



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CORREDORES HÍBRIDOS PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AC/DC

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

VALENTINA JAVIERA ARIAS MENESES

PROFESOR GUÍA:
PATRICIO MENDOZA ARAYA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
NELSON MORALES OSORIO
MIGUEL ALARCÓN GONZÁLEZ

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

SANTIAGO DE CHILE
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: VALENTINA JAVIERA ARIAS MENESES
FECHA: 07/09/2020
PROF. GUÍA: PATRICIO MENDOZA ARAYA

CORREDORES HÍBRIDOS PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AC/DC

En Chile los principales sitios de generación renovable, como lo es la zona norte, se encuentran bastante alejados de los centros de mayor demanda que se ubican primordialmente en la región metropolitana. Por ello, se ha generado la necesidad de instalar líneas de transmisión que sean cada vez más eficientes y con menores pérdidas. La Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió en su Plan de expansión del año 2017 la instalación de una nueva línea de transmisión de alta tensión en corriente continua (HVDC) entre las subestaciones de Kimal y Lo Aguirre con una distancia aproximada de 1,500 km. Este nuevo proyecto evitaría la congestión del sistema eléctrico y los vertimientos de energía de centrales solares y eólicas.

Aunque lo convencional es utilizar líneas en Corriente Alterna en Alta Tensión (HVAC) estas poseen mayores desventajas ante largas distancias y, si bien los sistemas HVDC son una tecnología ya conocida y con múltiples proyectos a lo largo del mundo, en Chile no se ha implementado y se debe avanzar en la regulación y normativa técnica aplicable a sistemas HVDC.

La implementación de la línea conlleva a la formación de posibles corredores híbridos donde la línea HVDC funcione de forma paralela a otras líneas HVAC ya existentes en el sistema eléctrico nacional. La proximidad entre conductores de ambas líneas energizadas a distinto nivel de tensión cuando comparten un corredor común provoca cambios en el entorno electromagnético de las líneas. Si la interacción es lo suficientemente fuerte como para causar cambios cualitativos o cuantitativos significativos en el rendimiento de la línea, pueden ser necesarios nuevos datos experimentales y estudios para desarrollar nuevas reglas de diseño para asegurar que el corredor esté operando dentro de límites aceptables.

Para analizar dicho acoplamiento, se consideró como caso de estudio el funcionamiento en paralelo de un sistema bipolar de transmisión HVDC Kimal - Lo Aguirre con doble retorno metálico de 600 kV con la línea de transmisión AC Kimal - Los Changos de 500 kV en un corredor híbrido de 100 km. El presente trabajo describe los voltajes inducidos en los sistemas HVDC y HVAC tanto en régimen permanente como ante dinámicos transitorios producto de una falla en alguno de los conductores AC o DC. El acoplamiento fue determinado con un método desacoplado para los efectos del acoplamiento inductivo y capacitivo. Para determinar la influencia de ambos acoplamientos, se aplicó un modelo de línea distribuida y se realizó un análisis de sensibilidad aumentando la distancia de separación entre las líneas.

A partir de los resultados obtenidos tanto en estado estacionario como ante falla, fueron obtenidas recomendaciones y consideraciones ante el diseño del corredor que se deben tener en cuenta en los estudios de la línea HVDC.

"... ella había comenzado a aprender que el éxito a veces era simplemente una cuestión de tener el coraje de avanzar en la dirección de los sueños."

Karleen Koen

Agradecimientos

Primero agradecer a toda mi familia, gracias a ustedes me convertí en la persona que soy hoy en día. Mamá, gracias por tu amor incondicional, por ayudarme a estudiar desde pequeña aunque ni a ti te gustara la materia (por qué todos estos señores sin vida inventan tanta cosa?....) y por apoyar cada decisión de tomara. Papá, gracias por confiar en mis capacidades, por tus charlas infinitas cuando me enseñabas historia (si tu prueba es de la segunda guerra empezaré por explicarte la primera...) y por enseñarme el sentido de responsabilidad. Belén, gracias por enseñarme a compartir y hacerme reír independiente de mi estado de ánimo, sobretodo estos últimos años donde pudimos compartir de la vida universitaria juntitas y apoyarnos en nuestros desvelos. A mis abuelos, tíos y primos gracias por todo su amor y preocupación a lo largo de mi vida.

Quiero agradecer a mi pareja, Elías. Eres esa luz que todos los días me motiva a ser mejor y no decaer ante mis errores. Gracias por tu sentido del humor, los sobrenombres tan raros/tiernos que me inventas, tus regaloneos, tu cariño incondicional y tu paciencia cuando ni yo misma me entiendo. Eli, estoy feliz de tener a una persona como tú a mi lado, eres un gran hombre del cual aprendo día a día.

Agradecer a las amistades que he conservado a lo largo de mi vida. A mis amigas del colegio, Cati, Isi, Flavia, Clau, Cami, quienes me han animado, aconsejado y acompañado por tantos años. A mis ratitas de plan común, Azu, More, Anibal, Baño, Cheru, Tomi y Cotenis. Gracias por su apañe y risas, por esas tardes de estudio en la pajarera o el CEC que terminaban en tardes de juegos y chancheos, por todos los buenos momentos que hemos pasado y por los que vendrán. Por último agradecer a los electrobigotitos, Malú, Feña, Diego, Iván, Claudio y Gabo por las tardes de papa johns y SEP, por su amistad y apoyo en la especialidad. Mención honorífica al Gabo como el mejor compañero de trabajos del mundo por aguantar mi relación amor/odio.

Quiero agradecer además a los miembros de mi comisión. Gracias al Profesor Nelson por aceptar ser parte de la comisión y por el tiempo dedicado. Gracias al Profesor Patricio por ser el cable a tierra en este trabajo, preocuparse siempre de mi estado frente a los acontecimientos durante la memoria, su comprensión y empatía. Gracias a Miguel, quien fue además mi tutor en el Coordinador, por confiar en mí y por su disposición a ayudar frente a las dudas o problemas que fueron saliendo en el camino. Siempre me hiciste sentir tranquila y segura frente al trabajo realizado. Por último agradecer a Diego y Aarón, quienes me apoyaron desde el Coordinador y a Nicolás Cáceres por su paciencia infinita y su excelente disposición ante mis (no pocas) dudas sobre el programa. Sin tener ningún compromiso o responsabilidad alguna sobre este trabajo fue siempre un gran profesional, sin su ayuda quizás aún estaría tratando de terminar la memoria.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.1.1. Objetivo general	2
1.1.2. Objetivos específicos	2
1.2. Alcances	2
1.3. Estructura del documento	3
2. Antecedentes generales	5
2.1. Tipos de configuraciones en HVDC	8
2.1.1. Tipos de conexiones	8
2.1.1.1. Back to back	8
2.1.1.2. Punto a punto	8
2.1.1.3. Conexión multiterminal	9
2.1.2. Tipos de tecnología de conversión	9
2.1.2.1. Conmutación natural o por línea (LCC)	9
2.1.2.2. Conmutación forzada (VSC)	10
2.1.3. Modos de operación	11
2.1.3.1. Sistema Monopolar	11
2.1.3.2. Sistema Bipolar	11
2.1.3.3. Sistema Homopolar	14
2.2. Componentes de un sistema de transmisión HVDC	15
2.2.1. Barra AC	16
2.2.2. Filtros AC y compensación de reactivos	16
2.2.3. Reactor de alisamiento	17
2.2.4. Filtros DC	17
2.2.5. Conversores	17
2.2.6. Sala de válvulas	18
2.2.7. Retorno metálico dedicado	19
2.3. Corredores híbridos	20
2.4. Efectos producidos por los sistemas de transmisión HVDC	21
2.4.1. Ambiente electromagnético de un sistema de transmisión HVDC	21
2.4.1.1. Efecto corona en líneas de transmisión HVDC	22
2.4.1.2. Campo eléctrico generado en líneas de transmisión HVDC	22
2.4.1.3. Campo magnético generado en líneas de transmisión HVDC	24
2.4.2. Interacción electromagnética en corredores híbridos AC/DC	25
2.4.2.1. Acoplamiento resistivo	26
2.4.2.2. Acoplamiento capacitivo	26

2.4.2.3.	Acoplamiento inductivo	29
2.4.2.4.	Corriente AC inducida en conductores DC	31
2.4.3.	Factores que afectan el acoplamiento AC/DC	33
2.4.3.1.	Impacto en el sistema HVDC y HVAC	33
2.5.	Marco Legal para corredores híbridos	35
2.5.1.	Normativa Nacional aplicable ante cruces y paralelismos con otras líneas.	35
2.5.1.1.	Ministerio del Interior, Decreto 1261: Reglamento de cruces y paralelismos de líneas eléctricas.	35
2.5.2.	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)	36
2.5.2.1.	Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la Línea Ancoa-Alto Jahuel 2x500kV en AC	37
3.	Estado del Arte	39
3.1.	Modelación	39
3.1.1.	Modelo Sistema eléctrico AC	39
3.1.1.1.	Clasificación de los fenómenos dinámicos en un sistema eléctrico de potencia	39
3.1.1.2.	Reducción de un sistema eléctrico	41
3.1.1.3.	Teoría Reducción Dinámica	41
3.1.2.	Modelo Sistema DC	43
3.1.2.1.	Modelo sistema HVDC CIGRÉ	43
3.1.2.2.	Diseño de líneas HVDC CIGRÉ	45
3.2.	Herramienta de análisis: EMTP-RV	52
3.2.1.	Línea de Transmisión	54
3.2.2.	Sistemas HVDC	54
3.2.2.1.	Filtros AC	55
3.2.2.2.	Transformador convertidor	56
3.2.2.2.1.	Control de tap	58
3.2.2.3.	Válvula de tiristores	59
3.2.2.4.	Sistema de control del rectificador	60
3.2.2.4.1.	Transformación unidades físicas a p.u.	61
3.2.2.4.2.	Protecciones del rectificador	62
3.2.2.4.3.	Controlador rectificador	62
3.2.2.4.4.	Lazo de seguimiento de fase y generador de pulsos	64
3.2.2.5.	Control Maestro	65
3.2.2.6.	Sistema de control del inversor	66
4.	Metología	67
4.1.	Caso de estudio	67
4.1.1.	Caso Chileno modelo HVDC	68
4.1.1.1.	Diseño torre DC y disposición de conductores	69
4.1.1.1.1.	Modelo de línea en EMTP-RV	71
4.1.1.2.	Sistema AC	72
4.1.1.2.1.	Reducción dinámica/estática del sistema	73
4.2.	Estudios y casos	74
4.2.1.	Comparación del modelo	77
4.2.2.	Entrada en operación enlace HVDC	78

5. Interacción en corredor híbrido AC/DC	80
5.1. Comportamiento en régimen permanente	80
5.1.1. Conexión del sistema HVDC	80
5.1.1.1. Acoplamiento capacitivo	84
5.1.1.2. Acoplamiento inductivo	87
5.2. Comportamiento dinámico	89
5.2.1. Contingencias en el sistema AC	89
5.2.1.1. Acoplamiento capacitivo	90
5.2.1.2. Acoplamiento inductivo	91
5.2.2. Contingencias en el sistema DC	93
5.2.2.1. Acoplamiento capacitivo	98
5.3. Análisis de resultados	101
5.4. Recomendaciones de diseño	103
6. Conclusiones	106
6.1. Trabajo Futuro	107
Bibliografía	109
Anexo A. Herramienta de Reducción en DigSilent PF	113
Anexo B. Gráficos en el tiempo, resultados acoplamiento	115
B.1. Comportamiento en régimen permanente	115
B.A.1. Conexión del sistema HVDC	115
B.A.1.1. Acoplamiento capacitivo	115
B.A.1.2. Acoplamiento inductivo	118
B.2. Comportamiento dinámico	119
B.B.1. Contingencias en el sistema AC	119
B.B.1.1. Acoplamiento capacitivo	120
B.B.1.2. Acoplamiento inductivo	121
B.B.2. Contingencias en el sistema DC	122
B.B.2.1. Acoplamiento capacitivo	123

Índice de Tablas

3.1.	Datos de impedancia del sistema.	44
3.2.	Datos de los controladores del sistema.	45
3.3.	Distancia mínima según nivel de tensión.	45
3.4.	Número de aisladores y largo de cadena de aislación según nivel de tensión de la línea.	46
3.5.	Ángulo de desviación cadena de aisladores.	46
3.6.	Ángulo de desviación cadena de aisladores provocado por el viento.	47
3.7.	Ancho de torre a nivel del conductor según nivel de tensión.	48
3.8.	Distancia polos para distintos niveles de tensión, para estructura de suspensión.	48
3.9.	Requisitos distancia polos.	48
3.10.	Ángulo de desviación cadena de aisladores considerando el ROW.	51
3.11.	Flecha del conductor.	51
3.12.	Ancho del ROW en función del tipo de conductor en metros (para tipo anclaje).	52
3.13.	Ancho del ROW en función del tipo de conductor en metros (para tipo suspensión).	52
4.1.	Características generales de enlace HVDC Chile.	68
4.2.	Datos de conductores en corredor híbrido caso base.	71
4.3.	Máquinas síncronas pertenecientes al sistema interno.	74
4.4.	Estudios y casos a simular.	75
4.5.	Corriente de cortocircuito inicial.	77
5.1.	Componente AC del gradiente superficial inducido en en el polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) de la línea DC.	85
5.2.	Componente DC del gradiente superficial inducido en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) de la línea AC.	86
5.3.	Tensión longitudinal inducida en conductores DC.	88
5.4.	Tensión longitudinal inducida AC en conductores DC en régimen permanente frente a un largo de paralelismo $l=100$ [km]	89
5.5.	Tensión en ambos polos ante una falla monofásica a tierra.	90
5.6.	Componente AC del gradiente superficial inducido en conductores DC ante falla monofásica a tierra.	90
5.7.	Tensión longitudinal inducida en conductores DC ante falla monofásica a tierra en conductores AC.	92
5.8.	Tensión longitudinal inducida AC total en conductores DC ante una falla monofásica a tierra en la fase b frente a un largo de paralelismo $l=100$ [km].	93
5.9.	Gradiente superficial inducido DC en conductores AC ante falla en polo negativo y positivo [V/cm].	98
5.10.	Gradiente superficial inducido DC en conductores AC en modo monopolar [V/cm].	100
A.1.	Fuentes de tensión equivalente de Ward obtenidas en la reducción.	114

A.2. Impedancia común resultante por reducción.	114
---	-----

Índice de Figuras

2.1.	Capacidad de transmisión en función de la longitud de la línea.	6
2.2.	Comparación entre torres de transmisión en HVAC y HVDC para una capacidad de transmisión de 2000 MW [15].	6
2.3.	Costos del sistema de transmisión según la longitud de la línea [14].	7
2.4.	Enlace HVDC ante perturbación en sistema 2. FUENTE: ABB, "Seminario Internacional Cigré 2005"	8
2.5.	Conexión back to back.	8
2.6.	Conexión punto a punto.	9
2.7.	Proceso de conmutación por puente trifásico de 6 pulsos con uso de tiristores. FUENTE: Clamper.	10
2.8.	Proceso de conmutación por puente trifásico de 6 pulsos con uso de IGBT. FUENTE: Clamper.	10
2.9.	Esquema de un enlace monopolar.	11
2.10.	Esquema de un enlace bipolar.	12
2.11.	Modos de operación enlace bipolar.	12
2.12.	Tipos de retorno.	13
2.13.	Modos de operación ante falla.	14
2.14.	Esquema de un enlace homopolar.	15
2.15.	Esquema de sistema HVDC bipolar.	16
2.16.	Conexión de transformadores en cada convertidor.	18
2.17.	Arreglo físico de las válvulas.	19
2.18.	Tipos de estructuras para retorno metálico dedicado.	19
2.19.	Estructura híbrida Circuito DC: ± 500 kV; Circuito AC: 380 kV [31].	20
2.20.	Corredor híbrido Circuito DC: ± 800 kV; Circuito AC: 500 kV [37].	21
2.21.	Esquema de la corriente de iones y el campo eléctrico alrededor de una línea de transmisión HVDC[5].	23
2.22.	El campo eléctrico total y nominal cerca del suelo para una línea de transmisión DC de ± 400 kV [5].	24
2.23.	Líneas del campo magnético terrestre versus sentido de línea HVDC "Kimal - Lo Aguirre".	25
2.24.	Componentes del acoplamiento eléctrico en corredores híbridos.	25
2.25.	Influencia en el gradiente superficial de un conductor AC y un conductor DC producto de la interacción Híbrida [8].	27
2.26.	Referencias geométricas para el cálculo de los coeficientes de Maxwell según método de imágenes [19].	28
2.27.	Representación de forma de onda y configuración de los modos de acoplamiento [28].	32

2.28.	Tabla de campo eléctrico y magnético obtenidos por EIA Línea Alto Jahuel [39].	38
3.1.	Ventanas de tiempo para los distintos tipos de fenómenos dinámicos en un sistema eléctrico de Potencia [7].	40
3.2.	División de sub-sistemas de la red [20].	42
3.3.	Primer sistema de referencia HVDC propuesto [36].	43
3.4.	Flecha del conductor según temperatura [17].	50
3.5.	Tipos de modelos y estudios en un Sistema de Potencia que permite EMTP-RV.	53
3.6.	Parámetros de una línea de transmisión.	54
3.7.	Modelo sistema de transmisión HVDC en programa EMTP-RV.	55
3.8.	Filtro AC utilizado en enlace HVDC.	56
3.9.	Transformador de tres devanados conexión Ynyd disponible en la librería del programa.	57
3.10.	Unidad del transformador ideal de m-devanados disponible en la librería del programa.	58
3.11.	Sistema de control de cambio de tap y regulación de tensión.	59
3.12.	Modelo del arreglo de tiristores.	59
3.13.	Características del control convencional de un sistema HVDC.	61
3.14.	Modelo sistema de control rectificador.	61
3.15.	Sistema de control en protecciones del rectificador.	62
3.16.	Sistema de control en protecciones del rectificador.	64
3.17.	Sistema de control PLL en modelo.	65
3.18.	Sistema de control maestro en modelo.	65
3.19.	Sistema de control del inversor en modelo.	66
	67figure.caption.66	
4.2.	Diagrama referencial de la Nueva Línea HVDC entre S/E Kimal y S/E Lo Aguirre [9].	68
4.3.	Modelo HVDC adaptado caso Chileno.	69
4.4.	Modelo sistema de control HVDC.	69
4.5.	Disposición de conductores de línea de transmisión ante paralelismo, Caso Chileno.	70
4.6.	Modelo en EMTP-RV de líneas AC/DC en corredor híbrido.	72
4.7.	Sistema final producto de la reducción.	74
4.8.	Modelo del sistema utilizado.	76
4.9.	Tensión RMS barras del sistema AC [p.u.].	78
4.10.	Tensión en el polo positivo del sistema DC del lado del rectificador (Pp_Rect) y del lado del inversor (Pp_Inv) [kV]	78
4.11.	Tensión en el polo negativo del sistema DC del lado del rectificador (Pp_Rect) y del lado del inversor (Pp_Inv) [kV]	79
5.1.	Tensión del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 48,5 metros [kV].	81
5.2.	Tensión del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 75 metros [kV].	81
5.3.	Tensión del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 300 metros [kV].	82
5.4.	Comparación de la tensión del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 48,5 y 300 metros [kV].	82

5.5.	Corriente del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 48,5 metros [A].	83
5.6.	Corriente del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 75 metros [A].	83
5.7.	Corriente del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 300 metros [A].	84
5.8.	Comparación de la corriente del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 48,5 y 300 metros [kV].	84
5.9.	Componente AC del gradiente superficial inducido en conductores DC en régimen permanente.	85
5.10.	Componente DC del gradiente superficial inducido en conductores AC en régimen permanente.	87
5.11.	Tensión longitudinal inducida en conductores DC en régimen permanente. . .	88
5.12.	Tensión del polo positivo y polo negativo ante falla monofásica a tierra en línea AC en la fase c ante una distancia entre las líneas de 48,5 (rojo), 75 (azul) y 300 (verde) metros.	89
5.13.	Componente AC del gradiente superficial inducido máximo en conductores DC ante una falla monofásica a tierra en la fase c.	91
5.14.	Tensión longitudinal inducida en conductores DC ante una falla monofásica a tierra en la fase b.	92
5.15.	Tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo negativo cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5 m.	93
5.16.	Tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo negativo cuando la distancia entre ambas líneas es de 75 m.	94
5.17.	Tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo negativo cuando la distancia entre ambas líneas es de 300 m.	94
5.18.	Comparación de la tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo negativo ante un paralelismo de 48,5 (rojo), 75 (azul) y 300 (verde) metros [kV].	95
5.19.	Tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo positivo cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5 m.	96
5.20.	Tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo positivo cuando la distancia entre ambas líneas es de 75 m.	96
5.21.	Tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo positivo cuando la distancia entre ambas líneas es de 300 m.	97
5.22.	Comparación de la tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo positivo ante un paralelismo de 48,5 (rojo), 75 (azul) y 300 (verde) metros [kV].	97
5.23.	Componente DC del gradiente superficial inducido máximo en conductores AC ante una falla en el polo negativo.	99
5.24.	Componente DC del gradiente superficial inducido máximo en conductores AC ante una falla en el polo positivo.	99
5.25.	Componente DC del gradiente superficial inducido máximo en conductores AC ante modo de operación de monopolo positivo.	101
5.26.	Componente DC del gradiente superficial inducido máximo en conductores AC ante modo de operación de monopolo negativo.	101

B.1.	Componente AC del gradiente superficial en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) cuando la distancia entre las líneas es de 48,5 metros [V_{peak}/cm].	115
B.2.	Componente AC del gradiente superficial en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) cuando la distancia entre las líneas es de 75 metros [V_{peak}/cm].	116
B.3.	Componente AC del gradiente superficial en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) cuando la distancia entre las líneas es de 300 metros [V_{peak}/cm].	116
B.4.	Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) cuando la distancia entre las líneas es de 48,5 metros [V/cm].	117
B.5.	Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) cuando la distancia entre las líneas es de 75 metros [V/cm].	117
B.6.	Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) cuando la distancia entre las líneas es de 300 metros [V/cm].	118
B.7.	Tensión longitudinal inducida en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) cuando la distancia entre las líneas es de 48,5 metros [V/km].	118
B.8.	Tensión longitudinal inducida en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) cuando la distancia entre las líneas es de 75 metros [V/km].	119
B.9.	Tensión longitudinal inducida en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) cuando la distancia entre las líneas es de 300 metros [V/km].	119
B.10.	Componente AC del gradiente superficial en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) ante una falla monofásica a tierra en la fase c cuando la distancia entre las líneas es de 48,5 metros [V_{peak}/cm].	120
B.11.	Componente AC del gradiente superficial en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) ante una falla monofásica a tierra en la fase c cuando la distancia entre las líneas es de 75 metros [V_{peak}/cm].	120
B.12.	Componente AC del gradiente superficial en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) ante una falla monofásica a tierra en la fase c cuando la distancia entre las líneas es de 300 metros [V_{peak}/cm].	121
B.13.	Tensión longitudinal inducida en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) ante una falla monofásica a tierra en la fase b cuando la distancia entre las líneas es de 48,5 metros [V/km].	121
B.14.	Tensión longitudinal inducida en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) ante una falla monofásica a tierra en la fase b cuando la distancia entre las líneas es de 75 metros [V/km].	122
B.15.	Tensión longitudinal inducida en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) ante una falla monofásica a tierra en la fase b cuando la distancia entre las líneas es de 300 metros [V/km].	122

B.16.	Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) ante una falla a tierra en el polo negativo cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5 metros [V/cm].	123
B.17.	Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) ante una falla a tierra en el polo negativo cuando la distancia entre ambas líneas es de 75 metros [V/cm].	123
B.18.	Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) ante una falla a tierra en el polo negativo cuando la distancia entre ambas líneas es de 300 metros [V/cm].	124
B.19.	Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) ante una falla a tierra en el polo positivo cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5 metros [V/cm].	124
B.20.	Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) ante una falla a tierra en el polo positivo cuando la distancia entre ambas líneas es de 75 metros [V/cm].	125
B.21.	Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) ante una falla a tierra en el polo positivo cuando la distancia entre ambas líneas es de 300 metros [V/cm].	125

Capítulo 1

Introducción

Hoy en día la Región Metropolitana es la zona con mayor demanda de energía eléctrica del país, alcanzando al año 2018 un 26.7% de la demanda nacional [11], esto se debe también a que la región abarca el 40.5% de la población. La gran cantidad de habitantes en la región hace que las opciones de construir centrales generadoras en su cercanía sean reducidas, y estas deban construirse en otras regiones del país donde sí poseen la capacidad de generación para abastecer a dichos consumos, siendo esto principalmente en el norte de Chile. Sin embargo, las grandes distancias que debe recorrer la energía para llegar al punto de consumo, asociadas a la larga extensión del país, crea la necesidad de utilizar líneas de transmisión a las cuales se les exige cada vez una mayor eficiencia y menores pérdidas.

Es por eso que en febrero del 2018 la Comisión Nacional de Energía (CNE) emitió el Plan de Expansión Anual de la Transmisión¹ correspondiente al año 2017, en que incluye la construcción de una nueva línea de transmisión de alta tensión en corriente continua, más conocida por sus siglas en inglés como HVDC (High Voltage Direct Current). El sistema propuesto sería entre las subestaciones de Kimal y Lo Aguirre con una distancia aproximada de 1,500 km, con una capacidad de transmisión por cada polo de, al menos, 2,000 MW y la construcción de 4 estaciones convertoras HVAC/HVDC de, al menos, 1,000 MW por polo, dos en cada una de las subestaciones anteriormente señaladas y con una tensión de operación de, al menos, ± 600 kV.

Este nuevo proyecto de expansión evitará la congestión del sistema eléctrico, facilitará las grandes transferencias de energía renovable variable desde la zona norte de nuestro país hasta los grandes centros de carga y así también disminuirán los vertimientos de energía de centrales solares y eólicas. Además, este sistema viene a reforzar y aumentar el nivel de seguridad de la interconexión en corriente alterna de 500 kV del sistema eléctrico nacional.

Un sistema HVDC transforma la energía desde la red alterna en tensión continua a partir de una estación convertora tal que se transmita por la línea en continua hasta el punto receptor, donde, a través de una estación inversora, vuelve a ser transformada en tensión alterna en el punto de consumo. Aunque lo convencional es utilizar líneas en Corriente Alterna en Alta Tensión (HVAC) estas poseen mayores desventajas y son menos competitivas ante largas distancias y, si bien los sistemas de transmisión en corriente continua son una tecnología ya conocida y con múltiples proyectos a lo largo del mundo, en Chile esta tecnología no se

¹ Resolución Exenta 163 que aprueba el Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión.

ha implementado y se debe avanzar en la regulación y normativa técnica aplicable a sistemas HVDC.

La implementación de dicha línea conlleva a la creación de posibles corredores híbridos donde la línea HVDC funcione de forma paralela o que se acerque a otras líneas HVAC ya existentes en el sistema eléctrico nacional. La proximidad entre conductores de líneas de transmisión de alto voltaje energizadas con diferentes tipos de voltajes (HVAC y HVDC) cuando comparten un corredor común (corredor híbrido) provoca cambios en los gradientes de la superficie del conductor y el entorno eléctrico en las proximidades de las líneas provocando que su corona y los efectos de campo eléctrico de las líneas AC y DC pueden verse afectados. Si la interacción entre líneas es lo suficientemente fuerte como para causar cambios cualitativos o cuantitativos significativos en el rendimiento de la línea, pueden ser necesarios nuevos datos experimentales y estudios para desarrollar nuevas reglas de diseño para asegurar que el corredor esté operando dentro de límites aceptables.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Determinar un modelo que calcule la magnitud de acoplamiento electromagnético generado por la línea de transmisión HVDC bipolar Kimal - Lo Aguirre con retorno metálico ante el acoplamiento mutuo en corredores híbridos para distintos escenarios o disposiciones con otra línea de transmisión en corriente alterna, entregando recomendaciones para diseño de la línea.

