery, Vol 3 No 3 Julio 1988.

WOODFORD Dennis, HVDC Transmission. Manitoba HVDC Research Centre. Marzo 1998.

WOODFORD Dennis, Introduction to PSCAD. Manitoba HVDC Research Centre.Enero 2001.

ANEXO 1.

Estaciones Convertidoras.

La función de las estaciones o terminales HVDC es la conversión de CA a CD o viceversa. En el lado donde se hace la conversión de CA a CD se le llama rectificador y en el lado donde se convierte CD a CA se le llama inversor.

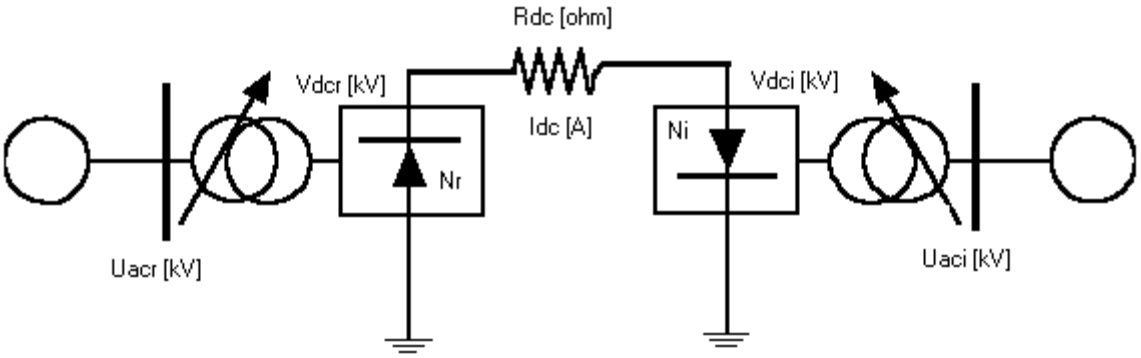


Ilustración 31. Esquema del enlace HVDC.

Donde

Uacr	Tensión alterna del lado del rectificador.
Rdc	Resistencia del enlace que puede ser monopolar, bipolar u homopolar.
Idc	Corriente continua del enlace.
Nr	Número de puentes de seis pulsos lado rectificador.
Ni	Número de puentes de seis pulsos lado inversor.
Uaci	Corriente alterna del lado del inversor.

La parte más importante de una estación conversora es el arreglo de válvulas en el convertidor el cual puede ser de 6 pulsos, 12 pulsos y 18 pulsos. Un puente de 12 pulsos, es el arreglo en serie de dos puentes de 6 pulsos. Para un enlace bipolar (es el arreglo más común en líneas aéreas), el arreglo es como se muestra en la figura 32:

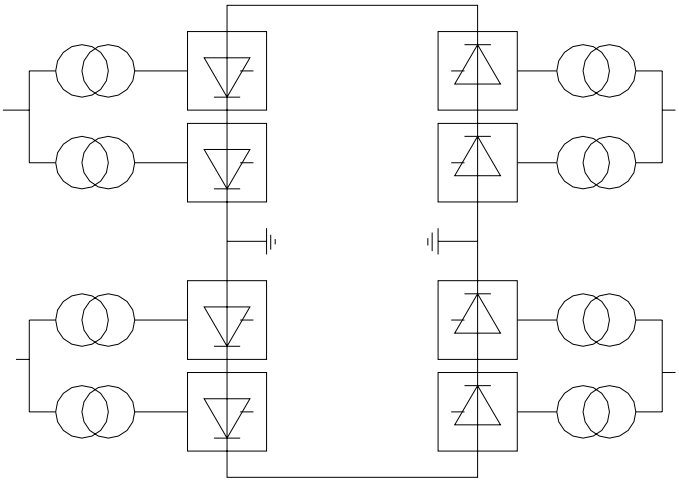


Ilustración 32.Arreglo Bipolar.

Las terminales convertidoras (tanto inversoras como rectificadoras) son unidades que constan de los siguientes equipos:

Válvulas y Controles de Estado Sólido.

Las características de estas válvulas son:

- Baja caída de voltaje hacia adelante durante la conducción.
- Capacidad para soportar altos voltajes negativos y positivos sin interrupción.
- Disparo controlable
- Capacidad de sobrecorriente para soportar fallas internas y externas.

La tecnología de los primeros enlaces consistía en válvulas de arco de mercurio que posteriormente fueron desplazados por el desarrollo de la electrónica de potencia y en consecuencia por los tiristores. Los tiristores son el corazón de las estaciones conversoras, los cuales también han sufrido cambios desde su aparición. Un tiristor es un dispositivo semiconductor de tres terminales ánodo, cátodo y compuerta *(gate)*. Funcionalmente es un interruptor de paso de corriente unidireccional.

Las válvulas de tiristores consisten en una conexión en serie de tiristores y otros componentes. El número de tiristores varía de acuerdo a las especificaciones de voltaje de la válvula.

Transformadores Convertidores.

Los transformadores convertidores son el enlace entre los sistemas de CA y CD. Además de esta función importante se tiene que:

- Suministra el voltaje de AC en dos circuitos separados con un desfase de 30° para la reducción de harmónicos de bajo orden, especialmente el quinto y séptimo.
- Funciona como barrera galvanica para evitar que entre potencial DC al lado de AC.
- Mantiene el voltaje de las válvulas dentro de una banda de variaciones del voltaje del sistema de CA por medio de cambiadores de taps que operan con la carga conectada.

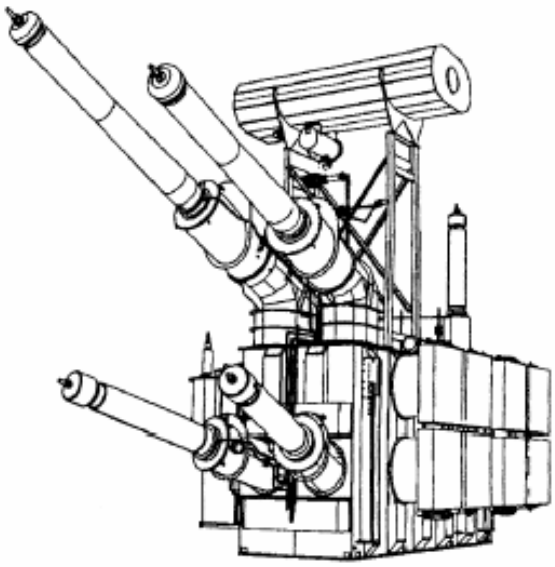


Ilustración 33. Transformador Convertidor.

La conexión común puede ser estrella-delta. En condiciones normales, las pérdidas que ocurren en un transformador convertidor están compuestas por las mismas pérdidas que tiene un transformador de CA, más las pérdidas debidas a las corrientes que se producen durante la conversión.

Existen cuatro tipos de transformador convertidor los cuales son:

- Tres fases, tres devanados
- Tres fases, dos devanados
- Fase sencilla, tres devanados
- Fase sencilla, dos devanados

Desde el punto de vista eléctrico no existen diferencias en estos cuatro tipos. El factor decisivo es a veces el transporte y consideraciones mecánicas.