1.1.2. Objetivos específicos

- Determinar los métodos de cálculo del acoplamiento electromagnético aplicable en base al funcionamiento de las líneas de transmisión AC y DC y su interacción ante corredores híbridos.
- Determinar el modelo del sistema de transmisión en conjunto con la línea HVDC bipolo con retorno metálico a través del software EMTP-RV, tal que calcule la interacción electromagnética producto del acoplamiento mutuo en corredores híbridos.
- Entregar recomendaciones para el diseño de la línea en corredores híbridos AC-DC.

1.2. Alcances

Este trabajo de investigación busca identificar un modelo que replique la línea de transmisión HVDC Kimal-Lo Aguirre que se desea implementar en Chile. De forma de poder aterrizar los objetivos, se especifica que la línea de transmisión a evaluar corresponde a una línea de transmisión HVDC bipolar con doble retorno metálico dedicado con un nivel de tensión de 600 kV y de tecnología de conversión por uso de tiristores, es decir, Line-commutated converters (LCC).

El objetivo es entregar directrices para ayudar a evaluar posibles mejoras en la utilización de la servidumbre mediante el uso de corredores híbridos de transmisión HVDC/HVAC. El enfoque adoptado es una revisión crítica de la literatura existente, particularmente de CIGRÉ², combinada con cálculos y análisis matemáticos para obtener resultados prácticamente utilizables. No se prevén trabajos de campo ni de laboratorio. Basado en una revisión de literatura, los aspectos incluidos en el marco ciertamente incluirá el diseño de la línea de transmisión en corriente continua, es decir, las distancias entre los polos, altura de los conductores al suelo, entre otros. Se analizarán además los efectos de voltaje AC/DC y el acoplamiento electromagnético entre los conductores de fase y de los polos (considerando su doble retorno metálico).

El trabajo considerará distintas disposiciones entre las líneas de transmisión con tal de entregar recomendaciones de diseño para disminuir el impacto generado por ambas. Para estimar el caso más crítico el cálculo se realizará ante corredores híbridos con una línea HVAC de 500 kV que es el máximo nivel de tensión existente en el país y con la que se podrían encontrar mayores niveles de campo electromagnético.

Para los casos de paralelismo con otras líneas de transmisión se realizará un análisis de sensibilidad respecto a la distancia horizontal entre los conductores más cercanos de las dos líneas.

Se destaca que se considerarán las condiciones de borde del conductor ante la operación de la línea por lo que se incluirán también modos de operación relevantes ante falla.

Dicho lo anterior, queda fuera del alcance:

- Estudio de impacto ambiental de la línea de transmisión HVDC.
- Cálculo de emisiones de ruido acústico generado por el sistema de transmisión.
- Casos no críticos como disposiciones con líneas HVAC de 220 kV o menor nivel de tensión o modo de operación de línea HVDC con tensión reducida.

1.3. Estructura del documento

Este documento consta de 6 capítulos, los cuales permiten una mejor comprensión al lector del estudio desarrollado. A continuación, se muestran los tópicos abordados en cada uno de ellos.

El Capítulo 2 entrega los antecedentes generales que corresponde a un marco teórico sobre los sistemas de transmisión en HVDC, explicando su funcionamiento, componentes y principales características. Se presenta también el ambiente electromagnético que genera un sistema HVDC por sí solo y ante la proximidad de sistemas de transmisión HVAC dentro de corredores híbridos y el marco legal de estos.

² Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos, organización global sin fines de lucro en el campo de la electricidad en alta tensión.

El Capítulo 3 muestra un estado del arte, en el que se identifican alternativas de solución estándar, es decir, la creación de sistemas eléctricos que poseen ambas tecnologías AC/DC, el modelo tipo de un sistema de transmisión HVDC y su diseño correspondiente.

El Capítulo 4 presenta la propuesta metodológica y los modelos computacionales utilizados, describiendo el casos de estudio seleccionados junto con sus escenarios a simular y su justificación. Todo ello con los parámetros de diseño identificados.

El Capítulo 5 presenta los resultados obtenidos a través del modelo creado, su análisis y las recomendaciones de diseño a considerar. Finalmente, el Capítulo 6 entrega conclusiones y trabajo futuro.

Capítulo 2

Antecedentes generales

Un sistema de transmisión HVDC realiza la interconexión de dos sistemas trifásicos de corriente alterna a través de una conexión eléctrica en corriente continua. Esto consiste en un proceso de rectificación realizada en una estación convertidora en un punto del sistema eléctrico para transformar la señal alterna a una señal en corriente continua, transportando la energía hasta otra estación convertidora en la que se realiza el proceso de inversión de la señal donde ocurre el proceso contrario, transforma la señal continua en una señal de corriente alterna con tal de ser despachada al centro de consumo.

Si bien hoy en día la mayoría de las líneas de transmisión son de corriente alterna, los primeros estudios acerca de la electricidad y sus aplicaciones fueron realizados usando corriente continua. Los estudios en corriente continua nunca cesaron y estos se han desarrollado paralelamente al avance de la tecnología en AC, aunque ahora se consideran como sistema de apoyo.

Actualmente los sistemas de transmisión HVDC son una opción tecnológica para la transmisión o intercambio de potencia eléctrica AC aunque si bien el intercambio o transmisión de potencia se realiza en corriente continua, el uso final continúa siendo en corriente alterna. Los sistemas de transmisión HVDC poseen numerosas características que los convierten en una tecnología competitiva ante los sistemas HVAC y hasta preferibles en algunos casos.

Una de las ventajas de dicho sistema es que, si bien, tanto en sistemas de transmisión HVAC como en HVDC existen pérdidas en el conductor, en HVDC existen sólo pérdidas resistivas mientras que en HVAC las pérdidas son también de carácter reactivo producto de las capacitancias e inductancias del sistemas. Adicionalmente, en las líneas AC ocurre el efecto pelicular, el cual es una dispersión de los electrones a la periferia del conductor. Esto induce una corriente en la vaina del cable y en su armadura (aumentando el efecto corona).

Como se mencionó anteriormente las pérdidas por resistencia crecen en ambos sistemas de forma lineal a medida que aumenta la distancia de transmisión. Sin embargo, llega un punto en que las pérdidas por capacitancia en las líneas HVAC producen que las pérdidas sean mucho más acentuadas perdiendo su linealidad. La Figura 2.1 compara la dependencia de la capacidad de transmisión de ambos sistemas ante el aumento de longitud del conductor.

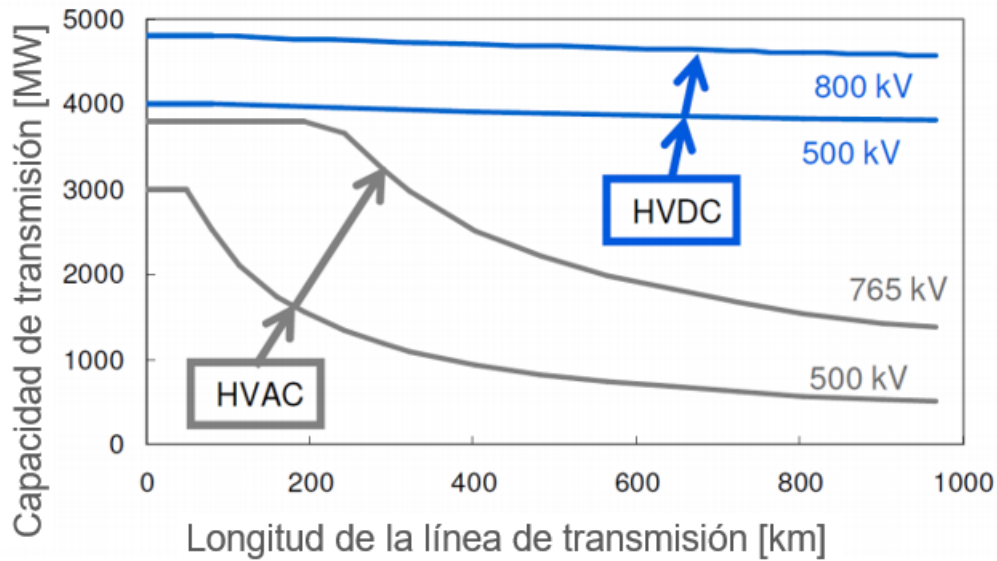


Figura 2.1: Capacidad de transmisión en función de la longitud de la línea.

Menores pérdidas en las líneas HVDC se traducen en el uso de conductores más delgados, que a su vez permiten el uso de torres más pequeñas respecto a las torres requeridas en HVAC. Cabe destacar que no se debe comparar la servidumbre entre líneas AC frente a las DC frente a un determinado nivel de tensión sino que se debe comparar la servidumbre ante la misma capacidad de transmisión, es decir, la potencia transferida aunque los niveles de tensión entre ambas tecnologías sea distinta. La Figura 2.2 compara el tipo de torre a utilizar y su servidumbre ante una capacidad de transmisión de 2000 MW.

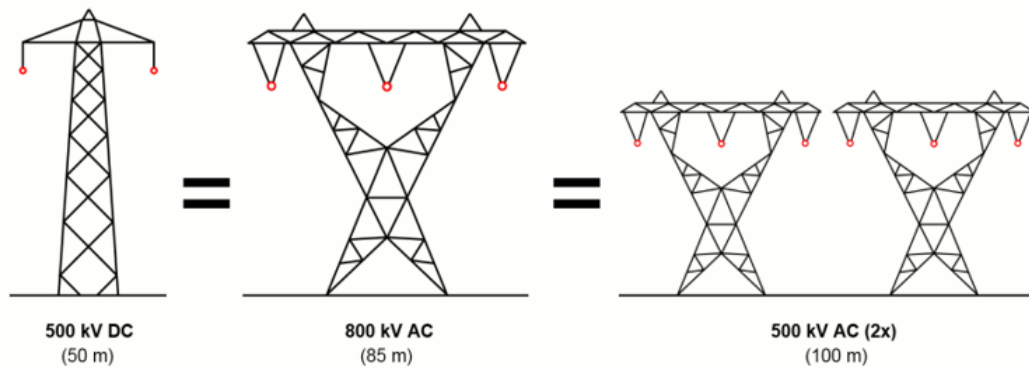


Figura 2.2: Comparación entre torres de transmisión en HVAC y HVDC para una capacidad de transmisión de 2000 MW [15].

Si bien el costo inicial del sistemas HVDC es mayor respecto a los sistemas HVAC, principalmente debido a que las subestaciones convertoras son una inversión inicial más caras que las subestaciones utilizadas en sistemas HVAC, tal como se muestra en la Figura 2.3, existe punto de quiebre (entre los 600 y 700 km dependiendo de la capacidad de transmisión) en que los costos en AC superan a los de DC, esto producto del aumento de las pérdidas en AC a medida que la longitud del conductor aumenta.

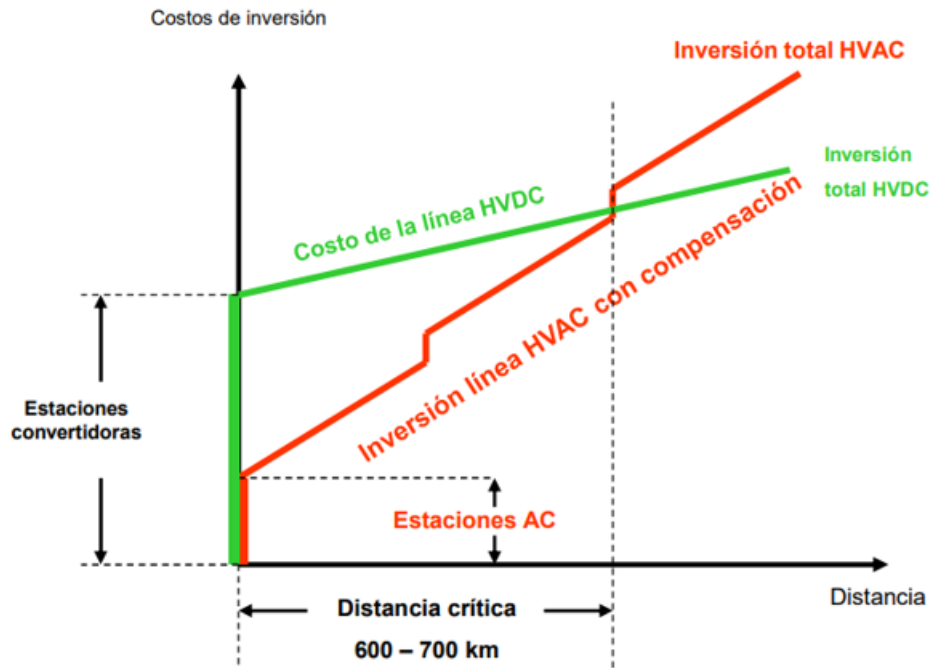


Figura 2.3: Costos del sistema de transmisión según la longitud de la línea [14].

Otra gran ventaja es que cuando ocurre una perturbación en el sistema AC, por ejemplo, una sobrecarga en cierto punto del sistema, este se desconecta, lo que aumenta la necesidad de abastecimiento a partir de enlaces vecinos, que a su vez también se desconectan, produciendo apagones en cascada en grandes zonas. Un punto de la red afecta a los demás puntos. En HVDC, la energía eléctrica se toma desde una red alterna trifásica, se transforma en continua en una estación convertidora, se transmite al punto de recepción mediante un cable o línea aérea y finalmente se vuelve a transformar en alterna en otra estación convertidora y se inyecta en la red receptora AC por lo que una falla en uno de los lados AC no se transmitirá en el otro lado (Figura 2.4) puesto que el proceso de conversión está totalmente controlado, la energía transmitida no está regida por impedancias o ángulos de desfase, como es el caso con la corriente alterna sino que está definida por su sistema de control.

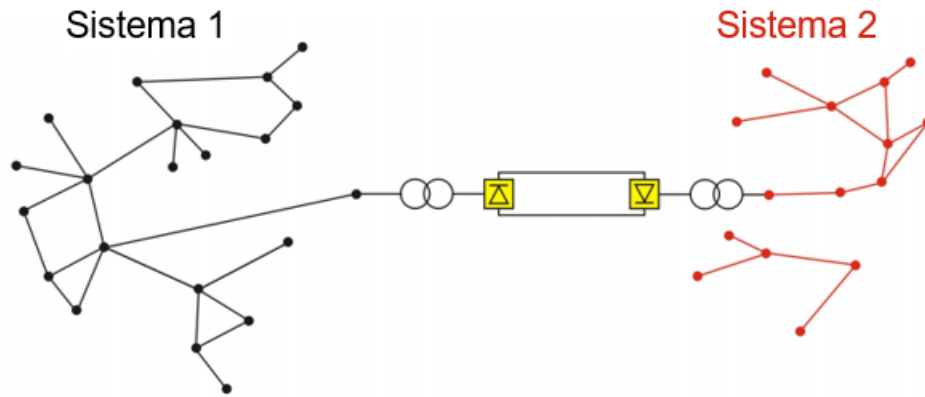


Figura 2.4: Enlace HVDC ante perturbación en sistema 2. FUENTE: ABB, "Seminario Internacional Cigré 2005"

2.1. Tipos de configuraciones en HVDC

2.1.1. Tipos de conexiones

2.1.1.1. Back to back

En este tipo de conexión la transmisión es en corriente alterna y realiza una conversión AC-DC-AC en un punto. Esto resulta de gran utilidad para la conexión de sistemas asíncronos. La Figura 2.5 muestra el tipo de conexión back to back.



Figura 2.5: Conexión back to back.

2.1.1.2. Punto a punto

En este tipo de conexión la transmisión es en corriente continua pero el uso final vuelve a ser en corriente alterna. La Figura 2.6 muestra el tipo de conexión punto a punto.



Figura 2.6: Conexión punto a punto.

2.1.1.3. Conexión multiterminal

Tipo de transmisión alternativa en la que se interconectan varios nodos en lugar de utilizar múltiples conexiones punto a punto. Existen tres tipos de conexión multiterminal, la paralela, donde las subestaciones se encuentran a un mismo nivel de tensión, en serie, donde las subestaciones se encuentran en distinto nivel de tensión y la mixta, que permite la conexión de las subestaciones tanto en paralelo como en serie.

2.1.2. Tipos de tecnología de conversión

Se pueden distinguir dos tipos de tecnología para realizar el proceso de conversión AC-DC y DC-AC según el arreglo de válvulas a utilizar:

2.1.2.1. Conmutación natural o por línea (LCC)

Corresponde al HVDC clásico, que realiza el proceso de conversión a partir de arreglos de válvulas con tiristores¹. Esto permite controlar el circuito de potencia al cual esta conectado mediante la energización de la válvula. Cabe destacar que no se puede controlar el apagado ya que este ocurre de forma natural cuando la señal pasa por cero de la corriente alterna.

La tecnología HVDC utiliza exclusivamente circuitos con puente trifásico, el cual consiste en dos convertidores de 6 pulsos cada uno creando un convertidor de 12 pulsos que requiere dos señales trifásicas para realizar la conversión.

A modo de ejemplo la Figura 2.7 muestra un arreglo de 6 pulsos donde la señal trifásica se conecta en serie con las válvulas 1-3-5 y 2-4-6, desfasados por 120° cada uno.

¹ Un tiristor es un semiconductor unidireccional, es decir, permite la conducción en una sola dirección por medio de la energización de un “gate” o compuerta.

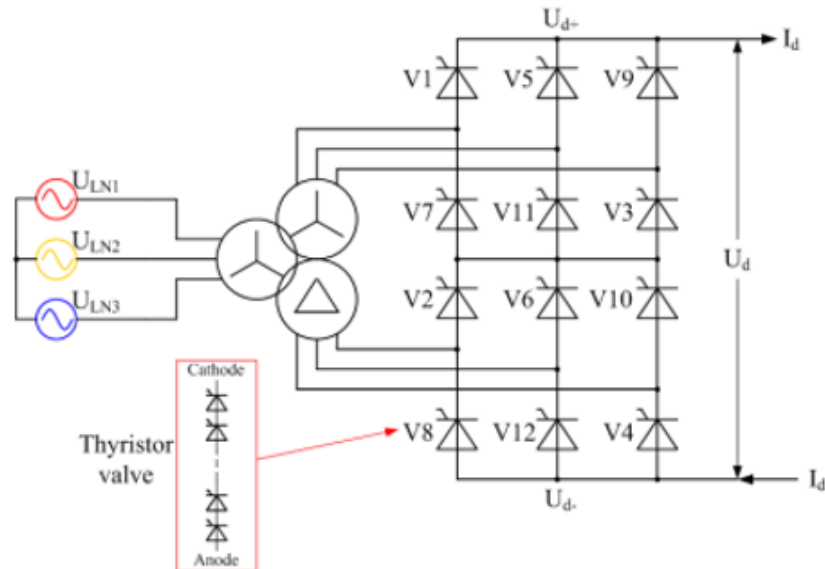


Figura 2.7: Proceso de conmutación por puente trifásico de 6 pulsos con uso de tiristores. FUENTE: Clampower.

2.1.2.2. Conmutación forzada (VSC)

La tecnología por conmutación forzada o *Voltage Source converter* (VSC) usa generalmente IGBT² en arreglos como válvulas. Al igual que la tecnología LCC se realiza un arreglo de 12 pulsos que requiere dos señales trifásicas y para lograr un mayor nivel de tensión se aumenta la conexión en serie. La Figura 2.8 muestra la composición del proceso de conmutación por VSC.

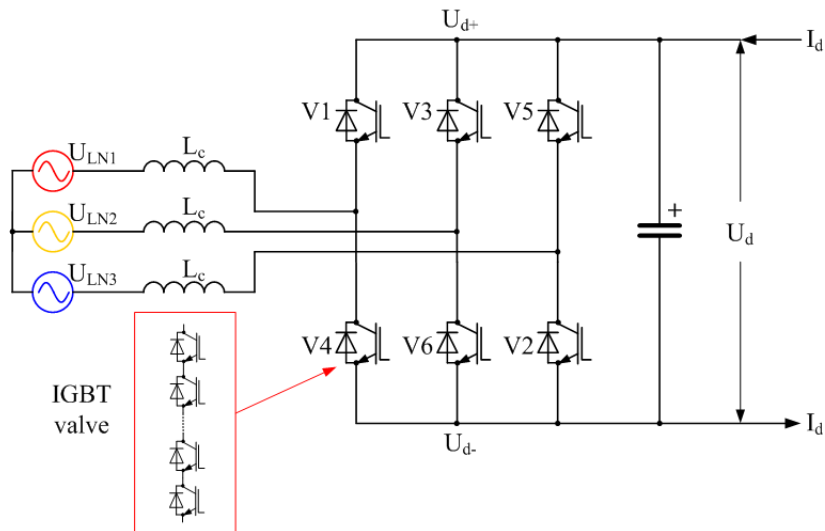


Figura 2.8: Proceso de conmutación por puente trifásico de 6 pulsos con uso de IGBT. FUENTE: Clampower.

² Insulated Gate Bipolar Transistor

Este tipo de tecnología la conmutación de los convertidores se realiza sin necesidad de la referencia de tensión de la red eléctrica (como en HVDC clásico) por lo que los HVDC-VSC pueden modular señales de tensión trifásicas como si fueran un generador aún cuando la red eléctrica en AC presente fallas, esto debido a que posee capacitancias que actúan como fuente de tensión.

A diferencia de los tiristores estos dispositivos poseen la capacidad de controlar tanto su encendido como su apagado y pueden alcanzar frecuencias de conmutación del orden de los 10 kHz pero producto de esto último estos presentan mayores pérdidas que la tecnología LCC.

2.1.3. Modos de operación

Un sistema de transmisión HVDC posee distintas configuraciones según la cantidad y tipo de polos. En esta sección se enuncian y se explican de forma breve las configuraciones empleadas.

2.1.3.1. Sistema Monopolar

Configuración en la que dos estaciones conversoras se encuentran unidas por un único conductor funcionando en corriente continua, esto se muestra en la Figura 2.9. Generalmente se emplea una polaridad negativa en el conductor ya que, la posibilidad de que se produzca el efecto corona es substancialmente menor con el empleo de tensiones negativas ya que los iones negativos tiene menor movilidad que el electrón y por ese motivo, a pesar de conservarse la carga, la descarga tiende a neutralizarse [32].

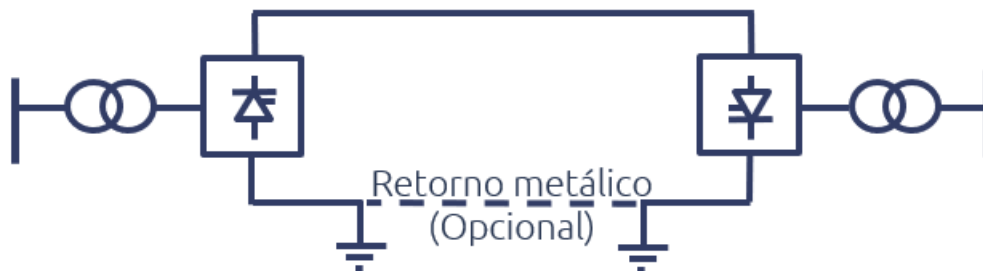


Figura 2.9: Esquema de un enlace monopolar.

Este sistema utiliza normalmente una puesta a tierra (o a mar en caso de que la línea sea submarina), por medio de electrodos. Otra forma es utilizar un conductor de retorno metálico dedicado. A veces es necesario el uso del retorno metálico por consideraciones medioambientales, tales como una excesiva corrosión en los electrodos por problemas de interferencias por armónicos, ubicación del electrodo, entre otros.

2.1.3.2. Sistema Bipolar

El enlace bipolar es mostrado en la Figura 2.10, este consiste en dos conductores, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa. La configuración bipolar es una combinación de dos configuraciones monopolares idénticas. Cada estación conversora posee dos convertidores

donde cada polo opera con polaridad contraria respecto al neutro y las salidas de cada convertidor se conectan a un cable o línea aérea.

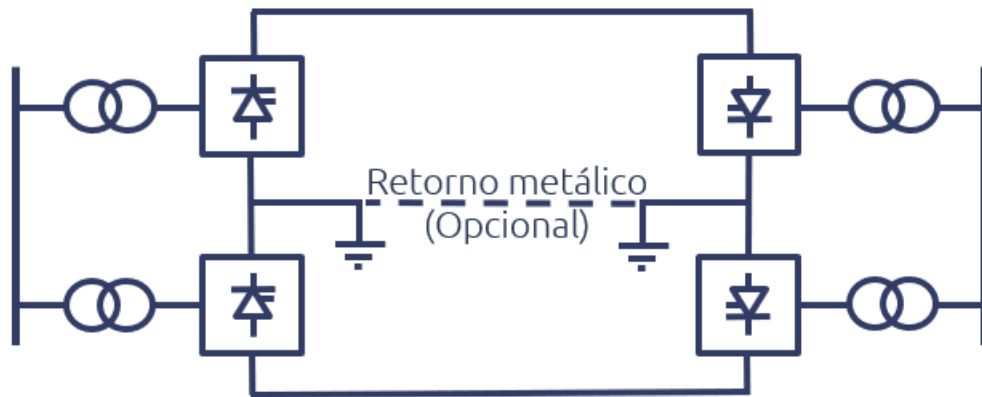


Figura 2.10: Esquema de un enlace bipolar.

La configuración bipolar debe considerar su diseño en condiciones normales y en condiciones de emergencia o falla. El esquema de la Figura 2.11 muestra los distintos modos de operación de un enlace bipolar.

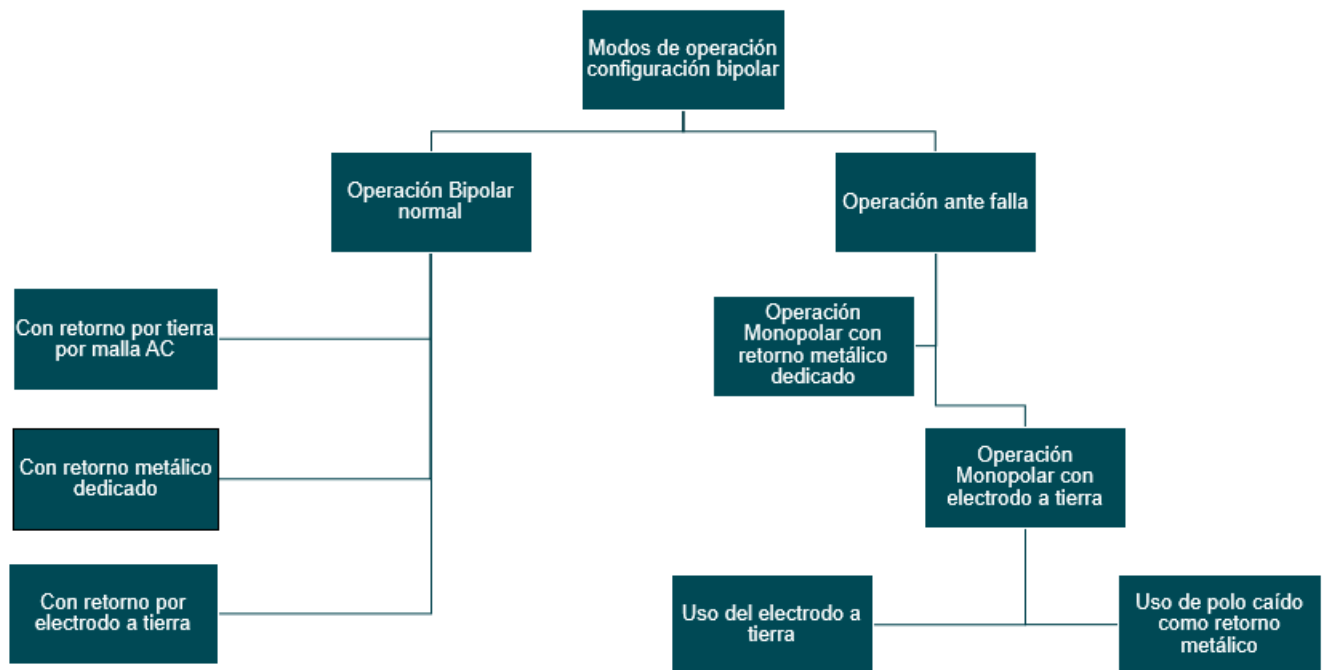


Figura 2.11: Modos de operación enlace bipolar.

■ Operación normal

- **Bipolo con retorno por electrodo a tierra a ambos lados:** En la Figura 2.12 (a) se muestra este modo de operación. Es la configuración más común en los sistemas HVDC, en ella ambos neutros de la estación convertidora

e inversora son llevados a tierra por electrodos. En este modo la corriente en ambos polos es equivalente y no existe corriente a tierra, la corriente producida por desbalances fluye por el retorno en condiciones normales. Si la corriente es baja (asumiendo simetría en el sistema bipolar) la corrosión que provoca a los equipos eléctricos alrededor es leve. Ambos polos pueden operar de forma independiente por lo que si un polo es aislado producto de una falla en el conductor, el polo que se mantiene funcional aún es capaz de usar el retorno a tierra y mantener 50% de su capacidad de transmisión. Desde el punto de vista de su desempeño el enlace bipolar es considerado una forma equivalentemente efectiva a una línea de transmisión HVAC de doble circuito [38].

- **Bipolo con retorno metálico dedicado**³: En la Figura 2.12 (b) se muestra este modo de operación. Se utiliza cuando la corriente a tierra alcanza valores no tolerables o cuando el electrodo a tierra no es posible producto de la alta resistividad del terreno. Consiste en agregar un tercer conductor que corresponde a neutro metálico que sirve como camino de retorno para la corriente en caso de la caída de un polo o en caso de desbalance durante la operación bipolar. Este retorno metálico se conecta entre los neutros de ambas estaciones convertoras y se referencia a tierra en uno de los extremos. Cabe destacar que en este modo la tierra es una referencia y no conduce corriente DC. Este modo requiere una aislación de media tensión (la cual depende de la resistencia del conductor, el largo de la línea y de la corriente circulante) , no provoca corrosión y puede también servir como cable de guardia para líneas aéreas [38]. Si el conductor se encuentra completamente aislado puede servir como repuesto reemplazando el polo caído.

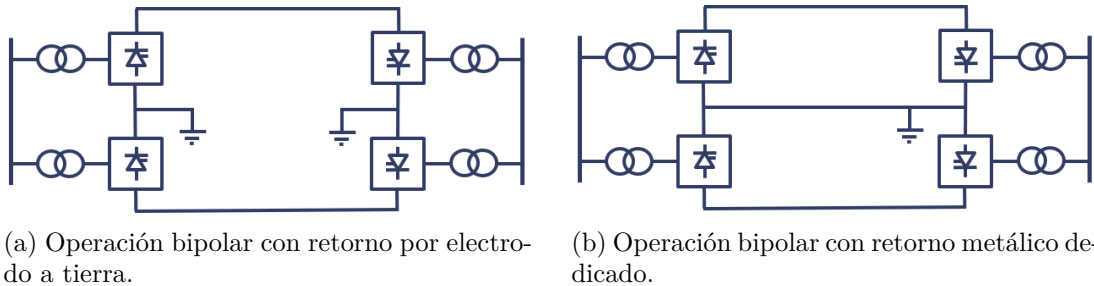


Figura 2.12: Tipos de retorno.

■ Operación ante falla⁴

- **Operación monopolar con electrodo a tierra:**
 - **Operación monopolar con retorno por electrodo a tierra:** En caso de ser necesario un mantenimiento a uno de los polos o si una falla ocurre en uno de los conductores de la línea, el polo puede ser aislado tal que el otro aún esté habilitado para operar como configuración monopolar con retorno

³ Conductor metálico de bajo aislamiento que actúa como retorno o neutro para transportar la corriente entre los extremos del sistema en vez de un electrodo a tierra. Se conecta al neutro de las estaciones convertoras y puede ser construida como línea aérea o como cable subterráneo.

⁴ Pérdida o caída de operación de un polo.

a tierra pero con un 50% de su capacidad. El electrodo a tierra puede ser utilizado como camino de retorno de la corriente pero por tiempo limitado ya que posee límites por conducción que de ser superados puede provocar la caída de todo el sistema HVDC. La Figura La Figura 2.13 (a) muestra este modo de operación.

- **Operación monopolar usando polo como retorno metálico:** Operación en la que se limita el tiempo de uso del retorno por tierra mientras dure la falla utilizando el polo caído como retorno metálico. La Figura 2.13 (b) muestra este modo de operación.

- **Operación monopolar con retorno metálico dedicado:**

En el caso de la configuración bipolar con retorno metálico al caerse uno de los dos polos el sistema pasa a una configuración monopolar convencional. En un sistema de línea monopolar el retorno metálico actúa como circuito de retorno. Si bien posee una referencia de tierra conectada en uno de los extremos esta no conduce corriente DC y no necesita ser diseñado como un electrodo de tierra. Su función radica en proporcionar la referencia del punto neutro de la válvula y asegurar su funcionamiento. La Figura 2.13 (c) muestra este modo de operación.

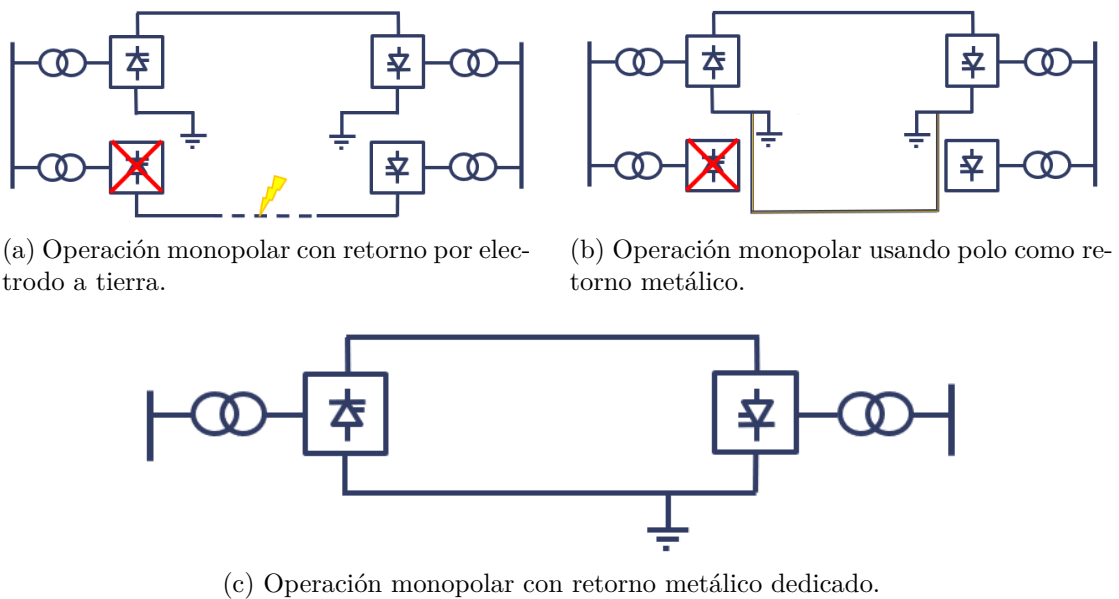


Figura 2.13: Modos de operación ante falla.

La operación bipolar normal provoca una menor interferencia armónica en comparación a la operación monopolar. La inversión de la dirección del flujo de potencia se logra cambiando las polaridades de los dos polos a través de sistemas de control sin ser necesaria la conmutación mecánica.

2.1.3.3. Sistema Homopolar

El enlace homopolar, cuya configuración se muestra en la Figura 2.14 consiste en el uso de dos o más conductores todos con la misma polaridad. Usualmente, como se mencionó

anteriormente, se prefiere utilizar la polaridad negativa porque provoca menor radio interferencia producto del efecto corona. El camino retorno de dicho sistema es través de electrodo a tierra. Cuando existe una falla en uno de los conductores todo el convertidor está disponible para alimentar los conductores restantes que, al tener cierta capacidad de sobrecarga, pueden transportar más de la potencia normal. Por el contrario, en un enlace bipolar, la reconexión de todo el convertidor a un polo de la línea es más complicado y por lo general no es factible.

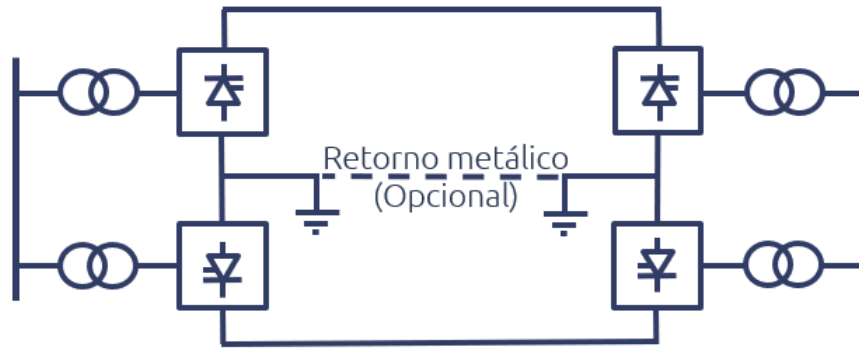


Figura 2.14: Esquema de un enlace homopolar.

Este enlace puede utilizar tanto retorno metálico como electrodos de tierra. Aplicando las leyes de Kirchoff y siguiendo el sentido de la corriente en cada lazo de la Figura 2.14 se observa que la corriente que circula por el retorno será el doble de la que circula por cada uno de los conductores por lo que si bien esta configuración implica menores costos de aislamiento, los costos por el aumento de corriente que circula por el retorno son mayores ya que se deben dimensionar los electrodos para una mayor potencia, por lo que esta configuración es poco habitual [21].

2.2. Componentes de un sistema de transmisión HVDC

En un planteamiento inicial se puede decir que una subestación planificada para HVDC, en esencia, contiene el mismo diseño que una subestación diseñada para corriente alterna, añadiendo los sistemas de corriente continua. La Figura 2.15 se muestra la estructura de planta de una subestación HVDC bipolar con retorno dedicado.

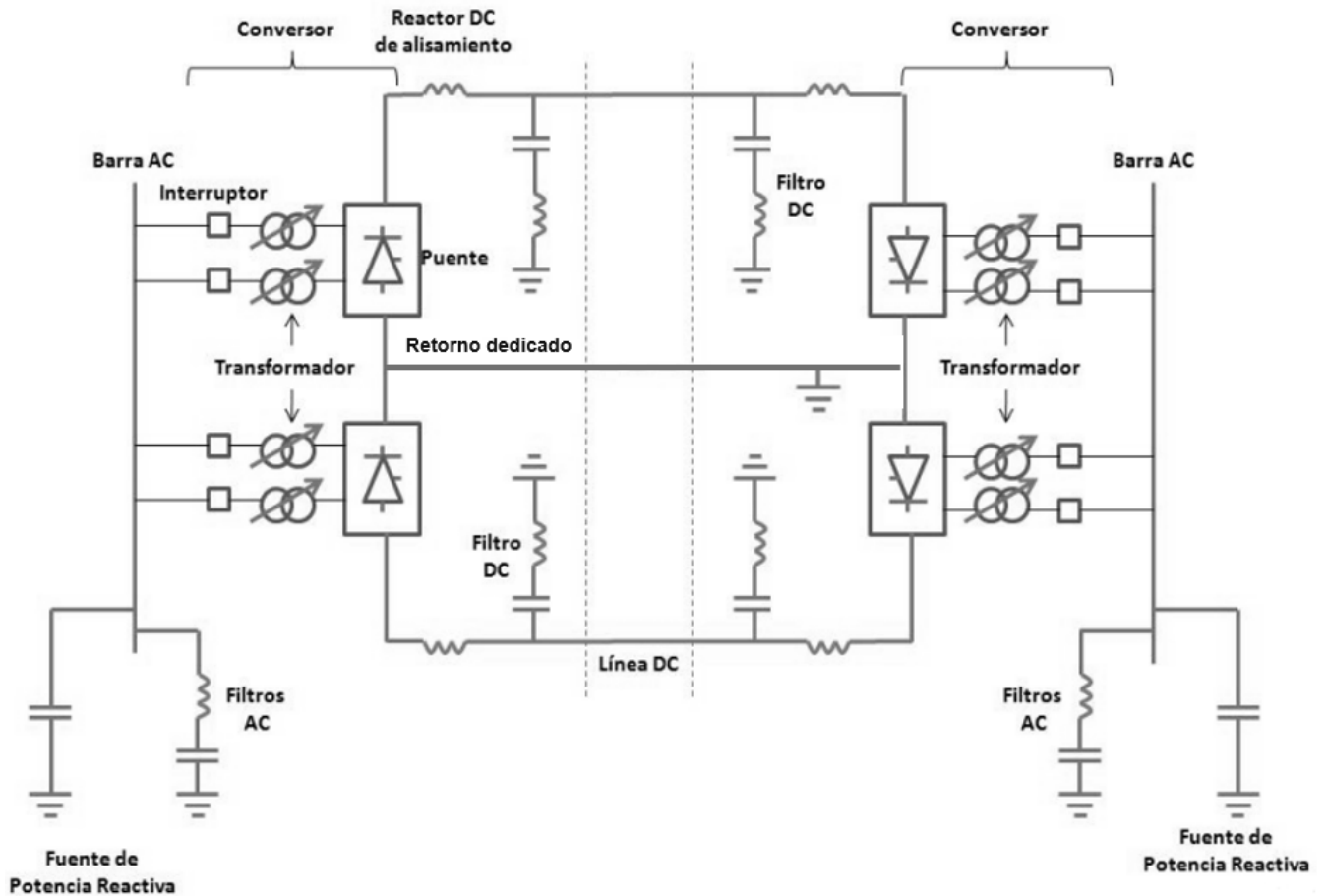


Figura 2.15: Esquema de sistema HVDC bipolar.

2.2.1. Barra AC

Es el sector destinado a intercambiar la potencia activa y reactiva con el sistema AC, su función es recibir las líneas HVAC y conectar transformadores, filtros, compensación de reactivos, servicios auxiliares, entre otros. Dado que se trata de grandes bloques de potencia, el arreglo debe ser altamente confiable asegurando alta disponibilidad y mantenibilidad.

2.2.2. Filtros AC y compensación de reactivos

Los filtros AC se conectan en el patio AC y se componen de resistencias, inductancias y capacitancias, sus funciones son absorber corrientes armónicas que pueden introducirse a la red, generadas por el convertidor y entregar compensación reactiva a la subestación convertidora. El tamaño y número de filtros y bancos de condensadores depende de la banda de compensación, el rango y los niveles de voltaje permitidos. La demanda de reactivos depende de la potencia activa, la reactancia del transformador y el ángulo de control.

Respecto a la compensación reactiva, los convertidores DC absorben inherentemente potencia reactiva. En régimen permanente, la potencia reactiva consumida es alrededor del 50 % de la potencia activa transferida mientras que en régimen transitorio el consumo de potencia

reactiva puede ser mucho mayor. Por lo tanto, las fuentes de potencia reactiva son dispuestas cerca de los convertidores. Para sistemas AC fuertes, éstas son puestas en forma de bancos de condensadores shunt. Los condensadores asociados a los filtros AC también proveen parte de la potencia reactiva requerida.

2.2.3. Reactor de alisamiento

Son grandes reactores que tienen inductancias con valores cercanos a 1 [H]. Se conectan en serie con cada polo de cada subestación convertidora. Sus funciones son:

- Reducir fluctuaciones de corrientes DC.
- Limitar corrientes de falla DC.
- Prevenir resonancia en el circuito DC.
- Reducir corrientes armónicas.
- Limitar interferencia con telecomunicaciones.
- Prevenir fallas de conmutación en el inversor.
- Limitar el valor cresta de la corriente en el rectificador durante un cortocircuito en el lado DC.

2.2.4. Filtros DC

El voltaje armónico que se genera en el lado DC de la estación convertidora provoca corrientes AC que se superponen con la corriente DC en la línea de transmisión. Las componentes de alta frecuencia de esta corriente puede crear interferencia en sistemas de telecomunicaciones alrededor a pesar del uso de reactores de alisamiento, para ello se conectan filtros DC en paralelo a la subestación convertidora y así combatir estos problemas. La configuración de los filtros DC es muy semejante a la de los filtros AC.

2.2.5. Convertidores

Realizan la conversión AC/DC y DC/AC. Están constituidos por transformadores convertidores con cambiadores de taps y un puente de válvulas. Los transformadores convertidores separan galvánicamente el lado AC con el DC haciendo posible la conexión serie de los convertidores, su función es transformar el voltaje AC al nivel de tensión que requiere el convertidor y se encuentran equipados con cambiadores de tap bajo carga (CTBC) para proporcionar el voltaje correcto de la válvula.

Los transformadores pueden tener distintas configuraciones:

- Monofásicos de tres devanados.
- Monofásicos de dos devanados.
- Trifásicos de dos devanados.

Sus limitaciones según la capacidad y transporte determinan la configuración a elegir, el convertor de 12 pulsos (dos convertidores de 6 pulsos) necesita dos sistemas trifásicos con un desfase de 30° o 150° , esto se logra instalando transformadores convertidores en conexión Yy1 e Yd5 donde el desfase es utilizado además para cancelar las corrientes armónicas. En el lado de la válvula los devanados son conectados en estrella y delta con el neutro levantado de tierra, es decir, cada convertor de 6 pulsos es alimentado por los transformadores convertidores en estrella/estrella y estrella/delta entregando el desfase de 30° y 150° necesario para la operación del puente de 12 pulsos (Figura 2.16). Mientras que en el lado AC los transformadores están conectados en paralelo con el neutro a tierra.

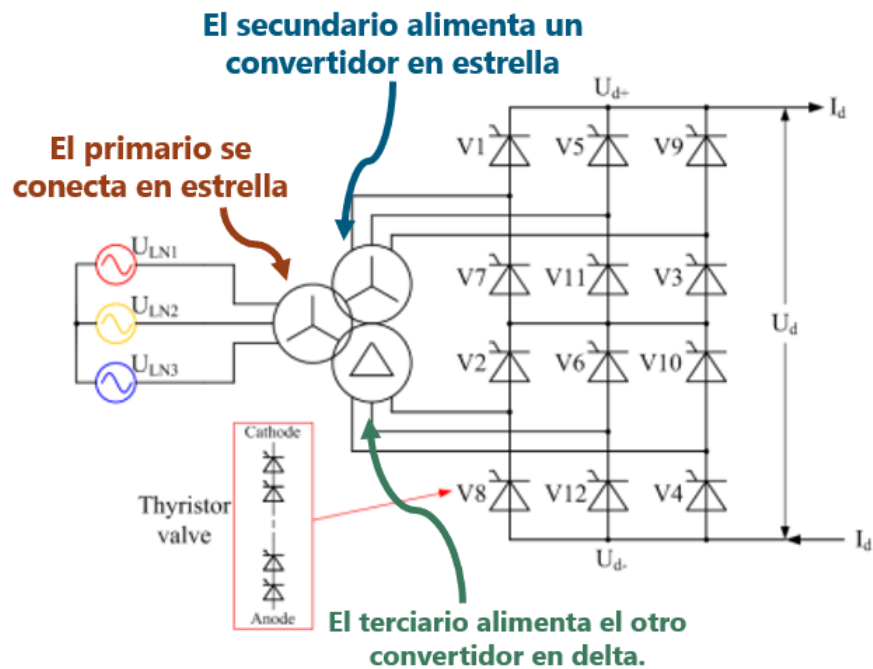


Figura 2.16: Conexión de transformadores en cada convertidor.

2.2.6. Sala de válvulas

El edificio o sala de válvulas alberga los tiristores en arreglos denominados válvulas las que conforman el convertidor 12 de pulsos, cada convertidor de 6 pulsos es dimensionado para la mitad de la tensión DC y son conectados en serie para dar la tensión de transmisión DC. Se debe tener precaución de la magnetización DC del núcleo debido al disparo asimétrico de las válvulas.

El arreglo físico de las válvulas puede ser simple, doble o quadri-válvulas (Figura 2.17) donde las quadri-válvulas consisten en tres columnas con cuatro válvulas conectadas en serie en cada una y las bi-válvulas en 6 columnas con dos válvulas conectadas en serie cada una. La capacidad del arreglo de válvulas es limitada por la corriente de cortocircuito máxima permisible y la señal de disparo de la válvula es generada en el control del convertor con potencial a tierra y es transmitido a cada tiristor de la válvula a través de fibra óptica. Las válvulas son protegidas por circuitos amortiguantes, disparos de protección y descargadores de sobretensión.

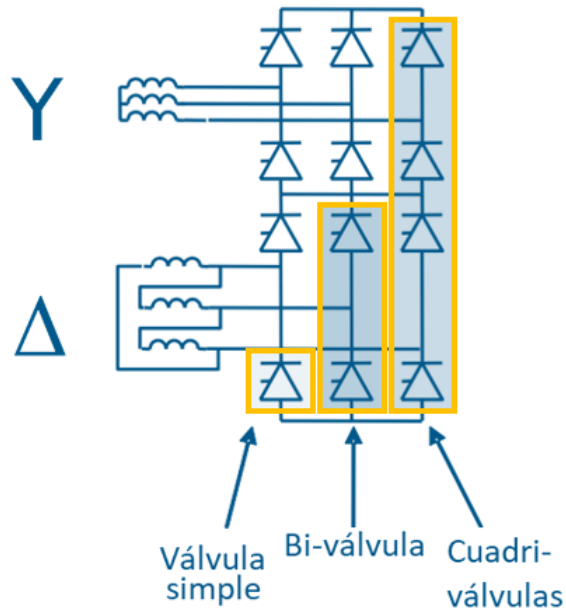


Figura 2.17: Arreglo físico de las válvulas.

2.2.7. Retorno metálico dedicado

El retorno metálico dedicado o DMR⁵ Corresponde a uno o dos conductores metálicos de aislamiento de media tensión que actúa como retorno o neutro para transportar la corriente entre los extremos del sistema, reemplazando la función de un electrodo a tierra. El retorno se conecta al neutro de las estaciones convertoras y puede ser construido como línea aérea o como cable subterráneo. En caso de utilizar el retorno metálico dedicado, este se puede encontrar incorporado en las torres HVDC como un conductor adicional tanto en enlace bipolar o monopolar (Figura 2.18 (a) y (b)) o poseer estructuras exclusivas (Figura 2.18 (c)).

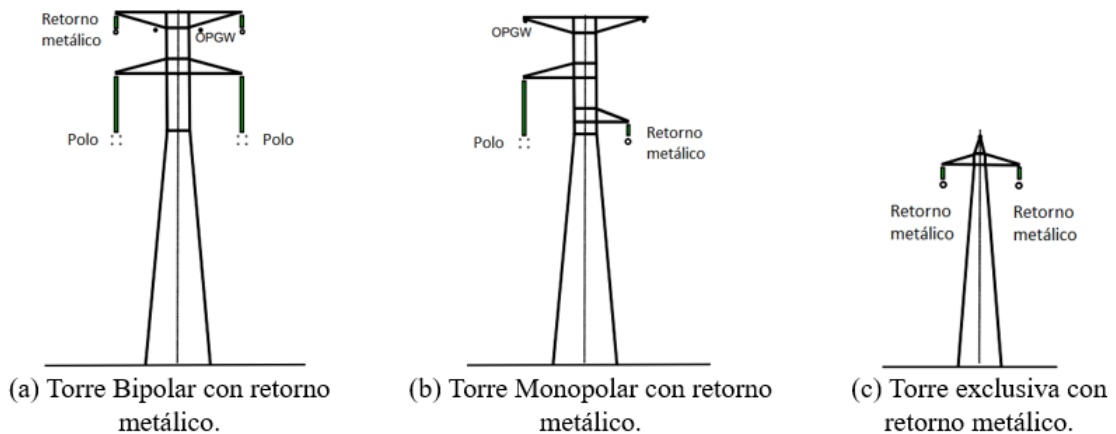


Figura 2.18: Tipos de estructuras para retorno metálico dedicado.

⁵ Por su nombre en inglés *Dedicated Metallic Return*.

2.3. Corredores híbridos

Existen dos alternativas básicas al construir nuevos corredores de transmisión de energía eléctrica: líneas subterráneas o líneas aéreas. Como la planificación y construcción de una nueva línea de transmisión genera un impacto cada vez más relevante en el entorno y en el medioambiente, los procesos de optimización y metodologías tales como la EPRI-GTC [3] indican que la primera opción es repotenciar líneas existentes, en segundo lugar utilizar trazados o rutas de infraestructura existentes para una nueva línea o corredores y como última alternativa crear una ruta o trazado para una nueva línea de transmisión. Por lo tanto, y debido a la necesidad que crear nuevas de líneas de transmisión HVDC dentro de sistemas eléctricos AC, se ha considerado con mayor intensidad que circuitos AC y DC funcionen de forma paralela y en proximidad compartiendo su derecho de paso o hasta en estructuras comunes, a este tipo de disposiciones se les denomina corredores híbridos. La Figura 2.19 muestra una configuración típica de línea híbrida en la misma torre.

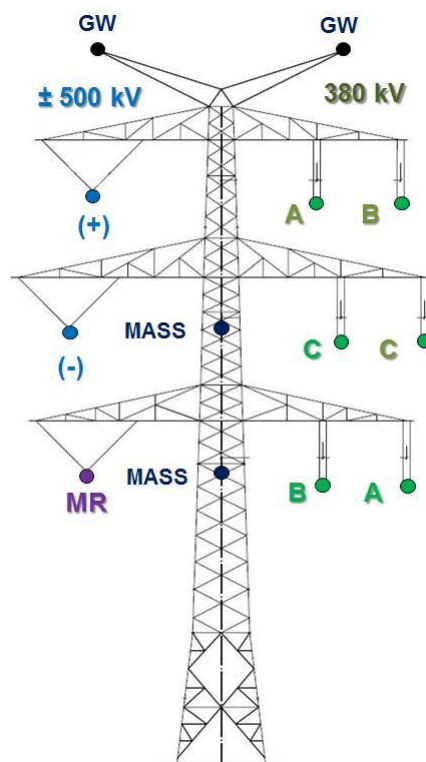


Figura 2.19: Estructura híbrida Circuito DC: ± 500 kV; Circuito AC: 380 kV [31].

La Figura 2.20 muestra la sección transversal de un corredor híbrido de líneas de transmisión de AC/DC, el caso corresponde a un sistema de transmisión en China de ± 800 kV en DC desde la provincia de Yunnan hasta la provincia de Guangdong. La longitud total es de 1446 km y se ejecuta en paralelo con una línea de transmisión AC compacta de 500 kV (Luoping-Baise) durante 200 km [37].