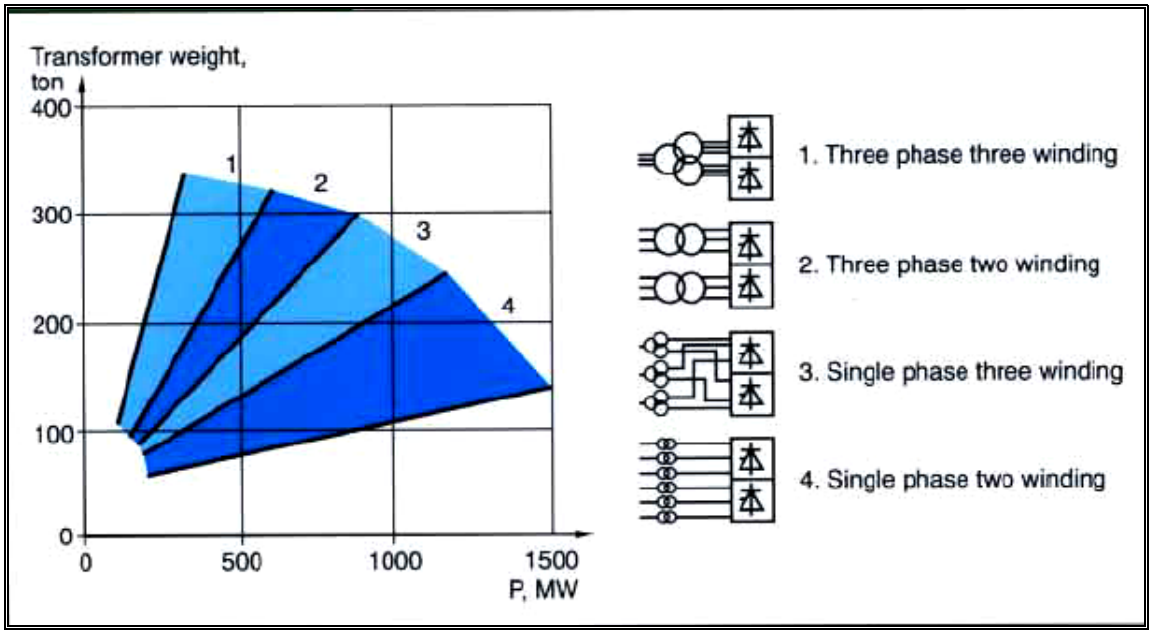


Ilustración 34. Relación peso-potencia del transformador para HVDC.

Reactores.

Cuando el convertidor del enlace DC se pone en servicio, se utiliza un reactor de suavizamiento (smoothing Reactor) para:

- Disminuir las tensiones y corrientes armónicas en el lado DC.
- Prevenir fallas de conmutación en los inversores.
- Prevenir corrientes por discontinuidades de carga pequeñas.
- Limitar la corriente de cresta en el rectificador durante cortocircuitos en el lado DC.
- También se puede utilizar circuitos especiales de filtrado para reducir la interferencia telefónica de la línea CD. Estos equipos deben ser coordinados con el reactor para evitar problemas de resonancia.

Filtros.

Los filtros son usados en ambos lados AC y DC, debido a que los convertidores generan corrientes armónicas y las introducen en el sistema CA. Los filtros para el lado AC proporcionan una baja impedancia de armónicas a tierra. Además proporcionan parte de la potencia reactiva consumida por el convertidor. Los filtros para el lado de CA comprenden entre un 40% y 50% de la compensación que requiere el convertidor.

Se requiere filtros en el lado DC para limitar la interferencia con los circuitos de comunicaciones que haya en la cercanía de la línea de transmisión en DC.

Suministros De Potencia Reactiva.

Los conversores absorben o consumen una cantidad considerable potencia reactiva. En operación normal (estado estable), requieren potencia reactiva para la conmutación y control. El nivel de potencia reactiva requerido esta cerca del 60% de la potencia activa transmitida. Bajo condiciones transitorias el consumo puede ser mayor. Esta potencia es demasiado fuerte para ser solamente suministrada por la red de AC. La potencia reactiva deberá ser por lo tanto suministrada directamente por elementos de compensación reactiva en la planta o estación de HVDC.

En orden de suministrar esta potencia reactiva, capacitares, reactores y filtros de armónicas son conectados en el correspondiente lado de la red. También se pueden usar compensadores estáticos (STATCOM), SVS, estaciones convertidoras conmutadas por capacitores síncronos, son especialmente usadas cuando las redes AC donde se va conectar la estación convertidora son débiles.

Equipo De Protección, De Monitoreo o Seguimiento, De Medición, De Comunicación Y Auxiliar.