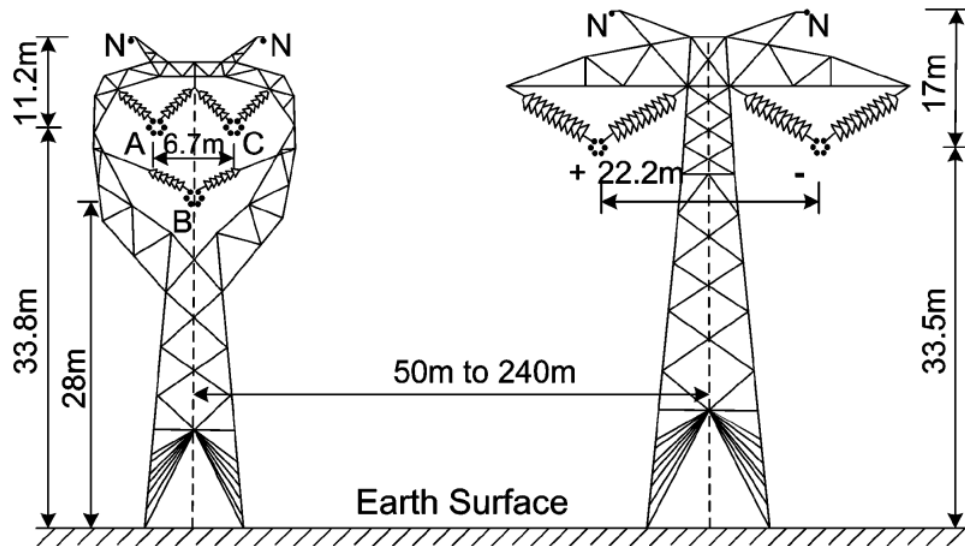


Figura 2.20: Corredor híbrido Circuito DC: ± 800 kV; Circuito AC: 500 kV [37].

El diseño de tales configuraciones híbridas de línea de transmisión de AC/DC requiere la consideración de posibles interacciones entre ambos lados. Las interacciones más importantes a considerar son las que se producen a partir del campo eléctrico (acoplamiento capacitivo) y el campo magnético (acoplamiento inductivo) generados por los dos circuitos [29].

2.4. Efectos producidos por los sistemas de transmisión HVDC

En este capítulo se presentan los efectos producidos por las líneas de transmisión HVDC por sí solas respecto a efecto corona y los campos eléctricos y magnéticos estáticos. Se presenta además, sobre el acoplamiento electromagnético de los sistemas HVDC dentro de corredores híbridos AC/DC y sus interacciones mutuas.

2.4.1. Ambiente electromagnético de un sistema de transmisión HVDC

Aunque el campo en DC y AC sea de la misma magnitud estos no producen los mismos efectos eléctricos y biológicos.

Al menos 3 medidas se encuentran presentes para describir el ambiente eléctrico de una línea DC [26]:

- Efecto corona.
- Campo eléctrico producto de la tensión del sistema eléctrico.
- Campo magnético estático producto de la corriente en el conductor.

2.4.1.1. Efecto corona en líneas de transmisión HVDC

El efecto corona es un fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas en alta tensión que se manifiesta como un halo en forma de pequeñas chispas o descargas a escasos centímetros de los conductores. Este fenómeno se produce por la ionización del aire circundante al conductor producto del alto nivel de tensión de la línea. Cuando las partículas del aire se ionizan son capaces de conducir corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire [18].

Las pérdidas atribuidas por efecto corona son similares en ambos sistemas ante condiciones climáticas normales o no extremas. Sin embargo, la lluvia o la nieve puede producir un aumento de pérdidas corona en sistemas AC, mientras que en sistemas DC esto no es un factor influyente. Adicionalmente, los sistemas DC en operación monopolar pueden provocar un gradiente superficial en los cables a tierra que excede el inicio del gradiente corona. Esto puede provocar altos niveles de corona entre el polo conductor y el cable a tierra lo que puede ser un impacto perjudicial en el desempeño corona de la línea DC. Sin embargo, este efecto no ocurre en la operación bipolar.

El interés en estudiar el efecto corona radica en sus efectos negativos que se dan principalmente en las líneas de transmisión. Estas líneas se diseñan para que el efecto corona sea mínimo, puesto que también suponen una pérdida en su capacidad de transporte de energía. Existen diversos factores físicos en el conductor que influyen en la manifestación del efecto corona en líneas de transmisión tales como el nivel de tensión, el gradiente superficial, radio, peso, distancia entre conductores, entre otros.

2.4.1.2. Campo eléctrico generado en líneas de transmisión HVDC

En los sistemas de transmisión HVDC el campo electromagnético de las líneas es estático tal como los campos producidos por la tierra o las baterías. Tal como las baterías, los dos polos de una línea HVDC bipolar son un lado negativo y otro positivo mientras que las líneas AC se encuentran continuamente cambiando su polaridad de positivo a negativo según su frecuencia. En líneas AC este cambio produce los iones presentes en el ambiente tiendan a estar cerca del conductor ya que estos se encuentran constantemente atraídos y repelidos a la vez que cambia la polaridad del voltaje en el conductor.

En las líneas DC, los iones presentes por el efecto corona y los que existen naturalmente en el ambiente son repelidos lejos del conductor si son de la misma polaridad que este o atraídos si son de la polaridad contraria, tal como se muestra en la Figura 2.21. Algunos de estos iones que se mueven lejos de la línea producen un “espacio de carga” que aumenta el campo eléctrico DC producido por el voltaje de los conductores. La carga espacial debido al efecto corona en un conductor de una línea de DC tiene el efecto de reducir el campo eléctrico en las cercanías de la superficie del conductor y aumentar el nivel de campo eléctrico en el suelo. Esto produce que el ambiente eléctrico de la línea DC sea más complejo y variable que el de la línea AC. El campo eléctrico de una línea de transmisión de DC debe, por lo tanto, ser caracterizada en términos de tres parámetros básicos:

- Campo eléctrico nominal E (kV/m)

- Densidad de corriente iónica J (A/m^2)
- Densidad de carga espacial ρ (C/m^3)

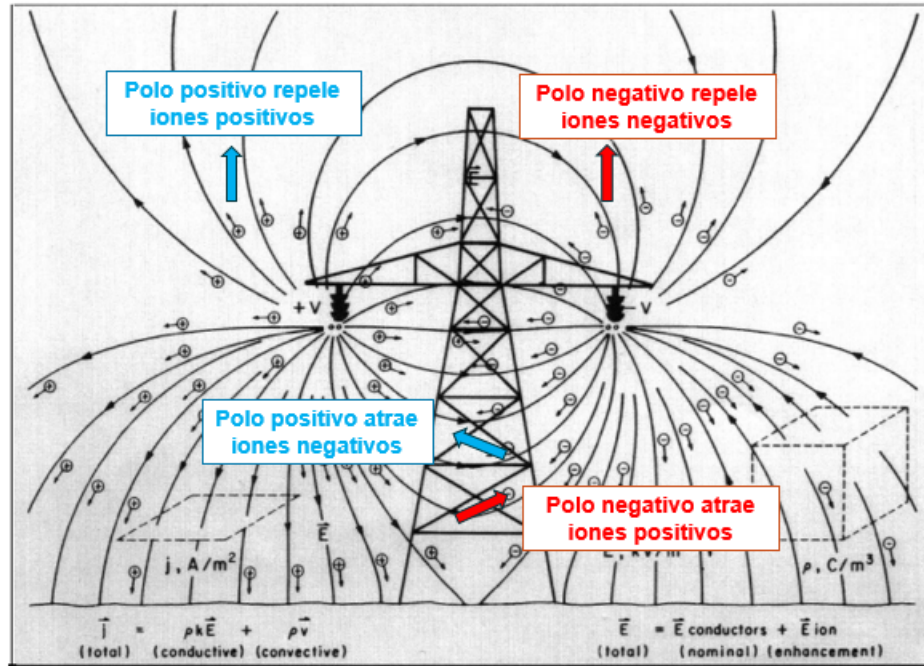


Figura 2.21: Esquema de la corriente de iones y el campo eléctrico alrededor de una línea de transmisión HVDC[5].

Los iones que se encuentran presentes naturalmente en el ambiente pueden ser de una densidad cercana a 500-2000 ión positivo/ m^3 en zonas rurales y una cantidad mucho menor de iones negativos [26]. Algunos de estos iones logran alejarse del conductor de igual carga no obstante, no alcanzan a llegar al conductor opuestamente cargado.

Las técnicas de medición de los parámetros eléctricos del sistema HVDC se complican debido a estos iones presentes en el aire. El nivel de carga espacial de las líneas HVDC es variable y difícil de predecir, ya que es el resultado de la actividad de la corona y depende, entre otros factores, de las condiciones climáticas. Esta concentración genera un espacio cargado que contribuye en el campo eléctrico de la línea tal que a nivel del suelo el espacio cargado mejora el campo eléctrico sobre el campo eléctrico nominal que se produce por el voltaje en los conductores tal que su expresión corresponde a:

$$E_{total} = E_{nominal} + E_{ion} \quad (2.1)$$

A modo de ejemplo la Figura 2.22 se muestra un perfil de campo eléctrico para una línea de transmisión HVDC Quebec-New England en Canadá de ± 400 kV [26], donde se observa que el espacio cargado contribuye de forma significativa al campo eléctrico total cerca de la línea. Este aumento representa un valor máximo y ocurre sólo ante buenas condiciones en el ambiente. El campo eléctrico total fluctúa entre el valor máximo y el nominal producto de la dispersión de los iones por el viento. El campo eléctrico medido bajo los conductores positivo y negativo fue de 8.5 kV/m y -5 kV/m, respectivamente.

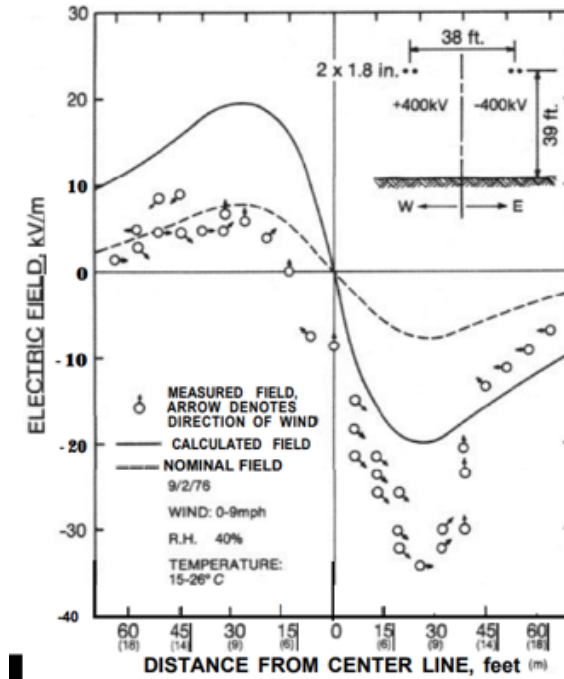


Figura 2.22: El campo eléctrico total y nominal cerca del suelo para una línea de transmisión DC de ± 400 kV [5].

El campo eléctrico y la concentración de iones en el aire de la línea DC fueron más altos en el conductor positivo. Cuando la línea actúa como monopolo con el conductor positivo energizado (monopolar positivo) el campo eléctrico medio fue de 12.2 kV/m y durante su operación como monopolo negativo fue de -8.7 kV/m, ambos niveles son mayores que los campos positivo y negativo de su operación como bipolo.

2.4.1.3. Campo magnético generado en líneas de transmisión HVDC

El Campo magnético en una línea en DC es estático y producido por la corriente que circula por el conductor, pero al ser esta de una sola dirección no ocurre inducción electromagnética. El campo magnético en DC puede sumarse al campo magnético vertical y horizontal de la tierra dependiendo de la dirección de la corriente en la que esté fluyendo la línea.

$$\vec{B}_{total} = \vec{B}_{nominal} + \vec{B}_{tierra} \quad (2.2)$$

A modo de ejemplo, la línea HVDC "Kimal- Lo Aguirre"(Figura 2.23) se encontraría localizada en una posición Norte-Sur y la potencia puede fluir desde cada extremo de la línea. Si fluye de norte a sur el campo magnético vertical se encontraría en dirección opuesta a al campo magnético terrestre tal que el campo magnético de la línea se restaría al de la tierra (en el área alrededor de la servidumbre). Esta suma o resta se intercambian cuando el flujo de potencia de la línea cambia de sur a norte [26].

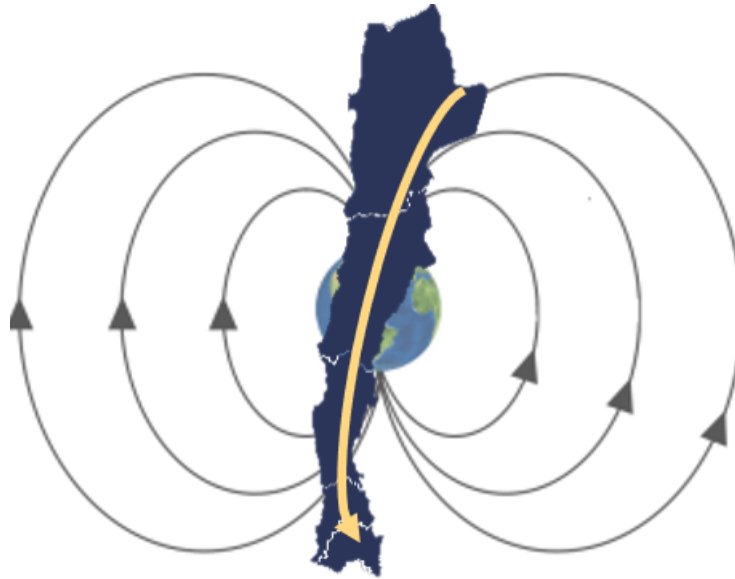


Figura 2.23: Líneas del campo magnético terrestre versus sentido de línea HVDC "Kimal - Lo Aguirre".

2.4.2. Interacción electromagnética en corredores híbridos AC/DC

Cuando las líneas de AC y DC están en proximidad o en la misma servidumbre, el voltaje y la corriente pueden inducirse en las líneas para condiciones en régimen permanente y transitorios. El fenómeno generalmente se conoce como acoplamiento de AC/DC y ha sido investigado y discutido con anterioridad [16]

La proximidad entre conductores de líneas de transmisión de alto voltaje energizadas con diferentes tipos de voltajes (HVAC y HVDC) que comparten un corredor común (corredor híbrido) provoca cambios en los gradientes de la superficie del conductor y el entorno eléctrico en las proximidades de las líneas. El efecto corona y los efectos de campo eléctrico de las líneas AC y DC pueden verse afectados. Si la interacción entre líneas es lo suficientemente fuerte como para causar cambios cualitativos o cuantitativos significativos en el rendimiento de la línea, pueden ser necesarios nuevos datos experimentales y estudios para desarrollar nuevas reglas de diseño para asegurar que el corredor esté operando dentro de límites aceptables.

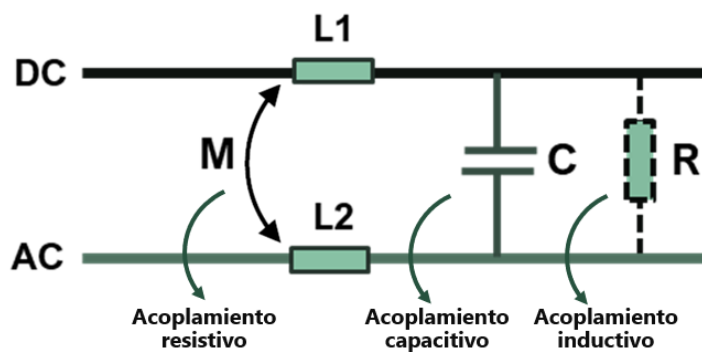


Figura 2.24: Componentes del acoplamiento eléctrico en corredores híbridos.

El acoplamiento de un sistema híbrido posee, tal como se observa en la Figura 2.24, una componente resistiva, una capacitiva y otra inductiva.

2.4.2.1. Acoplamiento resistivo

El acoplamiento resistivo u ohmnico describe el fenómeno de transmisión de iones entre conductores con diferencia de potencial. De esta forma, uno de los conductores genera los iones y el segundo los recibe. Estas cargas se generan en el proceso de ionización de partículas de aire en las proximidades de la superficie del conductor debido a las descargas por efecto corona [33].

Se ha demostrado analíticamente que la distribución de la carga espacial no se ve afectada significativamente por la energización de las líneas AC cercanas [8]. El nivel de actividad del efecto corona en un conductor DC y la densidad de carga espacial resultante tiende a aumentar a medida que aumenta la densidad de la fuente de efecto corona en el conductor.

Como se mencionó anteriormente, la carga espacial depende del entorno por lo que en este caso no se analizará en el caso de estudio.

En el caso del circuito AC, la carga espacial generada por el efecto corona se limita a la proximidad inmediata de los conductores y, en consecuencia, tiene un impacto insignificante en el entorno eléctrico cerca de los conductores DC o al nivel del suelo, en el caso DC.

2.4.2.2. Acoplamiento capacitivo

El acoplamiento capacitivo es el que prima en las líneas subterráneas y se relaciona con la inducción de campos eléctricos y, por ende, con el gradiente superficial de tensión del conductor produciendo un voltaje transversal fase-tierra.

El gradiente superficial de todos los conductores en un corredor híbrido son calculados por medio del método de imágenes. Cabe destacar que en el caso DC es sólo una aproximación ya que no considera el efecto del espacio de carga espacial en el que se encuentra inmerso. De todas formas los resultados obtenidos han sido utilizados anteriormente con buenos efectos [41], [2].

En el caso híbrido se debe tener en cuenta que los conductores AC poseen un gradiente superficial impuesto por una componente DC producto de los conductores DC adyacentes a la línea mientras que los conductores DC tendrán una ondulación AC impuesta por los conductores AC adyacentes. Tal como se ilustra en la Figura , la magnitud del fenómeno híbrido de la DC en la línea AC se cuantifica como la fracción D/C siendo donde C es la magnitud de la influencia de DC y D es la magnitud del gradiente de AC máximo por encima de la influencia DC. A su vez, en la Figura se ilustra el fenómeno híbrido de la ondulación AC en la línea de DC el cual se cuantifica como la fracción A/B donde B es la magnitud del gradiente de superficie DC y A es la magnitud de la ondulación máxima AC referida al gradiente DC.

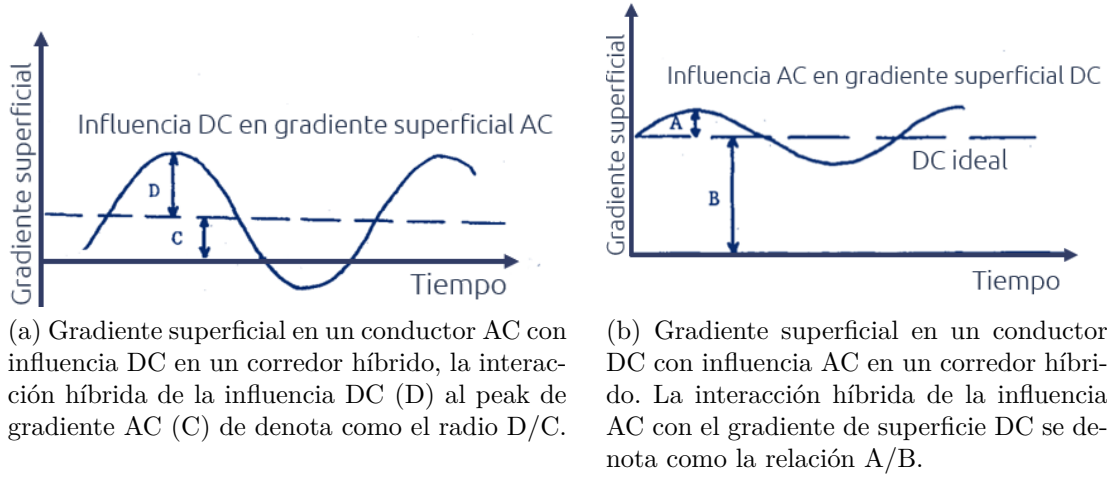


Figura 2.25: Influencia en el gradiente superficial de un conductor AC y un conductor DC producto de la interacción Híbrida [8].

Como se mencionó anteriormente, el gradiente superficial de la tensión se calcula a partir del método de imágenes [27]. Para geometrías que involucran múltiples conductores el método de coeficiente de potencial de Maxwell es suficientemente preciso. Para estimar el voltaje de fase inducido producto del acoplamiento capacitivo se deben determinar los coeficientes de potencial de Maxwell (λ). A partir de esto la relación entre la carga (Q) y el voltaje (V) de los conductores del corredor híbrido son dados por la ecuación (2.3).

$$[Q] = [\lambda]^{-1}[V] \quad (2.3)$$

Siendo V_i y Q_i el voltaje y la carga en el conductor i .

La matriz inversa de λ entrega las componentes de la matriz de capacitancia. Cuando dos conductores se encuentran separados por un dieléctrico, como el aire, se genera un capacitor equivalente. En el caso del corredor híbrido la capacitancia es creada entre los conductores (capacitancia mutua) y entre cada conductor a tierra (capacitancia propia). Los valores de la matriz de capacitancia dependen de la distancia entre los conductores y la altura a tierra. Con ello, los coeficientes de la matriz λ se obtienen a partir de las siguientes ecuaciones:

$$\lambda_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right) \quad (2.4)$$

$$\lambda_{ij} = \lambda_{ji} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{D'_{ij}}{D_{ij}}\right) \quad (2.5)$$

Siendo ϵ_0 la permitividad eléctrica del vacío cuyo valor es constante e igual a 8.85418×10^{-12} [F/m], h_i es la altura del conductor respecto al suelo y r_i corresponde al radio de un conductor simple, en el caso de haz de conductores, el valor debe ser reemplazado por el radio equivalente:

$$r_{eq} = R\left(\frac{nr_i}{R}\right)^{(1/n)} \quad (2.6)$$

Donde n es el número de subconductores por haz y R es el radio de la circunferencia que pasa por los subconductores ($R = a/2\sin(\pi/n)$, siendo a la distancia entre subconductores).

Finalmente, tal como muestra la Figura 2.26, D'_{ij} corresponde a la distancia entre el conductor i y la imagen del conductor j y D_{ij} corresponde a la distancia entre los conductores i y j .

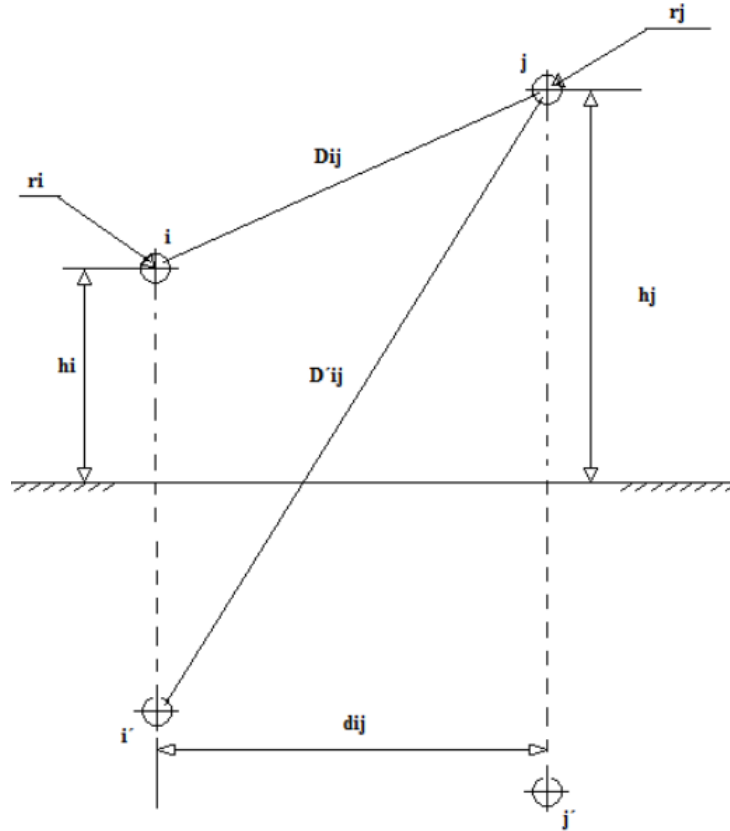


Figura 2.26: Referencias geométricas para el cálculo de los coeficientes de Maxwell según método de imágenes [19].

Asumiendo que la carga total en el haz de conductores se encuentra igualmente distribuida en los n conductores, el gradiente superficial medio de un subconductor es dado por:

$$E_a = \frac{1}{n} \frac{Q}{2\pi\epsilon_0 r} \quad (2.7)$$

Mientras que el gradiente máximo promedio de los subconductores es definido por:

$$E_{max} = E_a \left[1 + \frac{(n-1)r}{R} \right] \quad (2.8)$$

Para los corredores híbridos, la matriz de coeficientes de Maxwell se establece de la misma forma descrita anteriormente considerando los conductores AC y DC. Para encontrar la componente de carga AC presente en los conductores DC se debe utilizar la ecuación (2.9) estableciendo ambos polos y el retorno metálico se encuentren a potencial cero ($V_{dc,p1} =$

$V_{dc,p2} = V_{dc,R1} = 0$).

$$\begin{bmatrix} Q_{ac,p1} \\ Q_{ac,p2} \\ Q_{ac,r1} \\ Q_{ac,c1} \\ Q_{ac,c2} \\ Q_{ac,c3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_{p1,p1} & & & & & \lambda_{p1,c3} \\ & \lambda_{p2,p2} & & & & \\ & & \dots & & & \\ & & & \dots & & \\ & & & & \dots & \\ & & & & & \dots \\ \lambda_{p1,c3} & & & & & \lambda_{c3,c3} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ V_{ac,c1} \\ V_{ac,c2} \\ V_{ac,c3} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Análogamente, para encontrar la componente DC en los conductores AC y DC se establece el voltaje de los conductores AC en cero ($V_{ac,c1} = V_{ac,c2} = V_{ac,c3} = 0$).

$$\begin{bmatrix} Q_{dc,p1} \\ Q_{dc,p2} \\ Q_{dc,r1} \\ Q_{dc,c1} \\ Q_{dc,c2} \\ Q_{dc,c3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_{p1,p1} & & & & & \lambda_{p1,c3} \\ & \lambda_{p2,p2} & & & & \\ & & \dots & & & \\ & & & \dots & & \\ & & & & \dots & \\ & & & & & \dots \\ \lambda_{p1,c3} & & & & & \lambda_{c3,c3} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_{dc,p1} \\ V_{dc,p2} \\ V_{dc,r1} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Las ecuaciones dan resultados razonablemente precisos para el gradiente superficial máximo promedio, con errores que no exceden el 2% para $n \leq 4$. Se recomiendan métodos más precisos, como el método de imágenes sucesivas, para $n > 4$ [19]. La componente de carga peak total se obtiene sumando la componente DC al valor absoluto del valor peak de la componente AC de cada conductor. Para los conductores AC, el gradiente superficial de tensión peak debe ser dividido en $\sqrt{2}$ para que se encuentra expresado en V_{rms}/cm . Para los conductores DC el gradiente peak obtenido no debe sufrir ninguna modificación.