Con el fin de evitar daños o destrucción de cualquier componente de la estación convertidora, cualquier situación de falla, sobre voltaje o sobre corriente deberá ser despejada en el menor tiempo posible. Por lo general el sistema de protección de una estación HVDC es redundante. Uno de los métodos para asegurar esta redundancia incluye la utilización de diferentes dispositivos y hacer traslapes o superpociones entre las zonas de protección.

Estas zonas de protección pueden ser:

- Zona de protección para el conversor como tal y el reactor.
- Zona para la protección del transformador convertidor.
- Zona para proteger el sistema de barras.
- Zona para la protección de los elementos de compensación de potencia reactiva.

Hay que aclarar que existen protecciones tanto en el lado AC como en el lado DC. En el lado AC, las protecciones siguen la misma filosofía que cualquier subestación de alta tensión en corriente alterna. Son protecciones de muy alta velocidad, por lo general son de tipo diferencial.

En el lado DC, las protecciones de las válvulas, transformadores convertidores y la línea como tal, se hace a través del control del convertidor (protección principal).

El sistema de control y/o monitoreo consiste en:

- Control y monitoreo del sistema (puede ser interfaz hombre maquina)
- Regulación y control del convertidor
- Control y monitoreo de las protecciones
- Monitoreo de alarmas y reportes del sistema
- Registro de eventos o fallas.

Para la medición se utilizan transductores de corriente en DC y transductores de potencial en DC. Los transductores de corriente en DC (DCCT), miden la corriente directa y proporciona una señal en forma de voltaje DC proporcional a la corriente DC. Los transductores de potencial DCPT, miden el voltaje de la línea de DC.

Las comunicaciones y telecontrol de una estación convertidora constan de canales para el control automático de supervisión y adquisición de datos (SCADA), comunicación de voz en emergencias entre las terminales de conversión y otros lugares remotos, y comunicación para fines de protección y control.

Control del HVDC

El control de un HVDC es de forma electrónica, lo cual permite hacer un control exacto de la potencia transmitida. Usualmente el modo de control principal es el de transferencia de potencia constante, es decir el operador da la orden del nivel de potencia a transmitir por el enlace. Otra función de control que es frecuentemente implementada en los casos donde se interconectan diferentes sistemas de potencia, es permitir al enlace cambiar automáticamente el nivel de orden de potencia para de ésta manera asistir a la red que experimente problemas, como la pérdida de generación. El hecho de que la potencia transmitida por el enlace de HVDC es continuamente controlada imposibilita la sobrecarga del enlace y la consecuente pérdida de éste cuando más es necesitado. También significa que, en comparación con enlaces de corriente alterna, se puede limitar los flujos de potencia en paralelo en un sistema interconectado.

Ángulos de los puentes.

Dentro de la operación de los puentes en las estaciones conversoras, se presentan ciertos ángulos que son fundamentales en la operación del enlace, estos ángulos son:

- Ángulo de Retraso (α): Es el tiempo en grados eléctricos mediante el cual se retrasa la conmutación. No puede exceder los 180 grados.
- Ángulo de Traslape (μ): Es el tiempo en grados que dura la conmutación. En operación normal es menor de 60 grados, normalmente entre 20 grados y 25 grados.
- Ángulo de Extinción (γ). Tiempo en grados eléctricos medido desde el final de la conducción de corriente hasta el cero próximo de la onda de voltaje conmutado. Este ángulo depende del ángulo de avance y el ángulo de traslape.
- Ángulo de Avance. Tiempo en grados eléctricos medidos desde el arranque o comienzo de la conducción de corriente.

En un enlace HVDC, el control de voltaje entre dos estaciones se puede hacer por medio de control de taps del transformador o por medio del control del ángulo de retraso. El método del cambio de taps tiene el inconveniente de su velocidad limitada. En cambio el ángulo de retraso puede cambiarse casi de forma instantánea. Sin embargo este cambio hace que se aumente el consumo de potencia reactiva por parte del convertidor. Para minimizar estos consumos, se suele operar estos ángulos a ciertos valores.