2.4.2.3. Acoplamiento inductivo

El acoplamiento inductivo es la componente que domina a frecuencia fundamental en líneas aéreas y se relaciona con la inducción de campo magnético donde las líneas de transmisión dentro de un corredor híbrido se encuentran acopladas magnéticamente entre ellas. La corriente circulante por los circuitos AC producen un campo magnético en los circuitos adyacentes. La variación de este campo magnético induce un voltaje longitudinal, es decir, distribuido a largo de la línea DC, que depende de la corriente AC y la distancia entre los conductores. Esto no ocurre en las líneas DC ya que, como se explicó anteriormente, el campo magnético de una línea de transmisión en corriente continua es estático y su corriente al ser unidireccional no produce acoplamiento inductivo.

Si los conductores AC fueran configurados geoméricamente simétricos y el sistema AC fuera operado en balance perfecto, la influencia de las fases a, b, c de los conductores AC se compensarían entre sí. Sin embargo, producto de las distintas distancias entre las fases y los conductores DC esta compensación es no ideal induciendo voltaje AC en las líneas DC [24].

El acoplamiento inductivo entre los circuitos AC/DC es de interés con respecto al estado estacionario del circuito DC y la interferencia transitoria del circuito DC en caso de una falla

en el circuito AC y viceversa. La corriente en estado estacionario en el circuito de DC inducida por el acoplamiento con los circuitos AC conduce a una ondulación AC en la corriente DC que provoca una caída de voltaje en el reactor de alisamiento. Este efecto puede reducirse mediante un filtro de bloqueo al final del circuito DC [4].

Para calcular el acoplamiento inductivo se deben determinar las inductancias propias y mutuas a frecuencia fundamental (la frecuencia del sistema AC), esto es importante ya que el valor de la inductancia depende de la frecuencia. Se establece un conductor de retorno ficticio dependiente de la frecuencia, cuya profundidad a tierra se obtiene a través de la ecuación de Carson y Pollacek [33] descrita en la ecuación (2.11), siendo ρ la resistencia de la tierra [Ωm] y f la frecuencia en [Hz].

$$D_{\text{inf}} = 658 \sqrt{\frac{\rho_{\text{tierra}}}{f_{\text{AC}}}} [m] \quad (2.11)$$

Cada conductor del corredor híbrido forma un loop con este retorno a tierra ficticio. Como la corriente fluye a través de la sección transversal de los conductores, los diámetros equivalentes de los conductores se utilizan para los cálculos de inductancia. Las ecuaciones (2.12) y (2.13) describen las inductancias propias y mutuas, donde g_i es la distancia media geométrica⁶ de cada conductor y D_{ij} es la distancia entre el conductor i y el conductor j .

$$L'_{ii} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{D_{\text{inf}}}{g_i}\right) \quad (2.12)$$

$$L'_{ij} = L'_{ji} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{D_{\text{inf}}}{D_{ij}}\right) \quad (2.13)$$

La relación entre la tensión (V) y la corriente (I) en los conductores se presenta en la ecuación (2.14).

$$[V] = j\omega l[L][I] \quad (2.14)$$

Siendo [L] la matriz de inductancia y l la distancia del corredor híbrido.

Para determinar la tensión longitudinal inducida en los conductores DC el cable a tierra debe considerarse como idealmente aterrizado en ambos extremos, con ello el voltaje longitudinal del cable a tierra es nulo. Además se asume que el sistema DC es considerado como un circuito abierto tal que la corriente por los conductores es cero, por lo que la ecuación

⁶ Radio ficticio de un conductor cilíndrico equivalente que no posee enlaces internos (o sea campo magnético interno) pero que tiene la misma inductancia que el conductor de radio r .

(2.14) queda de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} V_{ac,p1} \\ V_{ac,p2} \\ V_{ac,r1} \\ V_{ac,c1} \\ V_{ac,c2} \\ V_{ac,c3} \end{bmatrix} = j\omega l \begin{bmatrix} L'_{p1,p1} & & & & & L'_{p1,c3} \\ \dots & L'_{p2,p2} & & & & \dots \\ \dots & & \dots & & & \dots \\ \dots & & & \dots & & \dots \\ \dots & & & & \dots & \dots \\ L'_{pi,c3} & & & & & L'_{c3,c3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ I_{ac,c1} \\ I_{ac,c2} \\ I_{ac,c3} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Esto demuestra que la tensión longitudinal inducida depende de la matriz de inductancia entre ambos sistemas AC/DC, la distancia del corredor híbrido y la corriente en los conductores AC.

2.4.2.4. Corriente AC inducida en conductores DC

Debido a los efectos de acoplamiento capacitivo e inductivo, existe una corriente alterna (I_{50}) que fluirá en los conductores de la línea DC. Por la acción de los convertidores, esta corriente de ondulación causará una componente DC en las corrientes de fase en el lado AC de los convertidores. Dependiendo del ángulo de fase entre la ondulación y la fase particular, la compensación DC variará. Será un máximo cuando la ondulación esté exactamente en fase o en 180° fuera de fase. Según la teoría de operación del convertidor, la compensación máxima DC en una corriente de fase es:

$$I_0 = \frac{\sqrt{3}}{\pi} I_1 \quad (2.16)$$

Donde I_1 es la corriente a frecuencia fundamental que fluye por la línea AC.

Para líneas medianas a cortas, como es el caso del sistema de estudio, los efectos del acoplamiento capacitivo no son significativos en dicha componente por lo que se considera sólo el acoplamiento inductivo. Para el cálculo no sólo se debe considerar la amplitud de acoplamiento sino también los modos de acoplamiento (modo común o diferencial), los cuales se muestran en la Figura 2.27

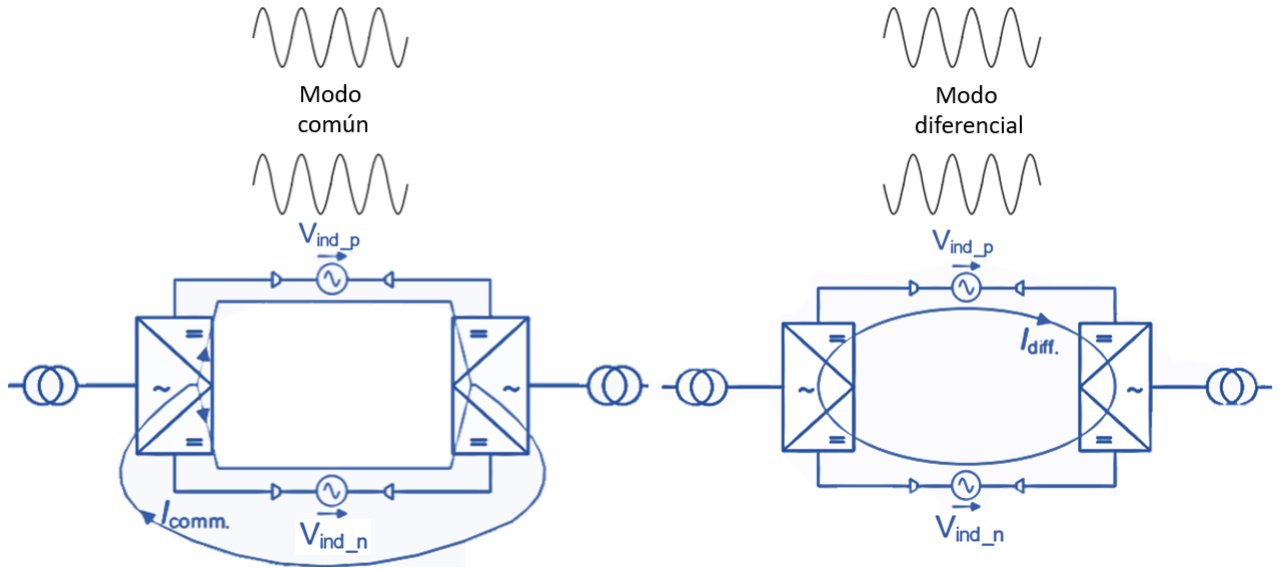


Figura 2.27: Representación de forma de onda y configuración de los modos de acoplamiento [28].

Suponiendo una distancia relativamente larga entre los conductores AC/DC (por ejemplo, funcionamiento en paralelo, pero torres separadas), la distancia de los conductores AC a cada conductor DC es aproximadamente la misma. Por lo tanto, se puede suponer que el voltaje longitudinal inducido tanto en el polo positivo como en el negativo del sistema DC (V_{ind_p} y V_{ind_n}) son aproximadamente iguales en magnitud y ángulo y, por lo tanto, el efecto resultante es principalmente del modo común. Con los conductores de AC/DC ubicados en la misma torre, las distancias desde los conductores de CA al conductor de polo positivo y negativo del sistema DC son diferentes, de modo que además del modo común, también se inducirán voltajes de modo diferencial.

Como se definió anteriormente, a partir de la ecuación (2.15) se obtiene la tensión longitudinal inducida del polo positivo y el polo negativo (V_{ind_p} y V_{ind_n}) que corresponden según la ecuación a $V_{ac,p1}$ y $V_{ac,p2}$ respectivamente. Estos se transforman en voltajes de modo común y diferencial a través de las ecuaciones (2.17) y (2.18).

$$V_0 = \frac{1}{2}(V_{ind_p} + V_{ind_n}) \quad (2.17)$$

$$V_1 = \frac{1}{2}(V_{ind_p} - V_{ind_n}) \quad (2.18)$$

Siendo V_0 la tensión inducida en modo común y V_1 la tensión inducida en modo diferencial. La tensión en modo diferencial causará una corriente alterna circulante a través de los convertidores y los polos, lo que hará que las corrientes de secuencia cero fluyan en los transformadores del convertidor [28]. Esta corriente puede calcularse a partir de la impedancia del modo diferencial general de los dos polos, que es la suma de la reactancia inductiva de las líneas y los reactores de alisamiento instalados en cada extremo tal como se define en la ecuación (2.19).

$$I_1 = \frac{V_1}{2\pi f(L_1 + nL_{rs})} \quad (2.19)$$

Siendo I_1 la corriente a frecuencia fundamental circulante por los convertidores en el lado AC del convertidor, V_1 la tensión inducida en modo diferencial, L_1 la reactancia inductiva de la línea DC, n el número total de polos en ambos lados (en caso de un bipolo sería $n=4$) y L_{rs} la reactancia inductiva de los reactores de alisamiento.

Si dicha corriente es lo suficientemente grande, puede crear una conmutación asimétrica en los tiristores, introducir armónicos no característicos en los sistemas AC y provocar la saturación de los transformadores convertidores.

2.4.3. Factores que afectan el acoplamiento AC/DC

El nivel del acoplamiento entre las líneas de AC y las líneas DC se ve afectado por los siguientes factores:

- Distancia de separación entre líneas de AC y DC.
- Nivel de tensión entre líneas de AC y DC.
- Nivel de transferencia de potencia en las líneas AC.
- Desequilibrio de las líneas de transmisión AC (esquema de transposición de las líneas).
- Longitud de la(s) sección(es) de línea acoplada o largo del paralelismo.
- Resistividad del suelo a lo largo de la línea.
- Condiciones de funcionamiento del convertidor, como el ángulo de disparo.
- Respuesta del sistema de control DC a frecuencia fundamental.

Si bien los factores anteriores afectan el voltaje fundamental AC inducido en la línea DC, los factores que afectan a la corriente fundamental inducida en la línea DC son:

- La impedancia total del circuito DC.
- Impedancia del transformador convertidor.
- Impedancia del sistema AC visto desde el lado AC del convertidor, incluidos los filtros AC.

2.4.3.1. Impacto en el sistema HVDC y HVAC

El gradiente superficial inducido (voltaje transversal) sobre la línea DC puede provocar la ruptura del aislamiento del equipo de conversión conectado a la línea de transmisión DC.

La magnitud de la corriente de frecuencia fundamental inducida en las líneas DC en régimen permanente se utiliza para juzgar si el nivel de acoplamiento de la línea AC a los

conductores de la línea DC probablemente causará algún impacto adverso en la operación del enlace HVDC.. Se considera que el rendimiento del sistema DC no se vería afectado si la corriente de frecuencia fundamental inducida en el lado de DC es inferior al 0.1 % de la corriente DC nominal [25].

Los componentes predominantes del lado AC se encuentran a frecuencias iguales a la suma y diferencia de la frecuencia de ondulación del lado DC y la frecuencia fundamental. Por lo tanto, una corriente de frecuencia fundamental que fluye en el lado DC del convertidor, se verá como componente de segundo armónico en el devanado secundario del transformador convertidor.

La corriente de frecuencia fundamental inducida en la línea de CC se convertiría en componentes de corriente continua y componentes de corriente armónica después de que fluya hacia el equipo de conversión. El componente de corriente continua puede causar saturación y funcionamiento irregular del transformador de conversión.

En los transformadores conversores, una pequeña componente DC puede impactar el sistema en general, ya que esta puede compensar el flujo del transformador provocando un ciclo asimétrico o medio ciclo produciendo saturación. Esta saturación inyecta un amplio espectro de armónicos tanto en el lado AC como en el DC y puede producir una serie de otros efectos indeseables.

El cálculo de la corriente inducida en el lado DC del convertidor requiere una representación adecuada de las fuentes de activación para el acoplamiento, las líneas AC y DC y el terminal del convertidor. Las fuentes de activación son las corrientes y los voltajes en las líneas AC paralelas.

El acoplamiento de AC/DC también ocurre ante transitorios como fallas y energización de línea. La corriente AC inducida en la línea DC durante eventos transitorios, como fallas en la línea AC, puede ser varias veces mayor que el valor de estado estacionario, pero sería de corta duración y disminuiría rápidamente después de la eliminación de fallas. De manera similar, las fallas y los eventos transitorios en el sistema DC pueden inducir corrientes DC transitorias en los circuitos AC paralelos. Esto podría afectar negativamente las protecciones de la línea AC si la corriente DC es lo suficientemente grande como para saturar los transformadores de corriente.

Los principales problemas asociados con la corriente de frecuencia fundamental en el circuito DC son:

- Posible inestabilidad del núcleo en los transformadores convertidores debido a la compensación DC. El componente de frecuencia fundamental se vería como una corriente continua y una segunda corriente armónica en el lado DC del convertidor. La componente de corriente continua causaría una compensación en el flujo del transformador del convertidor y haría que el núcleo se sature en una dirección durante un período de tiempo. Esta saturación inyectaría una serie de armónicos uniformes en los lados AC y DC y puede afectar el rendimiento general del sistema. Por lo tanto, es de mayor preocupación para el funcionamiento de los convertidores DC.
- Calentamiento dentro de los transformadores del convertidor debido al flujo de fuga.

- Pérdida de vida de los transformadores convertidores asociados con el deterioro del aislamiento de interlaminación debido al aumento de las fuerzas magnetostrictivas.
- Saturación de transformadores de corriente (CT) utilizados para control y protección tanto del lado AC como DC.
- Aumento de la generación de armónicos por parte de los convertidores que deben considerarse en el diseño del filtro AC y DC.

2.5. Marco Legal para corredores híbridos

2.5.1. Normativa Nacional aplicable ante cruces y paralelismos con otras líneas.

Chile posee normativa para cruces y paralelismos entre líneas de transmisión que se deben considerar en los parámetros de diseño de una línea de transmisión HVDC cuando se dispone dentro de la servidumbre de alguna otra línea ya existente. Cabe destacar que dicha normativa no hace diferencia si la línea es DC o AC por lo que aplican las mismas consideraciones para ambos casos.

2.5.1.1. Ministerio del Interior, Decreto 1261: Reglamento de cruces y paralelismos de líneas eléctricas.

El presente reglamento tiene por objeto fijar las normas para la ejecución de cruces y paralelismos que se establezcan en el futuro, y para el mejoramiento o modificación de los existentes. En ella se entiende por paralelismo como el de líneas vecinas que siguen más o menos la misma dirección, aun cuando sus trazados no sean rigurosamente paralelos y por cruce el punto de los trazados de líneas diferentes que se cortan.

El reglamento aplica sobre:

- a) Instalaciones Eléctricas de Corrientes Débiles;
- b) Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes;
- c) Explotación de Servicios Eléctricos;
- d) Concesiones de Servicios Eléctricos.
- e) Los cruces de líneas eléctricas con antenas radioeléctricas se rigen por las normas de la Dirección concernientes a las estaciones radioeléctricas de transmisión y recepción.

El capítulo IV del reglamento indica lo siguiente:

1. La distancia entre dos conductores de líneas de tensiones diferentes, que están fijados sobre soportes comunes o sobre soportes distintos, no debe ser inferior a la distancia entre los conductores de la línea cuya tensión sea la más elevada. Esta distancia debe ser aumentada en casos especiales.
2. Cuando dos líneas de tramos menores de 60 metros de corriente fuerte que pertenezcan a Empresas diferentes se acerquen sin cruzarse la distancia horizontal entre los conductores más cercanos de las dos líneas, debe ser, por lo menos, de dos metros.

3. Cuando haya paralelismo entre líneas en soportes independientes y de Empresas diferentes y una o las dos líneas tienen tramos mayores de 60 m., la distancia horizontal entre los conductores más cercanos de las dos líneas debe ser de 2 m. + 0,02 por cada metro de exceso sobre 60 m. Esta distancia puede reducirse si los conductores de una de las líneas están colocados a una altura tal que, para condiciones de fecha máxima, ellos se encuentran más altos que el conductor más elevado de la línea vecina de corriente fuerte. La distancia mínima entre los conductores más cercanos de las 2 líneas no debe ser, sin embargo, inferior a aquella prescrita para los conductores entre sí por el artículo 105 del Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes". Si presentan separaciones más pequeñas que aquellas previstas, se admiten solamente si las Empresas interesadas se han entendido previamente al respecto. Si las condiciones locales necesitan un tal acercamiento de las líneas que pertenecen a Empresas diferentes, y si estas últimas no llegan a entenderse, resolverá la Dirección.
4. En los cruces de líneas aéreas de corrientes fuertes, la distancia horizontal que debe mantenerse entre los conductores de línea inferior y las partes más cercanas de los soportes de la línea superior debe ser por lo menos de $(1 + f)$ metros, si la línea inferior es una línea de baja tensión y $(1,5 + f/2 + KV/170)$ metros, si la línea inferior es una línea de alta tensión. Donde f representa la flecha aparente medida en el punto de cruce de los conductores de la línea inferior sin sobrecarga de 50°C de temperatura. A su vez KV representa el nivel de tensión de la línea inferior.
5. Los cruces de líneas deben, como regla general, establecerse en la proximidad de uno de los soportes de la línea superior, si no resultan inconvenientes serios de orden técnico, ni un gasto suplementario exagerado. Esto para debe aplicarse especialmente en los cruces de nuevas líneas con líneas existentes.
6. La distancia vertical entre los conductores, más cercanos de líneas de corrientes fuertes que se cruzan en tramo libre no debe ser inferior a 1 m. si se trata de conductores de baja tensión y a $(1,5 + \frac{KV_s + KV_i}{170})$, m. si algunas de las líneas es de alta tensión siendo KV_i y KV_s los voltajes de la línea inferior y superior respectivamente medidos en KV.
7. Si la distancia entre el punto de cruce y la estructura más cercana de la línea superior es mayor de 50 m. las distancias indicadas se aumentarán en 0,3 cm. por cada metro de exceso sobre 50.
8. Las distancias indicadas deben cumplirse para las siguientes condiciones:
 - a) Para los conductores sin sobrecarga a 50°C. de temperatura en la línea superior y a 15°C. de temperatura en la línea inferior.
 - b) Para los conductores de ambas líneas en condiciones de temperatura mínima de cálculo.
 - c) Cruces y Paralelismo de Líneas Subterráneas de Corrientes Fuertes.

2.5.2. Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

El sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA) es un instrumento de gestión ambiental creado a partir de la Ley 19.300. La entrada en vigencia del SEIA comienza con la

promulgación del D. S. N° 30/1997 (modificado por el D.S. N 95/2001) que fija el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, en el que se establecen “las disposiciones por las cuales se regirá el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y la Participación de la Comunidad, de conformidad con los preceptos de la Ley N° 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente” (Título I, Artículo 1, Reglamento SEIA).

Para determinar si un proyecto de líneas eléctricas de alta tensión en corriente continua debe someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA), éste debe cumplir con lo establecido en la Ley 19.300. De acuerdo con el artículo 10 de la Ley 19.300 y con el artículo 3 del Reglamento del SEIA, entre "los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, en cualesquiera de sus fases, que deberán someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. . ." se encuentran los proyectos de líneas de transmisión. Éste tipo de proyecto se señala en el literal b) que indica: las “líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones. Se entenderá por líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje aquellas líneas que conducen energía eléctrica con una tensión mayor a veintitrés kilovoltios (23 kV)”.

2.5.2.1. Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la Línea Ancoa-Alto Jahuel 2x500kV en AC

Para los corredores híbridos se deberá tener en consideración el impacto sinérgico de cruces y paralelismos de las líneas de transmisión. En este estudio de impacto ambiental se exige considerar el efectos sinérgico entre la línea del proyecto y las ya existentes, la información aludida está contenida en el Capítulo II del Estudio de Impacto Ambiental, Línea Base, específicamente en el numeral II.5.6.1., Energía Eléctrica, en el cual se detallan las líneas eléctricas existentes en el área de influencia del Proyecto donde se declara la existencia de otras 6 líneas de alta tensión, siendo las principales la línea 1x500 kV Ancoa — Alto Jahuel, la línea 2x220 kV Alto Jahuel — Cerro Navia y la línea 2x500 Alto Jahuel - Polpaico. Dentro del Anexo N° 1 “Estudio de Campos Electromagnéticos” de la Adenda 2 se concluye que bajo el peor escenario del proyecto, que correspondería a los cruces con las líneas 2x220 kV El Rodeo — Chena y con la Línea de Transmisión en 500 kV Alto Jahuel — Polpaico no se sobrepasan los límites establecidos por la norma de referencia, ICNIRP.

Para considerar este efecto sinérgico en los cálculos de campo electromagnéticos se realizaron los siguientes supuestos [39]:

- Se establece el nivel de los campos (eléctrico y magnético) en un punto cualquiera del espacio, como valores en forma vectorial.
- Si se considerara cada una de las componentes espaciales es posible determinar el nivel de campo resultante superior o inferior al mayor de los valores presentes en la zona del cruce.
- Los cálculos se realizan mediante el supuesto de la superposición.
- Los campos electromagnéticos generados están presentes en un medio como el aire que se comporta como un material lineal.
- El valor resultante de los campos corresponden a la suma aritmética de los valores máximos de éstos.

- Para los 16 cruces de líneas de diferentes niveles de tensión nominal se consideraron los niveles de campo eléctrico y magnético indicados por cada uno de estos Proyectos en sus respectivos EIA o DIA.
- En aquellos que la información no se encuentra disponible se utilizó un valor equivalente determinado a partir de una línea de similares características.
- Se consideran como valores máximos permisibles los que entrega la ICNIRP.

Finalmente, tal como muestra la Tabla de la Figura 2.28, los valores obtenidos como campos resultantes, en todos los cruces los efectos sinérgicos no sobrepasaron los niveles recomendados por la ICNIRP (10 kV/m y 40000 μ T).

N° Cruce	Infraestructura energética instalada	Campo eléctrico Resultante (kV/m)	Cumplimiento recomendación	Campo magnético Resultante (μ T)	Cumplimiento recomendación
1	Línea San Clemente - Chiburgo 1x66 kV.	2,03	41%	9,52	11%
2	Línea Ancoaltahue 2x220 kV	2,13	43%	10,5	11%
3	Línea S/E Lircay - S/E Maule 1x66 kV	2,03	41%	9,52	10%
4	Línea Cipreses - Itahue 2x154 kV	2,55	51%	10	10%
5, 6, 8, 9	Línea S/E Colbún - S/E Candelaria 2x220 kV	2,03	41%	10,88	11%
7	Línea S/E Higuera - S/E Tinguiririca 1x154 kV	2,70	54%	10,0	10%
10	Línea S/E Sauzal - S/E Rancagua 1x154 kV	2,58	52%	10	10%
11 y 13	Línea Sauzal - Alto Jahuel 2x110 kV.	2,58	52%	14,9	15%
12 y 14	Línea S/E Candelaria - S/E Maipo 2x220 kV	2,03	41%	10,88	11%
15	Línea Ancoa - Alto Jahuel 1x500 kV	2,34	47%	9,89	10%
16	Línea Itahue - Alto Jahuel 2x154 kV	2,58	52%	10	10%

Figura 2.28: Tabla de campo eléctrico y magnético obtenidos por EIA Línea Alto Jahuel [39].

Este estudio es relevante ya que entrega directrices que se pueden replicar para la evaluación ambiental en corredores híbridos y/o futuras líneas de transmisión HVDC, destacando entre ellos la metodología de superposición, es decir medir el impacto que genera una línea AC y DC de forma aislada y luego sumar su efecto en un punto o zona de interés.

Capítulo 3

Estado del Arte

El sistema a simular posee tres componentes principales que se deben considerar: el sistema eléctrico de potencia existente, el sistema HVDC que va a conectarse a la red y el modelo de la línea donde coexistirán ambos sistemas. En el presente capítulo se describirán las componentes anteriormente señaladas, supuestos, modelos y herramientas de simulación utilizadas.

3.1. Modelación

3.1.1. Modelo Sistema eléctrico AC

Actualmente los sistemas eléctricos de potencia son de gran escala y altamente interconectados, cuyas principales características son ser no lineales, dinámicos y bastante complejos. Esto ha provocado que al momento de realizar estudios de estabilidad se deba invertir una gran cantidad de tiempo y recursos computacionales producto de la gran cantidad de datos que se necesitan para realizar las simulaciones.

A medida que más detallada sea la representación de las componentes del sistema a estudiar el problema es mayor, por lo que para el análisis o estudio de fenómenos eléctricos es aceptable, en algunos casos, la utilización o aplicación de métodos de simplificación o reducción para dichos sistemas. Con ello se obtienen modelos equivalentes reducidos pero que mantienen las características dinámicas, esto con tal que dicho equivalente dinámico permita efectuar estudios eléctricos en menor tiempo y sin comprometer la precisión de sus resultados tal que conserve de forma adecuada la respuesta del sistema original.

3.1.1.1. Clasificación de los fenómenos dinámicos en un sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia se conforma por múltiples elementos individuales conectados que forman un sistema grande, complejo y dinámico capaz de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica por el área abarcada. Producto de esta interconexión de elementos es posible una gran variedad de interacciones dinámicas, las cuales pueden afectar a un solo elemento, a partes del sistema o al sistema completo. Como cada efecto dinámico posee características únicas, los comportamientos dinámicos del sistema se pueden dividir en grupos tales como su origen, consecuencia, ventana de tiempo, características físicas o el lugar en el

sistema donde pueden ocurrir.

Según sus características físicas los fenómenos dinámicos se pueden dividir en cuatro grupos: *fenómenos de onda*, *fenómenos electromagnéticos*, *fenómenos electromecánicos* y *fenómenos termodinámicos*. Estos fenómenos poseen cierta ventana de tiempo, aunque podrían traslaparse entre sí.