A manera de ejemplo se mostrara como se comporta el secundario del transformador cuando se varía el ángulo de retraso.

El secundario del transformador tiene una V_S= 500 kV, y el ángulo de conmutación μ= 15. Calcular el voltaje a la salida de voltaje en directo cuando el ángulo alpha (de retraso) es:

a) 0
b) 15
c) 30
d) 45

Solución

Utilizando la siguiente expresión se tiene que:

El voltaje en directo sin considerar el efecto de los ángulos será:

$$Vd0 = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} * V_L = 1.35 * 500kV = 675.23kV$$

Considerando los ángulos tenemos que utilizar la siguiente expresión:

$$Vd0 = \frac{Vd0}{2}\left[\cos\alpha + \cos(\mu + \alpha)\right]$$

Así las repuestas serán:

a) 663.73 kV
b) 618.5 kV
c) 531.12 kV
d) 407.54 kV.

Observamos que a medida que se aumenta el ángulo de retraso, el voltaje en directo se hace menor. En la teoría se recomienda la utilización de los ángulos así:

En el lado del Rectificador:

- Angulo de atraso: 15 grados
- Angulo de traslape: 25 grados
- $\cos\phi = \frac{\cos(\alpha) + \cos(\alpha + \mu)}{2} = 0.866$
- de esta manera Φ = 30 grados
- $\frac{Q}{P} = \tan\phi = 0.577 = 60\%$

En el lado del Inversor:

- Angulo de extinción: 15 grados
- Angulo de traslape: 25 grados
- Angulo de atraso : 140 grados
- $\cos\phi = \frac{\cos(\alpha) + \cos(\alpha + \mu)}{2} = -0.866$
- de esta manera Φ = -150 grados
- $\frac{Q}{P} = \tan\phi = -0.577 = -60\%$

De este modo, con estos ángulos típicos, se asegura que el consumo de potencia reactiva será aproximadamente un 60% de los requerimientos de

potencia real. En la práctica el ángulo de retraso puede tener un valor mayor, lo cual daría como resultado menores riesgos de falla en la conmutación, aunque se aumenta un poco el consumo de potencia reactiva y el esfuerzo en las válvulas.

Consideraciones para la simulación de sistemas HVDC.

Dentro del estudio y planeación que se debe hacer para un enlace HVDC están las simulaciones. Estas simulaciones, dependen del alcance del estudio, así como se muestra en la siguiente guía.

Tabla 45 Requerimientos en la respuesta de la simulación.

Modelo Respuesta Básica	Modelo Respuesta detallada.
• Estudios de fallas remotas al sistema DC. • Estudios de planeación preliminar. • Estudio para determinar el efecto de controles de modulación DC. • Disturbio salida bipolar sin reinicio. • Falla monofásica en el lado AC y condición de sobrecarga. • Disturbio en el lado AC.	• Estudio de multi-terminales. • Planeación especifica de un enlace. Igualmente si el sistema DC se conecta a un sistema AC débil. • Fallas trifásicas en el lado AC. • Falla monofásica en el lado del AC del inversor, bloqueando la transmisión de potencia.

ANEXO 2

Elevación De Las Torres.

La siguiente metodología es realizada por ABB (Asea Brown Bovery) para la elevación de postes y torres de energía. Esta técnica es ideal para realizarla en Colombia, ya que tenemos torres de difícil acceso y en las cuales los procedimientos tradicionales para obtener esta elevación en las torres serían complicados. Esta misma técnica fue utilizada para elevar las torres de los ejemplos de las páginas 28 y 29.

Tradicionalmente, se utilizan grúas, se desenganchan los cables y se sostienen con poleas. En sitios de difícil acceso, se utiliza el procedimiento de escalonamiento interior o exterior. Para ello es necesario descolgar los cables de las líneas aéreas. Hay que proteger los cables y los objetos situados bajo ellos con complejas construcciones de andamios.