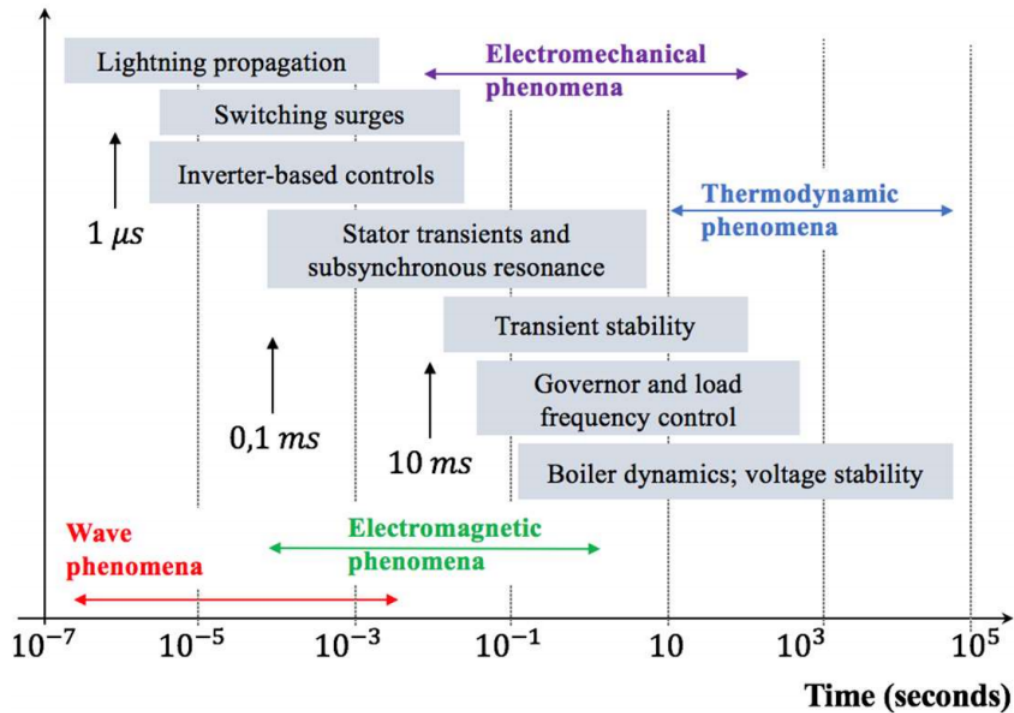


Figura 3.1: Ventanas de tiempo para los distintos tipos de fenómenos dinámicos en un sistema eléctrico de Potencia [7].

La Figura 3.1 muestra las ventanas de tiempo de los fenómenos dinámicos mencionados. En ella se observa que los fenómenos de onda son los más rápidos, estos corresponden a los rayos o las sobretensiones de maniobra y actúan en una ventana de tiempo de los micro hasta los milisegundos. Luego vienen los fenómenos electromagnéticos que ocurren en los devanados de la máquina producto de una perturbación, operación del sistema de protecciones o la interacción entre las máquinas eléctricas y la red y actúan desde los milisegundos hasta un segundo. Posteriormente, ocurren los fenómenos electromecánicos producto de la oscilación de las masas rotatorias de los generadores y motores que ocurren producto de una perturbación, operación del sistema de protección y el control de tensión, su escala de tiempo es de varios segundos. Por último aparecen los fenómenos termodinámicos que resultan de la acción de control de la caldera en las centrales eléctricas de vapor a medida que se implementan las demandas del control de generación automática.

El análisis de los procesos transitorios de las máquinas síncronas se puede dividir básicamente en dos tipos: Los transitorios electromagnéticos y los electromecánicos, en donde en el análisis de transitorios electromagnéticos implica el estudio del comportamiento de los flujos, enlaces de flujo, fuerzas electromotrices y tensiones de la máquina durante perturba-

ciones rápidas asumiendo que la velocidad mecánica es constante en el proceso y el análisis de los estudios de transitorios electromecánicos se determina el comportamiento dinámico del sistema mecánico (de la turbina y el generador) y si bien estos transitorios se encuentran estrechamente relacionados y su separación es artificial esto sirve para simplificar el análisis y la solución del problema.

El sistema también debe enfrentarse a perturbaciones grandes conocidas como contingencias (cortocircuitos, desconexión intempestiva de grandes bloques de generación o carga, fallas en los equipos o en las líneas, entre otros) lo que provoca que para volver a la estabilidad ocurre un cambio en el punto de equilibrio del sistema.

Para evaluar la estabilidad del sistema se deben modelar los fenómenos dinámicos asociados a los elementos del sistema y modelar su operación en conjunto. La respuesta dinámica de un SEP abarca desde los milisegundos para transitorios electromagnéticos rápidos a los segundos para oscilaciones electromecánicas.

3.1.1.2. Reducción de un sistema eléctrico

Como se mencionó anteriormente, un sistema eléctrico de potencia generalmente es un sistema que incluye gran cantidad de componentes, haciendo compleja una representación en su totalidad y por ello resulta conveniente el desarrollo de modelos dinámicos reducidos que conserven de manera adecuada sus características tanto de estado estacionario como transitorio del sistema original [20].

Al momento de realizar una reducción de un sistema eléctrico se debe considerar tanto la reducción combinada de elementos estáticos (cargas, líneas de transmisión, entre otros) como de elementos dinámicos (generadores, controladores y cargas dinámicas).

Se deben considerar también los requerimientos del estudio a realizar ya que esto influirá directamente en el enfoque y nivel de detalle de cada reducción dinámica y estática del sistema y determinará el nivel de atención a los elementos que son más influyentes en el estudio asociado. En el caso del presente trabajo, se requiere la reducción para estudios de estabilidad del sistema por lo que se deben modelar los fenómenos dinámicos asociados a los elementos del sistema y modelar su operación en conjunto.

En este trabajo el enfoque es realizar estudios de estabilidad dinámica electromagnética, el cual abarca una ventana de tiempo desde los milisegundos hasta los primeros segundos por lo que es posible asumir que los sistemas de control de los generadores del sistema son despreciables ya que se escapan de la ventana de tiempo a estudiar (Ver Figura 3.1).

3.1.1.3. Teoría Reducción Dinámica

Cuando se desea realizar una reducción dinámica para estudios de estabilidad, es necesario que el sistema original se divida en dos (o más dependiendo del caso) sub-sistemas, un sistema interno y un sistema externo, donde el sistema interno corresponde al área de interés para el estudio de estabilidad, que se debe mantener íntegramente y sin modificaciones mientras que el sistema externo corresponde al área a reducir donde se realizará el equivalente estático y si así se desea sus equivalentes dinámicos (Generadores o cargas). Se definen también nodos

frontera que corresponden a los nodos de interconexión. La división de sistemas se muestra en la Figura 3.2.

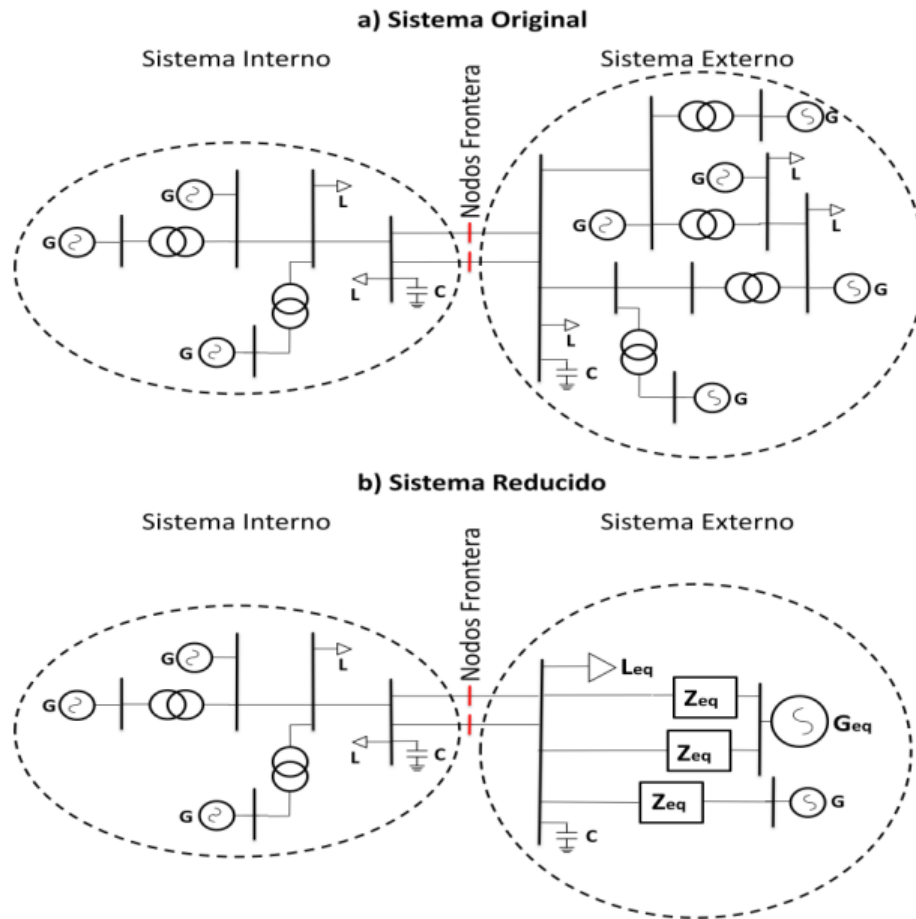


Figura 3.2: División de sub-sistemas de la red [20].

Existen tres enfoques principales para el desarrollo de modelos dinámicos reducidos, estos son: enfoque de estimación, enfoque modal, y enfoque de coherencia. Para el presente trabajo se considera el último enfoque.

El enfoque de coherencia consiste en separar los generadores, tal como indica su nombre, en grupos coherentes para su posterior reducción en equivalentes. Con coherencia se refiere a la tendencia que tienen las máquinas interconectadas a oscilar en fase cuando el sistema se ve expuesto a una perturbación. La metodología de reducción dinámica con enfoque de coherencia consta de tres etapas:

1. Identificación y agrupamiento de los generadores coherentes:

Dentro de las características que describen los generadores coherentes, se encuentra que su coherencia es independiente de la magnitud y tiempo que dure la perturbación y que los grupos de generadores coherentes son independientes de la cantidad de detalle de estos, despreciando los controladores de velocidad y de excitación. En resumen, se identifican cuando las variaciones instantáneas de la respuesta del ángulo del rotor como función del tiempo de ciertos generadores son muy similares. En general, las máquinas

más cercanas a la perturbación se comportan como unidades individuales, mientras que otras máquinas más distantes a la perturbación oscilan juntas. Al identificar los generadores coherentes estos se agrupan en una sola máquina (sistema equivalente reducido).

2. **Agregación dinámica de los generadores:** Una vez identificados los generadores coherentes se debe delimitar el sistema interno con sus nodos esenciales y el sistema externo con sus nodos no esenciales. Luego, los generadores coherentes deben ser representados por un equivalente basado en el método clásico omitiendo la representación de los sistemas de control que existen en los generadores. Se debe realizar también la formación de la barra equivalente donde se conectará la máquina equivalente para que posteriormente se realice la agregación de las máquinas conectadas en las barras comunes con tal de representar el comportamiento dinámico del grupo coherente.
3. **Reducción estática:** El proceso de reducción estática corresponde, a grandes rasgos, a agrupar elementos comunes en una barra por una componente equivalente, de tal manera que se reduzca la cantidad de elementos presentes en el sistema que terminan influyendo en la cantidad de ecuaciones lineales a resolver.

3.1.2. Modelo Sistema DC

3.1.2.1. Modelo sistema HVDC CIGRÉ

Si bien existen diversas formas de modelar un sistema HVDC, con el tiempo surgió la idea de establecer un sistema de referencia para estudiar estos sistemas de transmisión. El primer intento de crear un modelo común para estudios de HVDC es "*First Benchmark Model for HVDC Control Studies*" de la CIGRÉ [35], este modelo relaciona las estrategias de control y el rendimiento ante recuperación. Estandarizar el sistema permite comparar distintos métodos de simulación y resultados.

La configuración propuesta es un esquema biterminal DC que se muestra en la Figura 3.3. Los valores entregados en la primera versión fueron arbitrarios y no representaban ningún esquema en particular y su sistema de control no fue especificado [35].

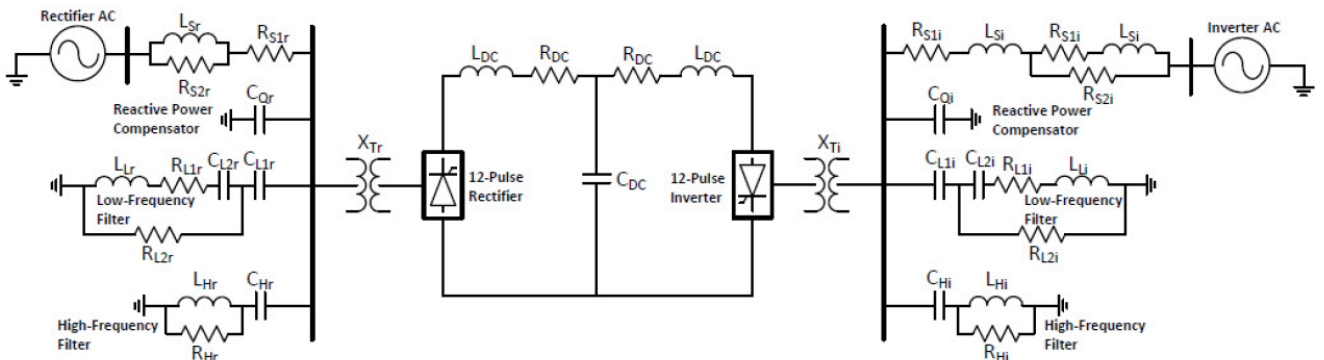


Figura 3.3: Primer sistema de referencia HVDC propuesto [36].

El sistema consiste en un enlace DC monopolar de 1000 MW en 500 kV con convertidores de

12 pulsos en ambos lados (rectificador e inversor). En el modelo los sistemas AC son débiles con una relación de cortocircuito (SCR por sus siglas en inglés *Short Circuit Ratio*) de 2.5 y una frecuencia nominal de 50 Hz. El lado AC del lado del rectificador y del inversor fueron representados como sus circuitos equivalentes de Thevenin con una fem fija. El sistema AC, sus filtros y compensación shunt provocan una resonancia paralela cercana al 2do armónico. Los filtros AC son agregados para absorber los armónicos generados por los convertidores y para suministrar potencia reactiva a estos.

Respecto a la línea de transmisión, ésta ocupa el modelo de parámetros distribuidos y representa un conductor de 100 km de longitud. Cuando se le agregan los reactores de alisado, la línea presenta resonancia en serie cercana a la frecuencia fundamental (producto de la impedancia del reactor). La compensación reactiva de cada terminal es de 0.125 p.u a través de bancos de condensadores y 2x0.25 p.u en filtros de amortiguación.

Los datos de entrada del modelo son: los valores nominales de los componentes del circuito, valores nominales y condiciones de operación del rectificador y el inversor, condiciones de pre-falla en condiciones de régimen permanente. Los datos base del sistema propuesto por la CIGRÉ fueron obtenidos a partir de [35] y [36] y se muestran en las Tablas 3.1 y Tabla 3.2. Los datos del sistema de control se encuentran en la Tabla 3.2. En condiciones normales de operación el rectificador se encuentra en control de corriente constante con un ángulo de disparo de 15° mientras que el inversor se encuentra con un ángulo de extinción constante de 15° [35].

Tabla 3.1: Datos de impedancia del sistema.

Parámetros	Rectificador	Inversor
Fuente	LSr = 0.151 [H]	LSi= 0.0365 [H]
	RS1r = 3.737 [Ω]	RS1i=07406 [Ω]
	RS2r = 2160.633 [Ω]	RS2i= 24.81 [Ω]
Compensación de potencia activa	CQr = 3.342 [μ F]	CQi= 7.522 [μ F]
Filtro pasa bajos	LRR = 0.1364 [H]	LRi = 0.0606 [H]
	RL1r = 29.76 [Ω]	RL1i = 13.23 [Ω]
	RL2r = 261.87 [Ω]	RS2i= 116.38 [Ω]
	CL1r = 6.685 [μ F]	CL1i= 15.04 [μ F]
	CL2r = 74.28 [μ F]	CL2i= 167.2 [μ F]
Filtro pasa altos	RHr = 83.32 [Ω]	RHi = 37.03 [Ω]
	LHr = 0.0136 [H]	LHi = 0.0061 [H]
	CHr = 6.685 [μ F]	CQi= 15.04 [μ F]
Transformador	Xtr= 0.18 [p.u.]	Xti = 0.18 [p.u.]
Línea DC	RDC= 2.5 [Ω]; LDC= 0.5968 [H] ; CDC= 26 [μ F]	

Tabla 3.2: Datos de los controladores del sistema.

Controlador	Parámetros
Control de corriente en rectificador	KP=1.0989 ; TI=0.01092 s
Control de corriente en inversor	KP=2.63 ; TI=0.01524 s
Control Gamma	KP=0.7506 ; TI=0.0544 s

3.1.2.2. Diseño de líneas HVDC CIGRÉ

El objetivo de este ítem es presentar los principios básicos y los pasos a seguir para el desarrollo preliminar de las líneas DC. Cabe señalar que los principios básicos presentados en esta sección se basan en diseños de líneas DC tomando en cuenta voltajes de ± 300 a ± 800 kV, potencias de 700 a 6,000 MW y longitudes de línea de 750 a 3,000 km. Se evalúan aspectos eléctricos como sobretensiones, coordinación de aislamiento, efecto corona y capacidad de carga de corriente para definir las geometrías de las torres según las consideraciones de la CIGRÉ [17].

Los diseños mecánicos se realizaron considerando el cálculo de la flecha, la tensión, la carga de la torre y la estimación del peso de la torre y los cimientos para los diseños básicos seleccionados. A continuación se presentan los siguientes factores y su respectivo cálculo para el diseño de torre básica DC.

■ Distancia eléctrica de seguridad según nivel de tensión

Para determinar las distancias mínimas necesarias en la estructura del conductor para operar el aislamiento de voltaje, se consideran los siguientes supuestos:

- El nivel de tensión máxima que puede tolerar la línea es según condición más desfavorable o *worst case*, en polaridad positiva, del conductor a la estructura.
- El nivel de tensión máximo en operación y la corrección por condiciones atmosféricas es de 1.15 p.u.

La distancia mínima o *clearence*¹ desde el conductor a la estructura según CIGRÉ [17] es de:

Tabla 3.3: Distancia mínima según nivel de tensión.

Nivel de tensión [kV]	Distancia [m]
± 300	0.70
± 500	1.20
± 600	1.50
± 800	1.90

■ Número de aisladores

Usando una distancia de fuga (de polo a tierra) igual a 30 [mm/kV], el número de aisladores y el largo de la cadena de estos aisladores son determinados según la tabla

¹ Distancia más corta a través del aire entre dos conductores eléctricos.

3.4 [17]. La distancia de fuga adoptada permite tener un margen aceptable de seguridad en zonas con un nivel de contaminación bajo o moderado, para zonas agrícolas y bosques se recomienda una distancia de fuga de 23 [mm/kV] y para la periferia en áreas industriales se recomienda una distancia de fuga de 40 [mm/kV] y para zonas con muy poca contaminación se puede considerar una distancia de fuga menor a 20 [mm/kV]. A modo de referencia las líneas del sistema de transmisión HVDC Itaipú fueron diseñadas para 27 [mm/kV].

Tabla 3.4: Número de aisladores y largo de cadena de aislación según nivel de tensión de la línea.

Nivel de tensión [kV]	Distancia de fuga 30 [mm/kV]	
	Número de aisladores	Largo de la cadena [m] ^a
±300	18	3.22
±500	30	5.20
±600	36	6.20
±800	48	8.17

^a Considerando un aislador Anti-fog de H=165 mm y distancia de fuga (d_f) = 508 mm

■ **Ángulo de desviación de la cadena de aisladores:**

Para el caso de las cadenas de suspensión, las cuales pueden girar en torno a la vertical producto de las cargas transversales sobre los conductores ante condiciones de viento (y las resultantes mecánicas de la misma) existe un el ángulo de desviación de la cadena de aisladores, el cual ha sido calculado por la CIGRÉ [1] para un conjunto de conductores ACSR- Conductor de aluminio reforzado con acero; Los resultados se muestran en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Ángulo de desviación cadena de aisladores.

Código conductor	Aluminio/acero mm ² /mm ²	Aluminio MCM ^a	Ángulo de desviación (°)
Joree	1,274/70	2,515	44.5
Thrasher	181,171/64	2,312	45.6
Kiwi	1,098/49	2,167	46.9
2,043	1,031/45	2,034	47.7
Chukar	902/75	1,78	47.5
Lapwing	806/57	1,59	49.5
Bobolink	725/50	1,431	50.7
Dipper	684/47	1,351.5	51.4
Bittern	645/45	1,272	52
Bluejay	564/40	1,113	53.4
Rail	483/34	954	55
Tern	403/29	795	56.7

^a 1 MCM=0.5067 mm²

Se recomienda incluir además el ángulo de desviación provocado por la intensidad de viento correspondiente al 1 % de probabilidad de que sea excedida en un año en conjunto de la ocurrencia de sobretensiones de maniobra. La CIGRÉ [1] utiliza una distribución de viento de 30 años de mediciones para calcular que una intensidad de viento de 13.54

m/s. Los ángulos de desviación provocados según el tipo de conductor se muestran en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Ángulo de desviación cadena de aisladores provocado por el viento.

Código conductor	Aluminio MCM ^a	Ángulo de desviación (°)
Joree	2,515	13.4
Thrasher	2,312	13.8
Kiwi	2,167	14.3
2,043	2,034	14.6
Chukar	1,780	14.5
Lapwing	1,59	15.3
Bobolink	1,431	15.8
Dipper	1,351.5	16.1
Bittern	1,272	16.4
Bluejay	1,113	17.0
Rail	954	17.7
Tern	795	18.6

^a 1 MCM=0.5067 mm²

■ Espaciamiento de los Polos

Los requisitos del espaciamiento de los polos se determina considerando el uso de cadenas de anclaje o de suspensión.

- **Tipo Suspensión:** Se considera el ángulo de desviación de la cadena de aisladores, la distancia mínima entre polos se determina por:

$$DP_{TO} = R + d_{min} + (L + R)\sin(\theta) * 2 + w \quad (3.1)$$

Siendo:

- d_{min} = la distancia mínima por nivel de tensión de la Tabla 3.3;
- R = radio del haz de conductores igual a $R = \frac{a}{2\sin(\pi/N)}$
- a = distancia entre subconductores (como regla general se adopta a=45 cm)
- N = número de subconductores del haz (se adopta N=4 tal que R=0.32 m)
- L = largo de la cadena de aisladores según la Tabla 3.5
- θ es el ángulo de desviación para la velocidad máxima de viento de la Tabla 3.6
- w = ancho de la torre a nivel del conductor, según la siguiente Tabla:

Tabla 3.7: Ancho de torre a nivel del conductor según nivel de tensión.

Nivel de tensión [kV]	Ancho torre [m]
±300	1.2
±500	1.7
±600	2.0
±800	2.5

Con ello la distancia entre polos obtenida para suspensión es:

Tabla 3.8: Distancia polos para distintos niveles de tensión, para estructura de suspensión.

Código conductor	Aluminio MCM (*)	Distancia Polo (m)			
		±300 kV	±500 kV	±600 kV	±800 kV
Joree	2,515	8.2	12.5	14.6	18.8
Thrasher	2,312	8.3	12.6	14.8	19.1
Kiwi	2,167	8.4	12.8	15.0	19.3
2,043	2,034	8.5	12.9	15.1	19.5
Chukar	1,780	8.5	12.9	15.1	19.5
Lapwing	1,59	8.6	13.1	15.4	19.8
Bobolink	1,431	8.7	13.3	15.6	20.1
Dipper	1,351.5	8.8	13.4	15.7	20.2
Bittern	1,272	8.8	13.4	15.8	20.3
Bluejay	1,113	8.9	13.6	16.0	20.6
Rail	954	9.0	13.8	16.2	20.8
Tern	795	9.2	14.0	16.4	21.1

- **Tipo Anclaje:** En este caso no existe ángulo de esviación producto del viento en las torres por lo que las distancias mínimas por sobretensión de maniobras determina la distancia de los polos. Como la cadena de anclaje posee un largo L , la distancia mínima de los polos (PS_{min}) será de:

$$PS_{min} = 2 * L * \cos(45^\circ) + w \quad (3.2)$$

Siendo w el ancho de la torre a la altura del conductor. Se asume que el ángulo del anclaje es de 90° , pero este puede ser menor. Con ello la distancia de los polos se calcula:

$$DT_{TO} = (d_{min} + R) * 2 + w \quad (3.3)$$

Tal que $DT_{TO} > PD_{min}$, obteniendo la siguiente Tabla:

Tabla 3.9: Requisitos distancia polos.

Nivel de tensión (kV)	Distancia conductor estructura (m)				Radio haz (m)	Ancho torre (m)	Distancia Polos (m)				
	750 km	1500 km	2250 km	3000 km			750 km	1500 km	2250 km	3000 km	PS_{min}
±300 kV	0.88	1.09	1.21	1.30	0.32	1.20	3.6	4.0	4.3	4.4	6.0
±500 kV	2.06	2.55	2.83	3.06	0.32	1.70	6.5	7.4	8.0	8.5	9.3
±600 kV	2.78	3.46	3.83	4.14	0.32	2.00	8.2	9.6	10.3	10.9	11.0
±800 kV	4.5	5.62	6.25	6.81	0.32	2.50	12.1	14.4	15.6	16.8	14.3

■ Altura torre

Sea la altura del conductor en la torre:

$$h_p = C_s + sg + Ext + R \quad (3.4)$$

Siendo h_p la distancia desde el centro del haz a tierra por torre, C_s , distancia del suelo a la mitad de la torre, sg es caída del conductor a 90°C (se asume 22 metros para todos los conductores), R el radio del haz y Ext son las extensiones de torre de hasta 9 m. Sea además la altura del cable de guardia:

$$h_g = h_p + R + dis + D_G \quad (3.5)$$

Siendo dis el largo de la cadena y de sus componentes y Los valores supuestos para el cable blindado a la distancia de brazo cruzado D_G son de 2.5 m para el caso de dos cables blindados y de 5 m para el caso de un solo cable blindado. Considerando ambas fórmulas, la altura del conductor y el cable de guardia para torres altas para $D_G = 2.5m$ es:

Voltaje (kV)	h_p (m)	h_g (m)
±300	38.3	44.3
±500	42.8	50.8
±600	44.8	53.8
±800	50.8	61.8

■ **Flecha del conductor ante máxima temperatura de operación del conductor**

El calculo de la flecha se realiza considerando un vano de 450 m y en condiciones de *Estrés diario* o EDS por sus siglas en inglés, donde se asume una temperatura ambiental de 20°C y una tensión del 20 % Carga a la rotura del cable (aunque esto es una simplificación ya que idealmente se debería basar en parámetros como la tensión horizontal, el peso del conductor y la catenaria). Dando como resultado los valores del gráfico de la figura 3.4.

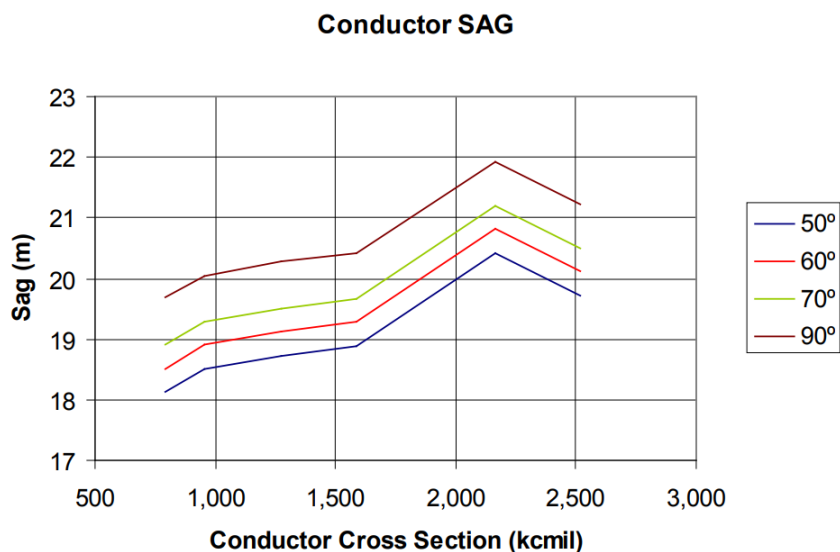


Figura 3.4: Flecha del conductor según temperatura [17].

Según la temperatura del conductor y su sección transversal, la flecha varía entre 18 a 22 metros.

■ **Requisitos de Servidumbre para la aislación**

El ancho del derecho de paso *Right of way* (ROW) se define teniendo en cuenta los siguientes aspectos: oscilación del conductor y espacios libres para objetos en el borde del ROW, corona y efectos de campo electromagnético. En este punto, solo se examina la primera condición y, por lo tanto, los resultados serán parciales. En la determinación del ROW, se utilizan distancias mínimas para el nivel de tensión y la longitud de la cadena del aislador de tipo anclaje. Los ángulos de oscilación se calculan utilizando los mismos parámetros que para el ángulo de desviación de la cadena de aislación (Tabla 3.5), excepto por que la longitud del vano no debe exceder los 600 m, con ello los ángulos de desviación a considerar se muestran en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10: Ángulo de desviación cadena de aisladores considerando el ROW.

Código conductor	Aluminio MCM ^a	Ángulo de oscilación (°)
Joree	2,515	34.1
Thrasher	2,312	35.1
Kiwi	2,167	36.4
2,043	2,034	37.2
Chukar	1,780	37.0
Lapwing	1,59	39.1
Bobolink	1,431	40.4
Dipper	1,351.5	41.1
Bittern	1,272	41.9
Bluejay	1,113	43.5
Rail	954	45.4
Tern	795	47.5

^a 1 MCM=0.5067 mm²

Se obtiene además la flecha de los conductores a partir de la condición Every Day Stress (EDS) más carga del viento en el conductor y considerando la temperatura coincidente. Los resultados se muestran en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11: Flecha del conductor.

Código conductor	Aluminio MCM ^a	Flecha (m)
Joree	2,515	36.5
Thrasher	2,312	36.6
Kiwi	2,167	38.0
2,043	2,034	37.9
Chukar	1,780	33.2
Lapwing	1,59	34.9
Bobolink	1,431	34.5
Dipper	1,351.5	34.5
Bittern	1,272	34.5
Bluejay	1,113	34.5
Rail	954	33.8
Tern	795	33.6

^a 1 MCM=0.5067 mm²

- **Tipo Anclaje:** El mínimo ROW a considerar cuando se usa cadenas de aislación de tipo anclaje se determina por:

$$ROW = [(R + L + S)\sin(\theta) + d_{min}] * 2 + PS \quad (3.6)$$

Siendo d_{min} la distancia mínima por nivel de tensión de la Tabla 3.3, R el radio del

haz de conductores, L el largo de la cadena de aislación, S la flecha del conductor, θ el ángulo de desviación por el viento y PS espaciamento de los polos. Con ello se obtiene el ancho del ROW según el nivel de tensión (Tabla 3.12)

Tabla 3.12: Ancho del ROW en función del tipo de conductor en metros (para tipo anclaje).

Conductor		±300 kV	±500 kV	±600 kV	±800 kV
Código conductor	Aluminio MCM ^a				
Joree	2,515	54.7	62.1	65.9	73.2
Thrasher	2,312	56.0	63.6	67.4	74.9
Kiwi	2,167	59.3	67.0	70.9	78.5
2,034	2,034	60.1	67.9	71.8	79.5
Chuckar	1,780	54.3	62.1	66.0	73.7
Lapwing	1,590	58.7	66.7	70.7	78.5
Bobolink	1,431	59.6	67.7	71.8	79.8
Dipper	1,351	60.4	68.6	72.7	80.8
Bittern	1,272	61.1	69.4	73.5	81.6
Bluejay	1,113	62.9	71.3	75.5	83.8
Rail	954	63.8	72.4	76.7	85.1
Tern	795	65.5	74.3	78.6	87.2

^a 1 MCM=0.5067 mm²

- **Tipo Suspensión:** Los anchos mínimos de ROW se calculan de acuerdo con la misma ecuación anterior pero sin tener en cuenta la longitud de la cadena del aislador. Los resultados se muestran en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13: Ancho del ROW en función del tipo de conductor en metros (para tipo suspensión).

Conductor		±300 kV	±500 kV	±600 kV	±800 kV		
Código conductor	Aluminio MCM ^a				<2250 km	2550 km	3000 km
Joree	2,515	48.9	53.2	55.3	59.6	60.7	61.8
Thrasher	2,312	50.0	54.3	56.5	60.7	61.8	63.0
Kiwi	2,167	53.1	57.4	59.5	63.8	64.9	66.0
2,034	2,034	53.7	58.0	60.5	64.4	65.6	66.7
Chuckar	1,780	48.0	52.3	54.4	58.7	59.8	61.0
Lapwing	1,590	52.0	56.3	58.4	62.7	63.8	65.0
Bobolink	1,431	52.7	57.0	59.2	63.4	64.5	65.7
Dipper	1,351	53.4	57.7	59.9	64.1	65.3	66.4
Bittern	1,272	54.0	58.3	60.5	64.7	65.9	67.0
Bluejay	1,113	55.6	59.9	62.0	66.3	67.4	68.5
Rail	954	56.2	60.5	62.7	66.9	68.1	69.2
Tern	795	57.7	61.9	64.1	68.4	69.5	70.6

^a 1 MCM=0.5067 mm²

3.2. Herramienta de análisis: EMTP-RV

EMTP-RV es un software para el análisis de electromagnéticos transitorios de la empresa *Power System Solution*. La Figura 3.5 muestra un esquema de los tipos de modelos y rangos de estudios que permite realizar el programa.

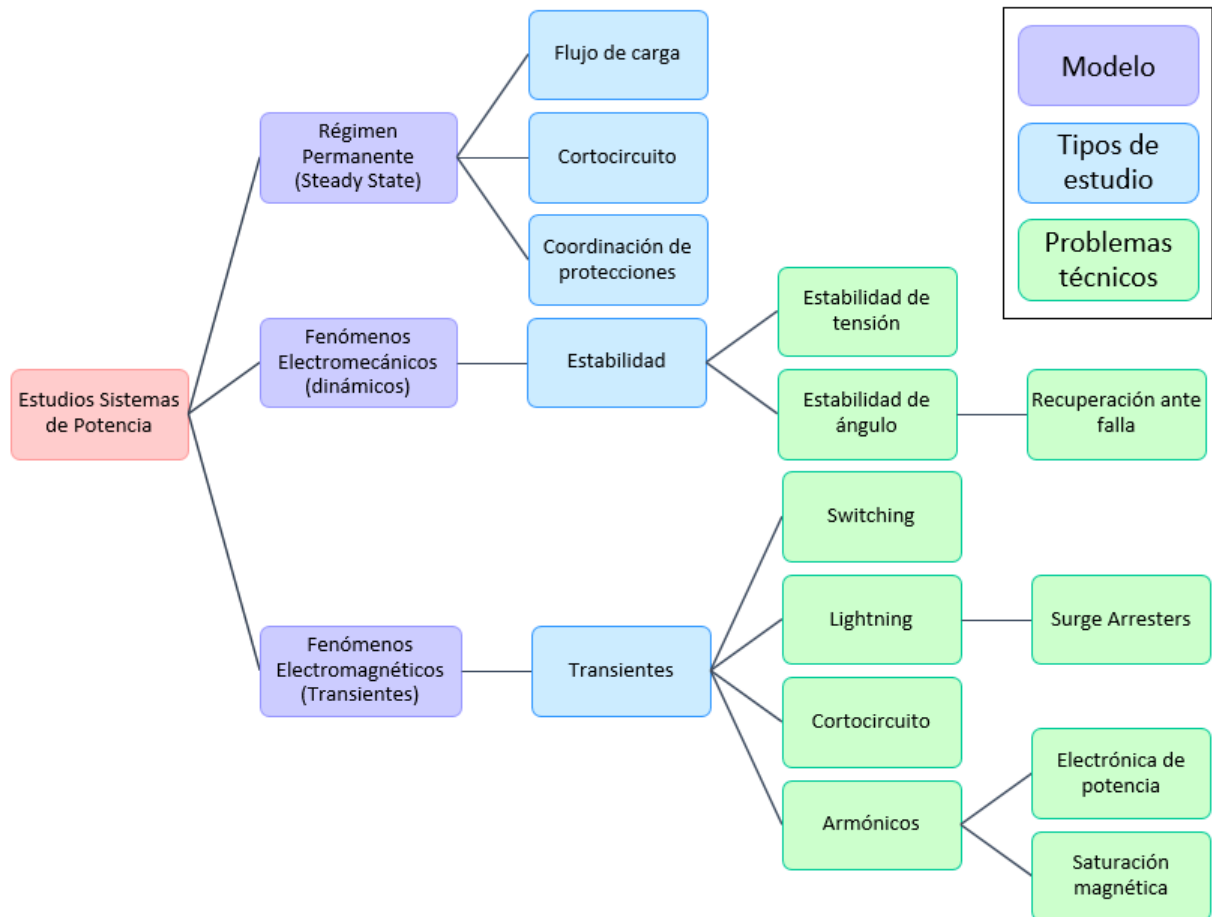


Figura 3.5: Tipos de modelos y estudios en un Sistema de Potencia que permite EMTP-RV.

Los tipos de simulación que permite ejecutar son flujos de potencia en régimen permanente, análisis en dominio del tiempo, escaneo o barrido de frecuencia y el análisis estadístico para el estudio de sobre-tensiones de maniobra. En sus inicios, los estudios sobre sistemas HVDC fueron llevados a cabo mediante simulaciones analógicas pero con aumento de la velocidad computacional y la potencia de los computadores digitales, hoy en día se realizan simulaciones digitales para dichos estudios [34].

Algunos de los principios operativos de EMTP son el uso de integración trapezoidal se utiliza para resolver ecuaciones diferenciales de componentes del sistema en el dominio del tiempo y su habilidad para determinar automáticamente las condiciones iniciales distintas de cero mediante una solución de fasor en estado estacionario (aunque el usuario puede ingresarlas manualmente para componentes más simples).

El software incluye:

- **EMTP-RV:** El *engine solver* en sí.
- **EMTPWorks:** Interfaz gráfica del usuario (GUI).
- **ScopeView:** Analizador y despliegue de datos de salida. Es capaz de desplegar formas de onda en una variedad de formatos.

El software posee un motor de simulación robusto y prácticamente no presenta problemas de convergencia. Posee también una alta flexibilidad de modelación de sistemas eléctricos de gran escala junto a sus sistemas de control.

3.2.1. Línea de Transmisión

Las líneas de transmisión y sus conductores se pueden modelar de forma detallada recibiendo como datos de entrada los parámetros entregados por los propietarios de las líneas incluyendo los parámetros de conductores, configuración de fases y el tipo de estructuras. La Figura 3.6 muestra un ejemplo de cómo se deben entregar las coordenadas espaciales para el modelo de la línea.

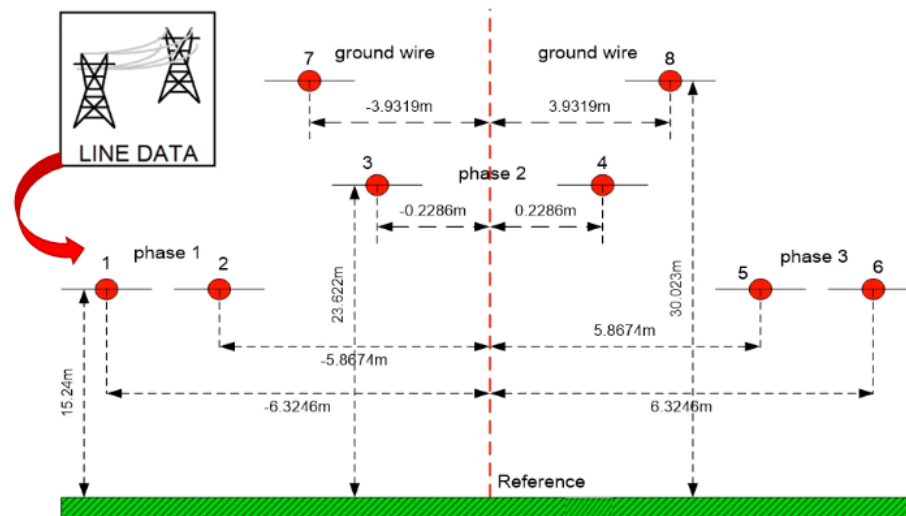


Figura 3.6: Parámetros de una línea de transmisión.

A partir de esta información EMTP-RV calcula de forma automática los parámetros correspondientes al modelo de línea seleccionado entregando la matriz triangular inferior de la matriz de impedancia serie ($[Z]$) y admitancia shunt ($[Y]$) del arreglo de conductores. La librería incluye el modelo *pi*, con parámetros distribuidos (CP) que toma en cuenta las reflexiones y la propagación de ondas, modelo FD (CP dependiente de la frecuencia), modelo FDQ (FD para conductores), WB (en el dominio de fase) y permite modelar también el efecto corona.

3.2.2. Sistemas HVDC

El programa permite modelar sistemas tanto punto a punto o *back to back*; monopolares o bipolares; con tecnología LCC o VSC, permite también modelos multiterminal. Dentro de la librería de EMTP-RV existe un modelo de línea HVDC basado en el diseño de la CIGRÉ [35]. La Figura 3.7 muestra el modelo detallado que posee EMTP-RV de un enlace HVDC bipolar punto a punto de 2000 MW en 500 kV, que conecta dos sistemas asíncronos de 50 Hz y 60 Hz en cada extremo. Este caso incorpora un modelado detallado de los convertidores con sus tiristores y sus funciones no lineales, así como también un modelo detallado de su sistema de control y protección tanto para el rectificador, el inversor y el control maestro.

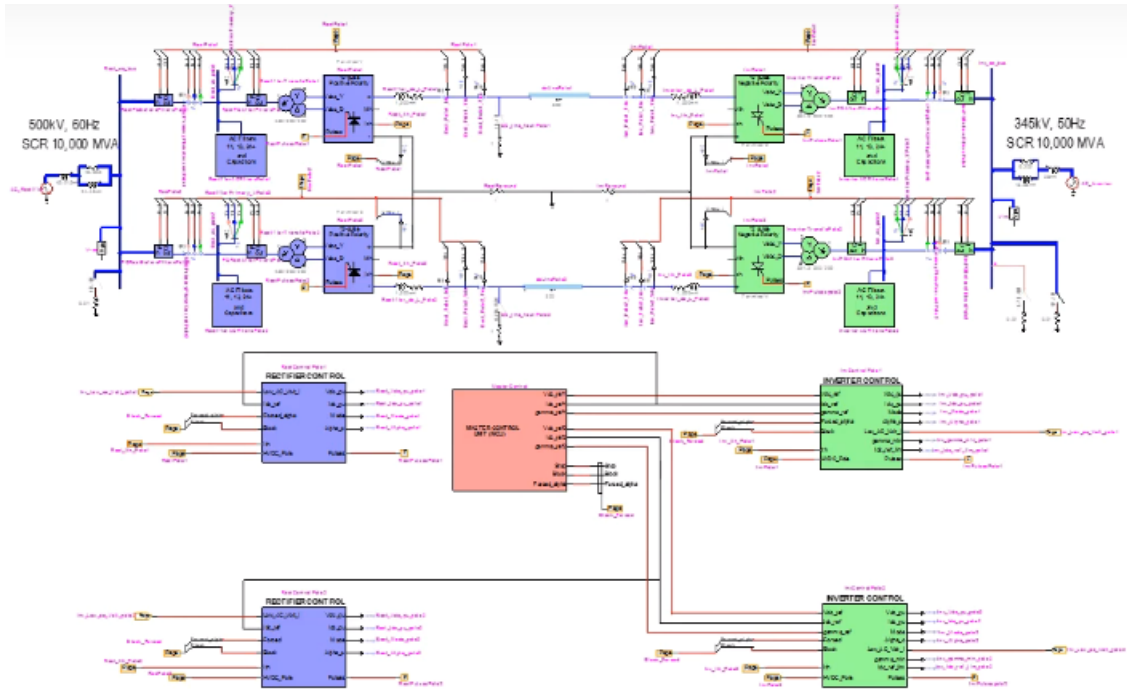


Figura 3.7: Modelo sistema de transmisión HVDC en programa EMTP-RV.

El sistema de control de un enlace HVDC determina sus propiedades de operación todas las variables del sistema al controlar: potencia activa y reactiva, protecciones, fallas, rendimiento, ruido, comunicaciones, entre otras. Su principal función es controlar la tensión y la corriente de las líneas de transmisión, ajustando los ángulos de disparo y de extinción de los tiristores en las estaciones rectificadoras e inversoras. A continuación, se detallan las partes del sistema HVDC y su respectivo sistema de control.

3.2.2.1. Filtros AC

Se compone de la tensión, frecuencia y potencia reactiva nominal, adicionalmente depende de factores de calidad. El filtro absorbe corrientes armónicas generadas por el convertor HVDC y es la principal compensación reactiva de la subestación convertora. El tamaño y número de filtros y bancos de condensadores depende de la banda de compensación, el rango y los niveles de voltaje permitido. Tal como se observa en la Figura 3.8 para este caso se utilizan cuatro ramas, la primera corresponde a una capacitancia (c_{comp}), mientras que las otras dos ramas corresponden al filtro de armónicos de 11vo y 13vo y la última corresponde a un filtro pasa altos para armónicos del 24vo orden en adelante. Todo esto se encuentra conectado mediante un conjunto de interruptores con tal de variar el filtro.

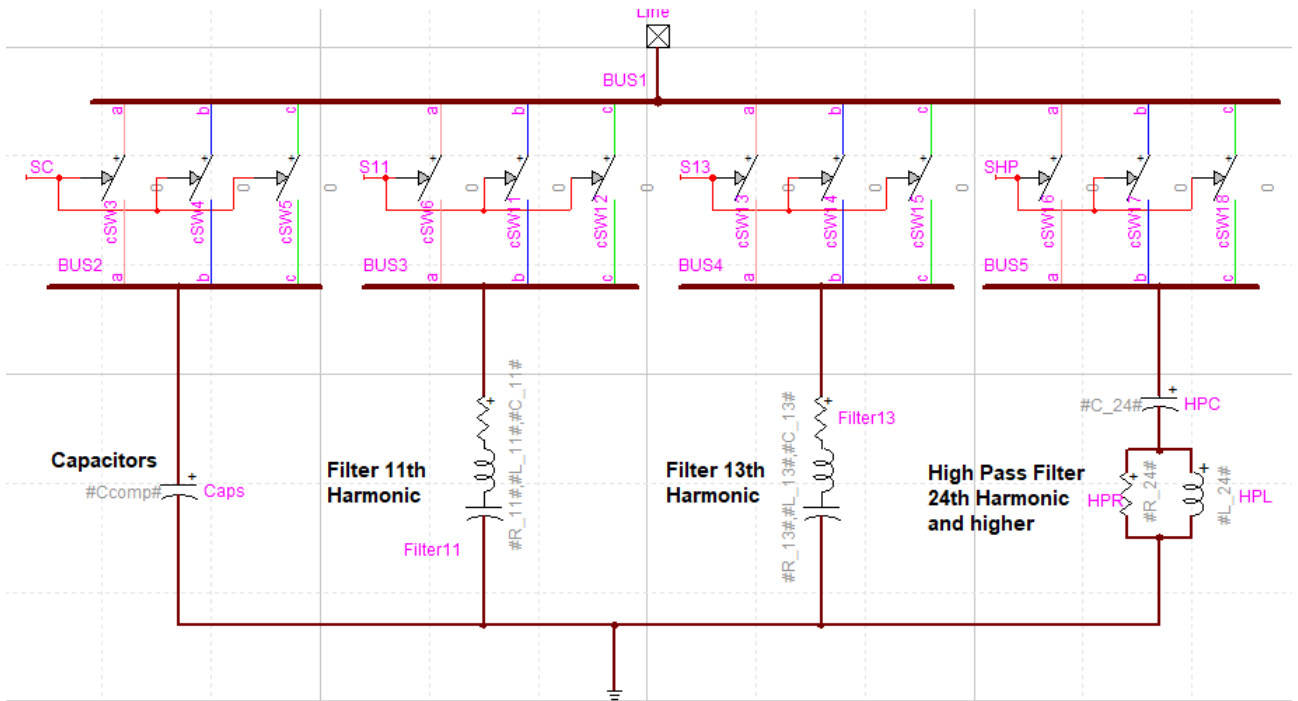


Figura 3.8: Filtro AC utilizado en enlace HVDC.

3.2.2.2. Transformador convertor

Los datos que utiliza el modelo del transformador trifásico de tres devanados son la frecuencia nominal, la tensión RMS línea-línea, potencia nominal, resistencia y reactancia en cada devanado. El transformador trifásico se compone de tres unidades de transformación y cada una posee un modelo compuesto por una unidad de transformador ideal de m-devanados.

La Figura 3.9 muestra el modelo del transformador de tres devanados con tres unidades de transformación en su configuración Yyd.

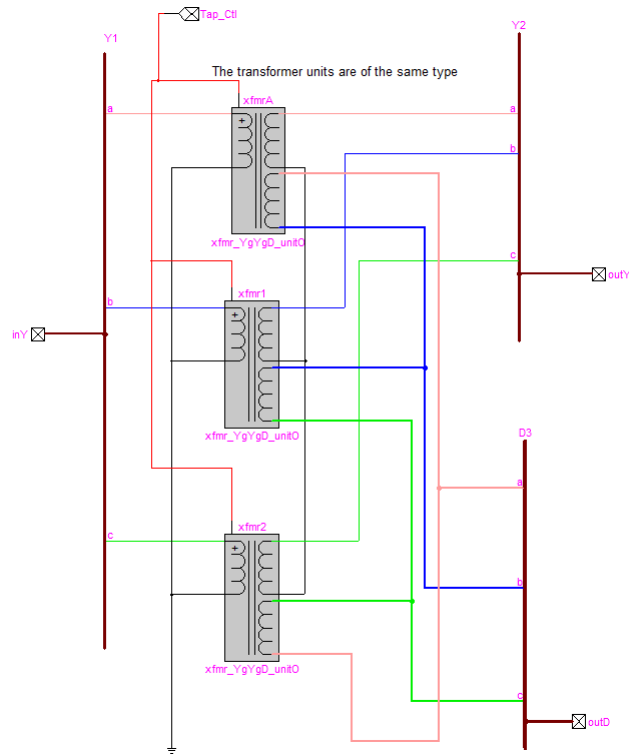


Figura 3.9: Transformador de tres devanados conexión Ynyd disponible en la librería del programa.

La Figura 3.10 muestra el detalle de cada unidad, este dispositivo proporciona una unidad transformadora ideal con m devanados secundarios. Utiliza solo pines monofásicos que se pueden conectar a una señal general. Al ser un modelo ideal no hay pérdidas en los devanados primarios y secundarios. Los voltajes de los devanados se utilizan para calcular la relación de cada devanado en relación con el devanado primario. Los datos de bobinado son el número de bobinados secundarios, tensión del devanado primario, tensión secundaria. Estos datos se utilizan para calcular las relaciones de transformación.

YgYgD transformer unit (round shape)

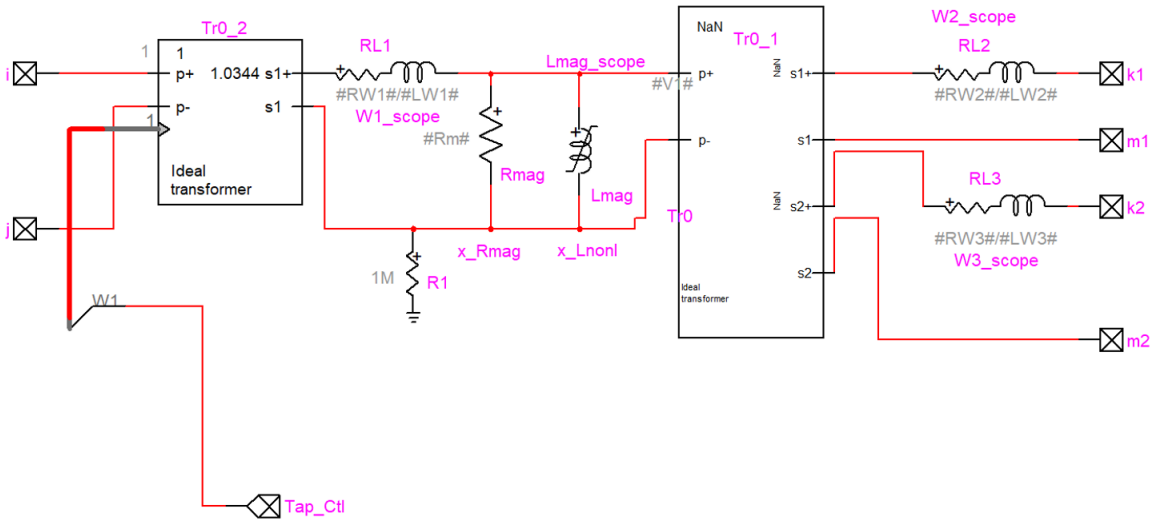


Figura 3.10: Unidad del transformador ideal de m-devanados disponible en la librería del programa.

3.2.2.2.1. Control de tap

Para mantener la operación optimizada del sistema HVDC en un rango de tensión del sistema AC, se proporciona el control de los cambiadores de tap del transformador. El control del cambiador de tap varía el voltaje AC en los terminales del convertidor para obtener un punto de funcionamiento óptimo en estado estable. El propósito principal del cambiador de tap en los transformadores convertidores LCC-HVDC es operar el puente del convertidor cerca del ángulo de disparo / extinción nominal, independientemente del voltaje del lado de AC y de la corriente del lado de DC. Hay dos tipos de cambiador de tomas sin carga (CTSC), donde la relación del transformador se puede cambiar solo cuando el transformador está desenergizado, y cambiador de tomas bajo carga (CTBC) donde el cambio de la posición del tap es posible también cuando el transformador de potencia está transportando carga. El modelo utiliza este último tipo de CTSC.

Tal como muestra la Figura 3.11, el modelo del sistema de control de tap recibe el ángulo Alpha (α) que entrega el controlador del rectificador, este pasa por el regulador de tensión, el cual a su vez entrega los parámetros para el control de tap.

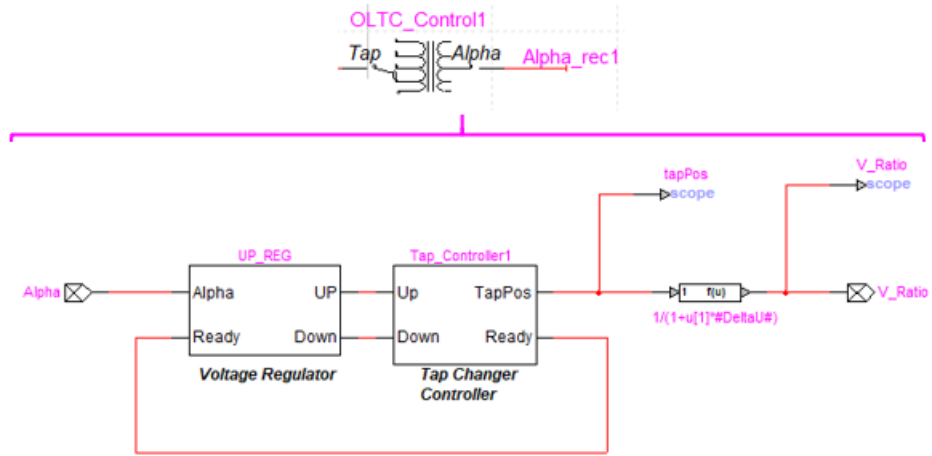


Figura 3.11: Sistema de control de cambio de tap y regulación de tensión.