El procedimiento de ABB consiste en un dispositivo elevador que consta de cuatro apoyos en celosías, los cuales pueden ser prolongados individualmente para adaptarse a los terrenos con pendientes. Este montaje se realiza previamente, se utilizan las traviesas de las torres como apoyo. Este dispositivo elevador esta anclado a las fundaciones de las torres existentes con ayuda de cuatro tirantes de cable. Estos anclajes pueden hacerse interior como exteriormente. Este anclaje, asegura fiablemente la torre durante toda la fase de alargamiento.

La parte superior de la torre por encima del corte se enmarca con ayuda de fijaciones angulares especiales y se fija en una placa rígida. Dicha placa, base del proceso de prolongación, se desliza verticalmente hacia arriba sobre cuatro rieles de guía dispuestos sobre los apoyos en celosía.

La parte del superior de la torre se asegura con un sistema de cables que la mantienen vertical. El jefe de la cuadrilla dispone de distintos dispositivos de control y de herramientas de mando. Si la torre deja de estar en posición vertical, por efecto del viento por ejemplo, el jefe de la cuadrilla puede llevarla forzadamente a la posición vertical.

La elevación se hace gracias a cuatro dispositivos provistos de mordazas cada unos de ellos movidos por la acción de un cilindro hidráulico.

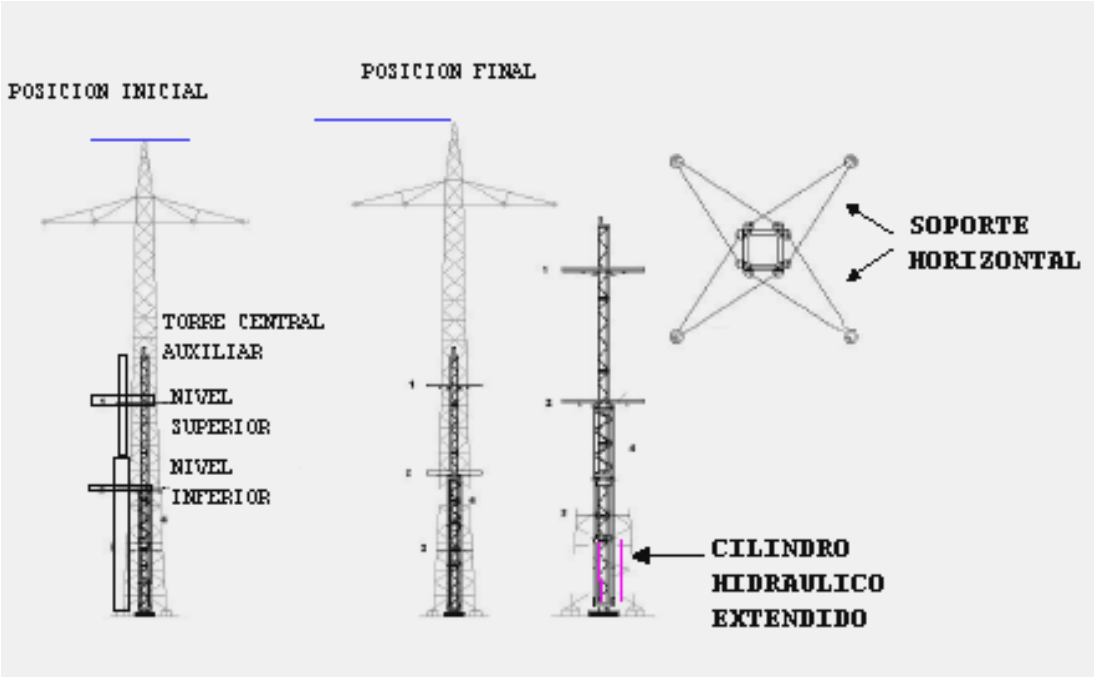


Ilustración 35. Esquema de Elevación de las torres.

El proceso de elevación dura más o menos 30 minutos (esto es un paso, cada paso avanza un metro). Durante este tiempo, ninguna persona debe estar en la zona peligrosa de la torre y de las líneas. Las fuerzas aplicadas se registran y se controlan con dispositivos especiales. Una vez la torre alcanza la nueva altura deseada, el personal de la cuadrilla puede subir a enganchar el cuerpo intermedio o remplazar la parte inferior de esta torre por una base más larga. El procedimiento permite una prolongación hasta de siete (7) metros

ANEXO 3

Electrodos Para Conexiones Submarinas

Electrodos de mar. En los electrodos de mar se distinguen el cátodo y el ánodo. El diseño y construcción del cátodo del electrodo submarino en un monopolo no presenta mayores problemas. La longitud del cable debe ser tal que el campo superficial sea menor que 3V/m en el agua circundante, lo cual es seguro para los nadadores, buzos y animales marinos.

En el caso del ánodo se utilizan módulos de electrodos prefabricados, los cuales se conectan por medio de cables alimentadores y se monitorean desde tierra. En la ilustración 36 se puede ver esta disposición.

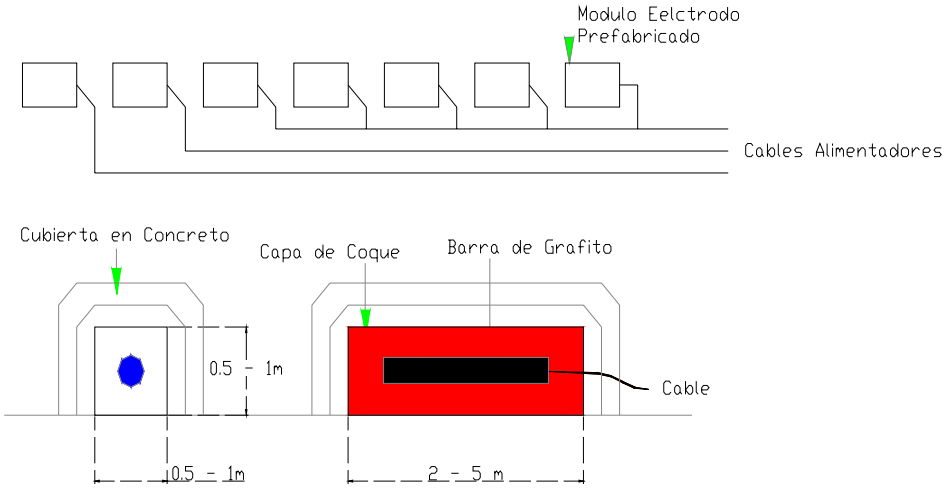


Ilustración 36. Electrodo submarino. Ánodo.

Electrodo Costero o de playa. El diseño de un electrodo de este tipo , es similar al electrodo de tierra de posición vertical. Barras de grafito circundados por el lecho de coque. La ventaja de este tipo de electrodos son su fácil mantenimiento, inspección y sustitución si fuera el caso. El electrodo también se puede utilizar la configuración del electrodo de tierra posición horizontal, si la tierra tiene la suficiente conductividad.

Ultimas Tendencias

En los últimos años, se esta utilizando el retorno metálico. Debido principalmente:

- Presenta un circuito cerrado en el cual las corrientes de fuga son eliminadas.
- Reduce el campo magnético.
- Los campos eléctricos inducidos son mínimos.

Los impactos ambientales de este tipo de retorno son menores, sin embargo el costo se incrementa y también se incrementan las pérdidas si se compara con un retorno convencional, ya que se aumenta la resistencia del circuito. Estas pérdidas son del orden de un 30% más que si se tuviera un enlace con retorno convencional.

En nuevos proyectos como el Bass Link Project, Se ha propuesto realizar un haz entre el cable del HVDC, el cable de retorno (metálico) y el cable de fibra óptica. Como se ilustra en la ilustración 37. Estos cables van por separado, a la hora de hacer el tendido se forma el haz. En condiciones en el que el subsuelo marino es inestable, se instala ductos especiales para poder ubicar este cable.

La configuración en este tipo de haz, reduce el costo, hay menos disturbios en el lecho marino y menores riesgos en la instalación.

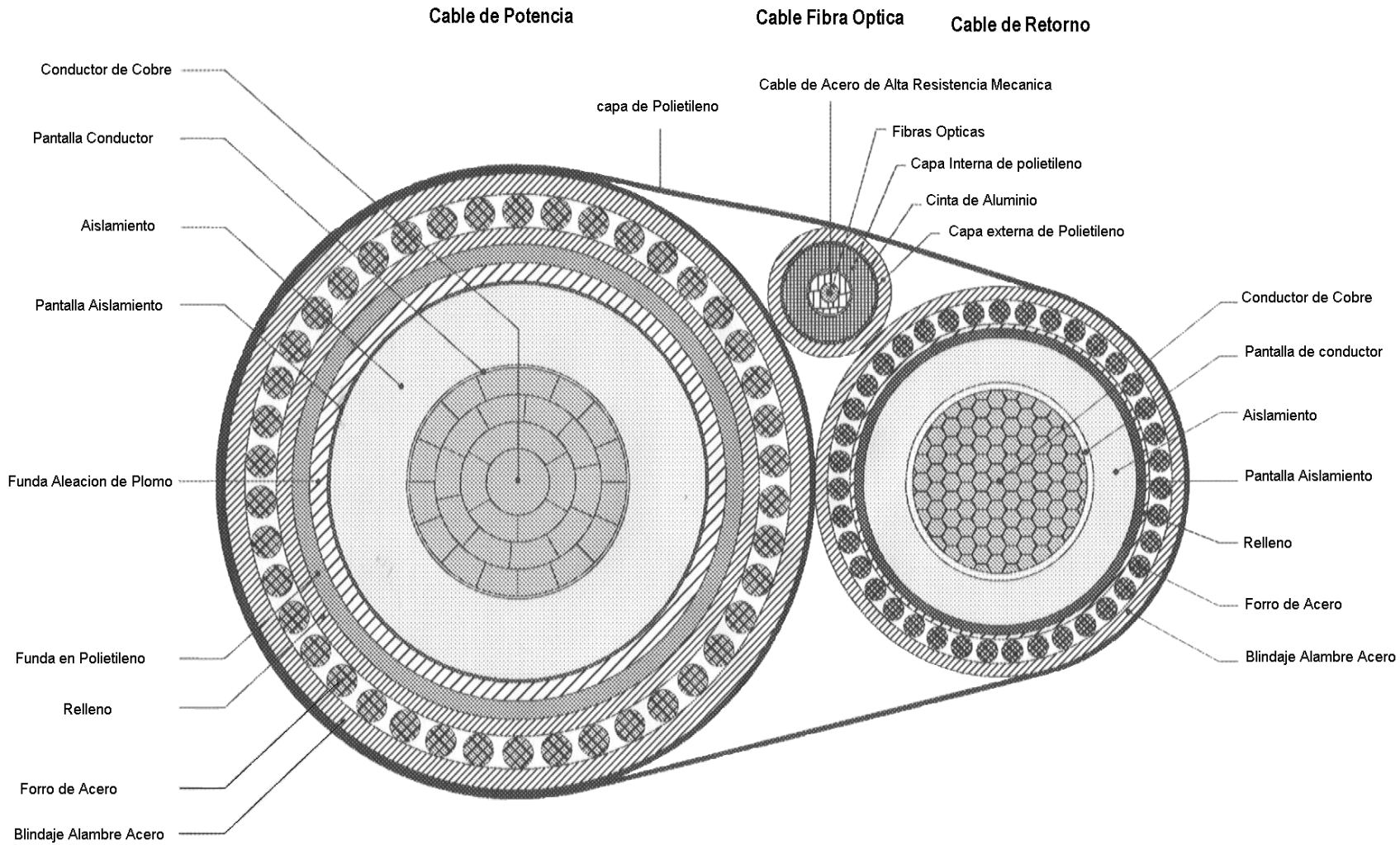



Ilustración 37 configuración en haz del cable submarino de potencia, fibra óptica y retorno metálico.