3.2.2.3. Válvula de tiristores

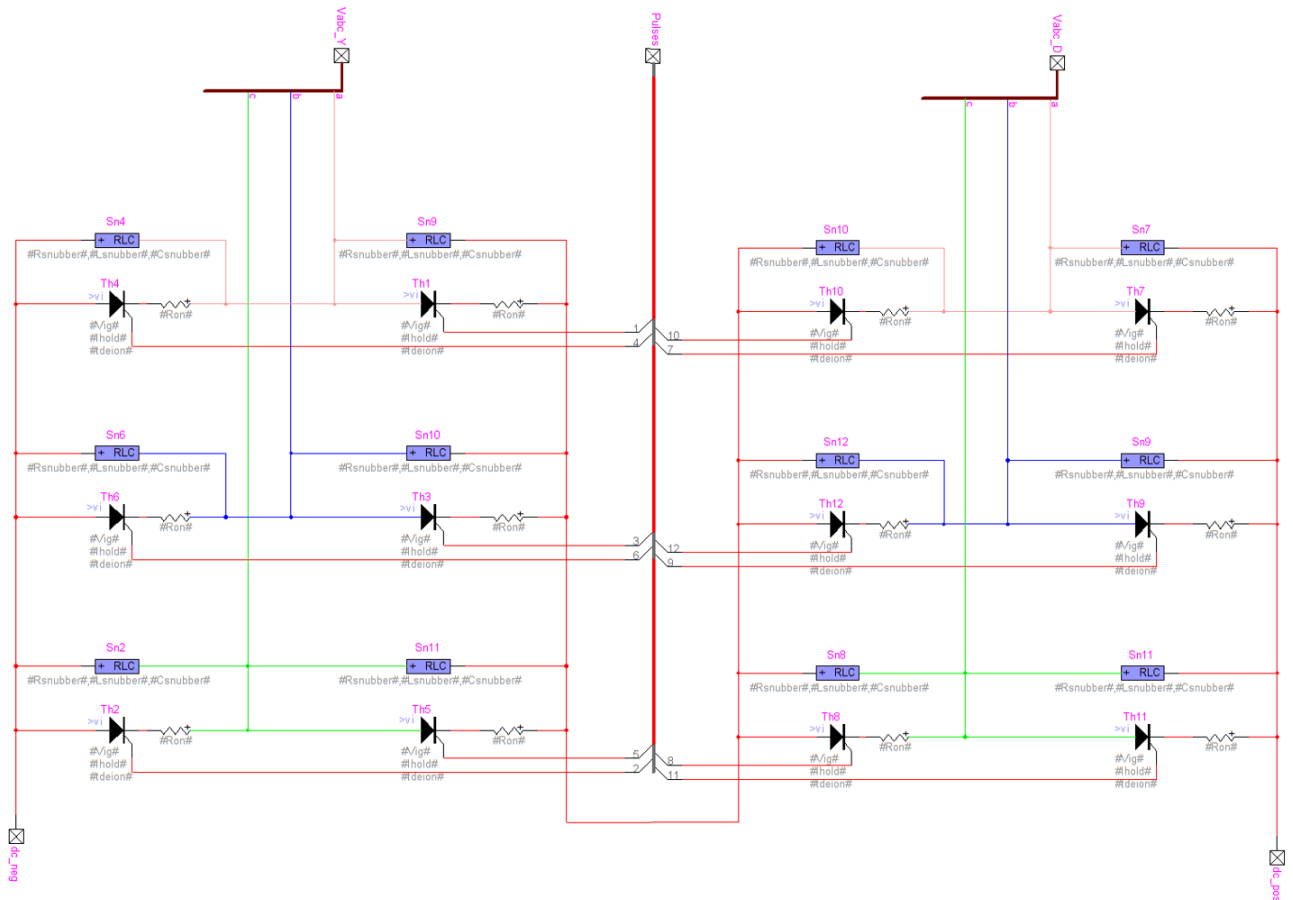


Figura 3.12: Modelo del arreglo de tiristores.

El modelo del tiristor es un dispositivo de tipo interruptor ideal monofásico. Tiene una resistencia cero y una caída de voltaje cero cuando está cerrado y una resistencia infinita cuando está abierto. En la Figura 3.12 se muestra el circuito amortiguador que se basa en tres protecciones: $L_{snubber}$ para protección di/dt , $R_{snubber}, C_{snubber}$ para protección dv/dt y sobretensión.

3.2.2.4. Sistema de control del rectificador

La estructura de un sistema de control convencional posee el control de corriente en el rectificador en un valor de referencia (I_{dc_ref}) mientras que el inversor controla el voltaje o ángulo de extinción² (γ) a partir de un valor de referencia V_{dc_ref} o γ_{min} . Para lograr un nuevo punto de operación cuando la tensión de AC cae en el rectificador, el control convencional de HVDC introduce un control de corriente marginal en el inversor. La configuración de corriente DC determinada por el controlador de potencia se reduce por el *margen de corriente*. El inversor también puede tener un control de voltaje de DC. Los tres modos de control en el inversor no actúan al mismo tiempo. En otras palabras, solo se activa el ángulo de extinción o solo la corriente marginal o solo el control de voltaje de DC, pero nunca juntos [22].

El inversor utiliza una función de selección máxima para determinar el modo de operación. Un límite de orden de corriente dependiente de voltaje (VDCOL) en el inversor y el rectificador prescribe la corriente DC durante fallas y recuperaciones. La característica de estado estacionario del control HVDC convencional se muestra en la Figura 3.16, donde el punto de operación viene dado por la intersección de las líneas de consigna de la corriente DC del rectificador (incluida la línea DC) y los controladores de voltaje DC del inversor. El punto de operación (OP) se elige intencionalmente como el punto de cruce entre el voltaje DC y los modos de control del ángulo de extinción del inversor.

El control HVDC convencional tiene las características de un control de potencia lento, un control de estación del inversor no coordinado y la limitación de la velocidad de recuperación de fallas. Además, para el SCR del extremo del inversor bajo, es preferible utilizar el control de voltaje DC en el inversor y la corriente DC en el rectificador. La Figura 3.16 (b) es una expansión de la Figura 3.16 (a) donde las líneas horizontales y verticales a través del punto de operación representan el voltaje DC y las líneas de consigna de corriente DC. Las líneas de consigna de voltaje y corriente pueden interpretarse como ejes de coordenadas que forman los cuadrantes I, II, III y IV como se muestra en la Figura 6.8 (b).

Cuando el voltaje AC aumenta en el rectificador, el voltaje y la corriente DC también aumentan. Esto significa que los valores reales se mueven al cuadrante I. De manera similar, cuando el ángulo de control del rectificador disminuye, el voltaje y la corriente DC también aumentan. Cuando el voltaje AC en el inversor disminuye, el voltaje DC disminuye y la corriente DC aumenta los valores reales se mueven al cuadrante IV. Lo mismo sucede cuando el ángulo de control del inversor disminuye. Se puede ver que cada cambio en la estación rectificadora aleja los valores medidos de OP a los cuadrantes I o III y un cambio en la estación inversora mueve los valores medidos a los cuadrantes II o IV. Por ello se puede

² Tiempo desde el instante en que la corriente de la válvula llega a cero hasta que el voltaje fase-fase es cero es definido como ángulo de extinción

concluir que desviaciones del punto de operación dentro de ambas estaciones (control de corriente en el rectificador o control de voltaje en el inversor) reaccionarán al cambio.

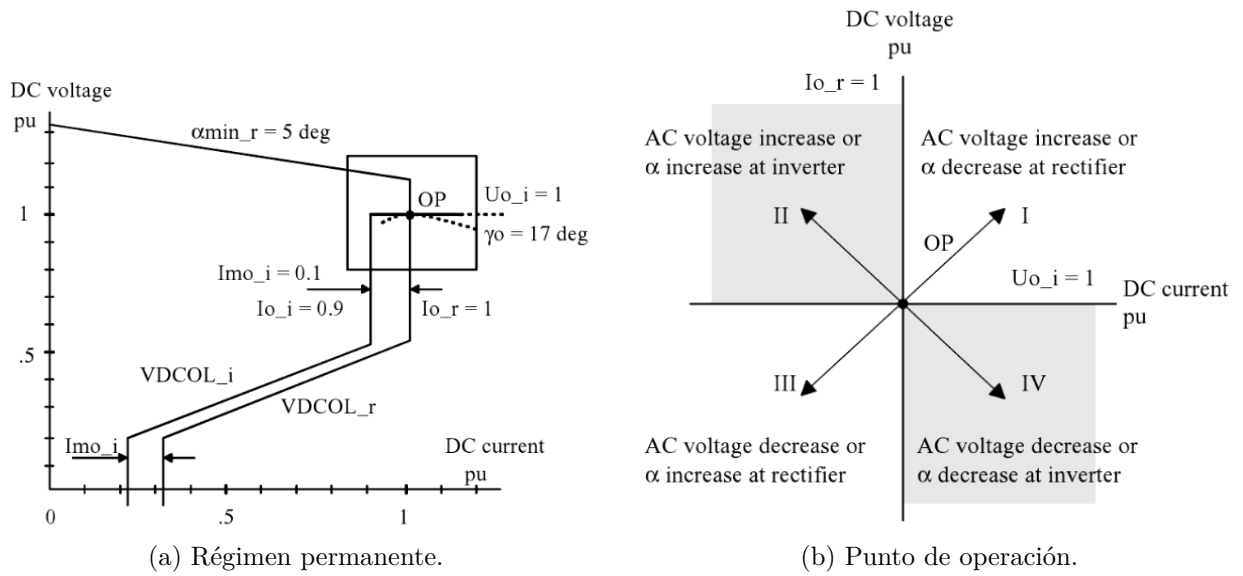


Figura 3.13: Características del control convencional de un sistema HVDC.

El modelo en EMTD del sistema de control del rectificador se compone de 4 bloques principales tal como muestra la Figura 3.14.

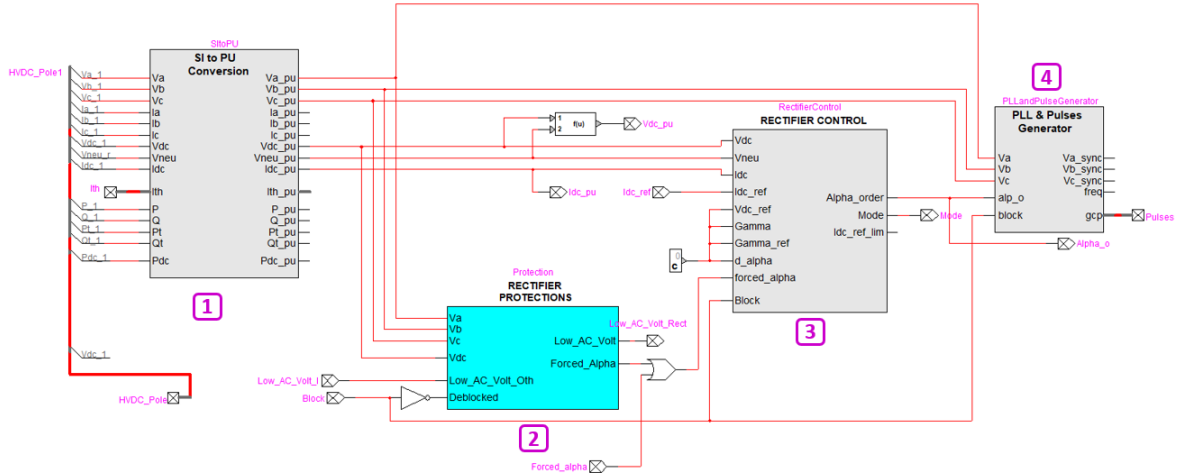


Figura 3.14: Modelo sistema de control rectificador.

3.2.2.4.1. Transformación unidades físicas a p.u.

El primer bloque corresponde al convertor de unidades físicas a p.u. el cual recibe la tensión y corriente trifásica del lado AC, tensión y corriente en el lado DC y la barra neutro. Recibe además la corriente equivalente del arreglo de válvulas (I_{th}), Potencia activa y reactiva antes y después de los filtros AC y la potencia del lado DC. Con ello entrega los mismos parámetros pero transformados a p.u.

3.2.2.4.2. Protecciones del rectificador

El segundo bloque corresponde a las protecciones en el rectificador. Al igual que en los sistemas AC, las fallas en un sistema DC son causadas por (i) el mal funcionamiento de los equipos y controladores y (ii) la falla del aislamiento causado por fuentes externas como rayos, contaminación, etc. Las fallas deben detectarse y el sistema debe protegerse mediante acciones de conmutación y control de manera que se minimice la interrupción en la transmisión de potencia. Además de interrumpir el funcionamiento normal, las diversas fallas que pueden ocurrir también causan el estrés del equipo debido a sobrecorrientes y sobretensiones. En una estación convertidora, las válvulas son el equipo más crítico que debe protegerse contra el daño causado por el aumento de la temperatura de unión de los tiristores, que es causado por pérdidas excesivas en el dispositivo y la sensibilidad a sobretensiones.

Tal como muestra la Figura 3.15 este posee dos funciones internas, una encargada del lado AC (LOW_AC_Volt) y otro del lado DC (DC_FAULT_PROT). La primera función es un sistema de control de detección de bajo voltaje del lado AC (LACVD³). Este bloque detecta fallas AC y desactiva la protección de falla DC que no debería detectar en ese lado incluso si la tensión de la línea DC baja, ya que la caída se debe a una falla AC, este bloque recibe la tensión de las tres fases del lado AC en p.u. que entrega el bloque de conversión, con el que obtiene la diferencia del valor máximo y mínimo entre estas, filtra la señal resultante y compara con un valor de referencia $Ref_1 = 0.7$ (Detección de referencia de bajo voltaje). La segunda función a su vez es un sistema de control de protección en caso de falla en el lado DC (Dc Fault Protection) cuyo objetivo es detectar y forzar el ángulo de retardo en la región del inversor para extinguir la corriente de falla, este bloque utiliza también un valor de referencia $Ref_2 = 0.5$.

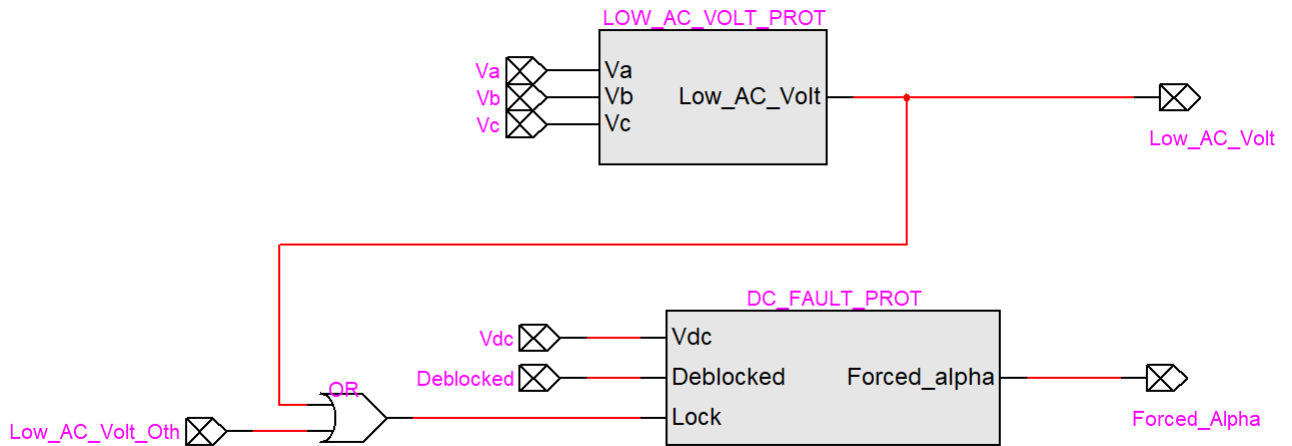


Figura 3.15: Sistema de control en protecciones del rectificador.

3.2.2.4.3. Controlador rectificador

El tercer bloque entrega el controlador del rectificador en sí, el cual se compone de por:

³ Por su nombre en inglés *Low AC Voltage Detection*

- **Limitador de la corriente de orden o de referencia**

Mejor conocido como VDCOL por sus siglas en inglés *Voltage Dependent Current Order Limiter*. Por lo general los sistemas de control de corriente incluyen un limitador de la corriente de orden o de referencia, cuyo principal objetivo es reducir la corriente de referencia del rectificador cuando la tensión DC presenta un valor muy bajo. El propósito de esta función es evitar la inestabilidad en el voltaje AC, que puede ocurrir cuando se fuerza una corriente alta una red AC poco robusta. Además, se utiliza para lograr una recuperación controlada sin fallas de conmutación. Para ayudar al sistema AC a recuperarse de las fallas, la potencia reactiva consumida por los convertidores a menudo debe ser limitada, el VDCOL se encarga de ello reduciendo la corriente DC transmitida a bajo voltaje DC.

- **Control de Alpha (α):** El rectificador mantiene la corriente constante variando el ángulo de disparo (α), el cual no puede ser menor que un valor mínimo (α_{min}). Mientras que el control de sistema de disparos debe generar pulsos de disparo para todas las válvulas con orden y fase correctos, dentro del intervalo $[\alpha_{min}, \alpha_{max}]$, es por ello que existe un controlador para el ángulo α que recibe el ángulo de retardo forzado, d_alpha y entrega los límites de este.
- **Bloques de error:** El sistema posee tres bloques de medición de error para la tensión DC, la corriente DC y el ángulo de extinción γ , los cuales reciben sus valores de referencia respectivos, el valor actual y la salida del control VDCOL que corresponde a la corriente reducida.
- **Bloques de regulación:** El controlador posee tres bloques de regulación, para controlar la tensión, la corriente y el ángulo de extinción γ . Tal como muestra la Figura 3.16, cada bloque consiste en un controlador PI y se compone de una función de linealización de la ganancia K_p y un integrador limitado.

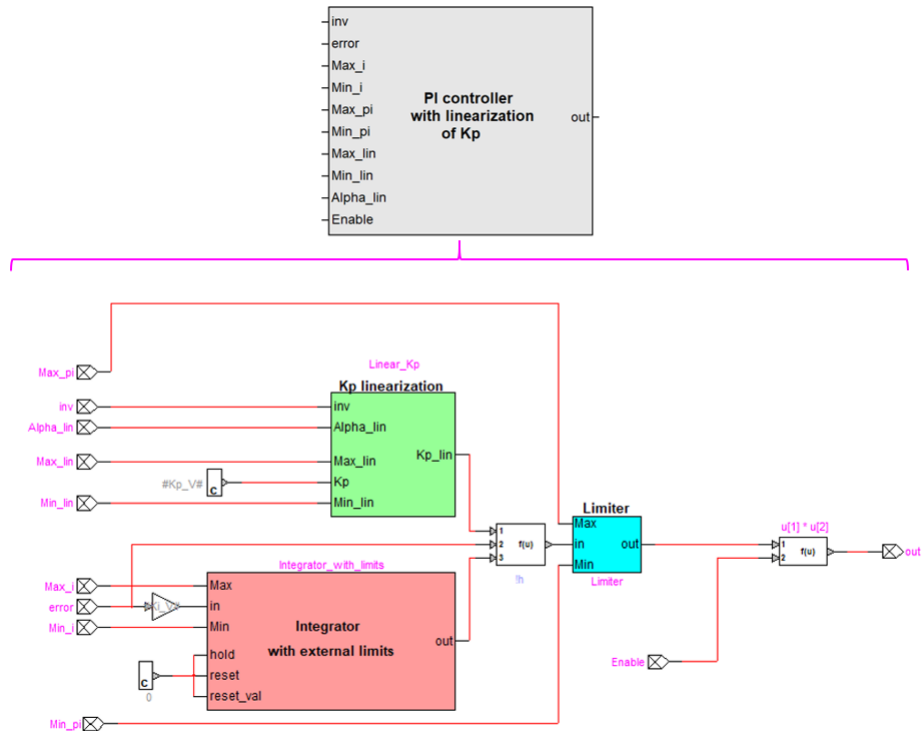


Figura 3.16: Sistema de control en protecciones del rectificador.

■ Controlador modo de operación de los reguladores

Tal como indica su nombre, el bloque recibe la señal de cada regulador y define el modo de operación del rectificador, este puede ser:

1. Bloqueo
2. Control de corriente
3. Control de tensión
4. Limite de α mínimo
5. Limite de α máximo
6. Ángulo α forzado
7. Control del ángulo γ

3.2.2.4.4. Lazo de seguimiento de fase y generador de pulsos

La función principal de un lazo de seguimiento de fase (PLL⁴) en el sistema HVDC es dar una señal de referencia para el controlador del rectificador, tal que se sincronice con el voltaje de conmutación AC. A medida que cambian las condiciones de operación en el sistema AC, se moverá el cruce por cero de los voltajes AC. Un tiristor solo puede dispararse cuando está polarizado positivamente, y en modo de inversión debe dispararse lo suficientemente temprano como para permitir la recuperación inversa para una magnitud de voltaje AC dada. Por lo tanto, se requiere información precisa sobre la posición del voltaje AC para el control de encendido del convertidor.

⁴ por su nombre en inglés Phase Locked Loop

El primer sistema HVDC utilizaba la detección de cruce por cero en los voltajes AC para la sincronización de disparo pero esta sincronización era vulnerable a producir inestabilidad. La Figura 3.17 muestra el sistema de control del PLL que se utiliza en el modelo.

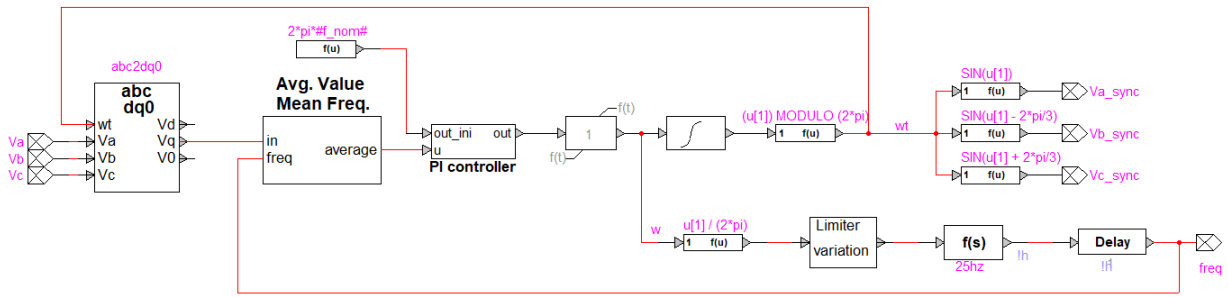


Figura 3.17: Sistema de control PLL en modelo.

El primer bloque de dicho sistema utiliza la transformada de Park, convirtiendo las componentes "a,b,c" del sistema trifásico AC a otro sistema de referencia d,q,θ giratorio tal que se reduce el número de variables del sistema pasando de 3 variables trifásicas a 2 variables dq ⁵. El PLL rastrea la secuencia positiva de voltaje AC trifásico para derivar la señal de referencia del ángulo de fase. Incluye tres segmentos:

- Transformador de fase 3/2 (ABC a α);
- Controlador, que garantiza el seguimiento;
- Oscilador controlado por voltaje (VCO), que convierte la frecuencia en un ángulo de posición (un integrador reiniciable que genera una forma de onda de diente de sierra).

3.2.2.5. Control Maestro

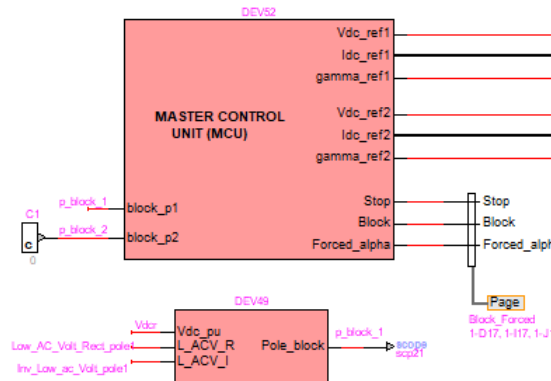


Figura 3.18: Sistema de control maestro en modelo.

La Figura 3.18 muestra el control maestro, este se encarga de supervisar el control del bipolo en su totalidad incluyendo funciones de control de frecuencia, modulación de potencia,

⁵ La componente θ es ficticia.

control del voltaje y de la potencia reactiva. Por otra parte, también debe supervisar el funcionamiento bipolar y monopolar del sistema, de los aumentos de corrientes transitorias ocurridas ante la salida de un polo, del balance de corriente de los polos y de la comunicación del orden de potencia/corriente a las estaciones de conversión.

3.2.2.6. Sistema de control del inversor

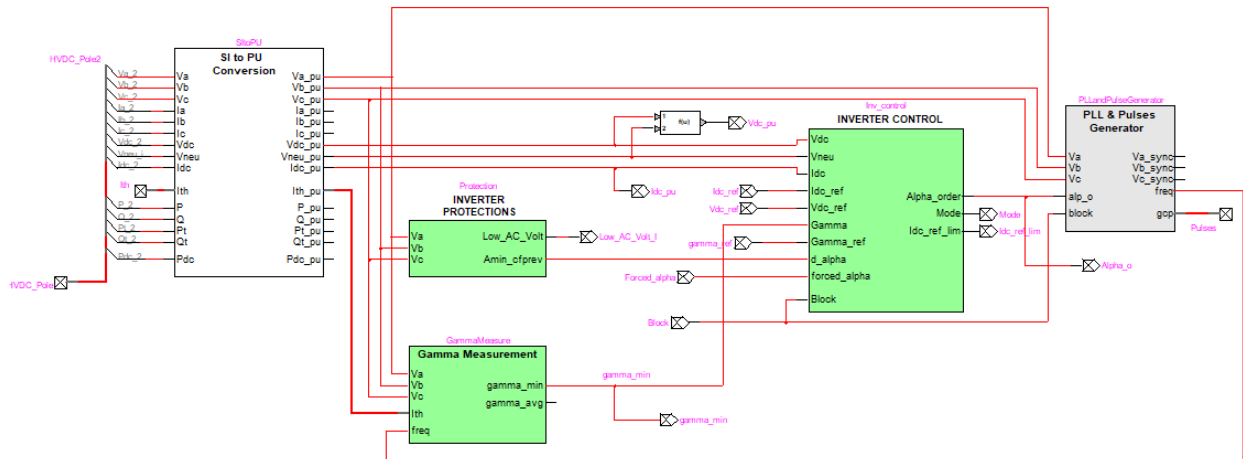


Figura 3.19: Sistema de control del inversor en modelo.

En la Figura 3.19 se muestra el sistema de control del inversor. Este control es encargado de controlar el ángulo α de disparo de los tiristores y las protecciones del rectificador en la subestación HVDC tal que de esta manera se nivele la tensión y corriente para que alcance los valores deseados.

Capítulo 4

Metodología

La Figura 4.1 muestra el esquema de la metodología a utilizar a lo largo del trabajo, obteniendo finalmente la validación del modelo a partir de los resultados obtenidos para cada escenario a considerar para el análisis.

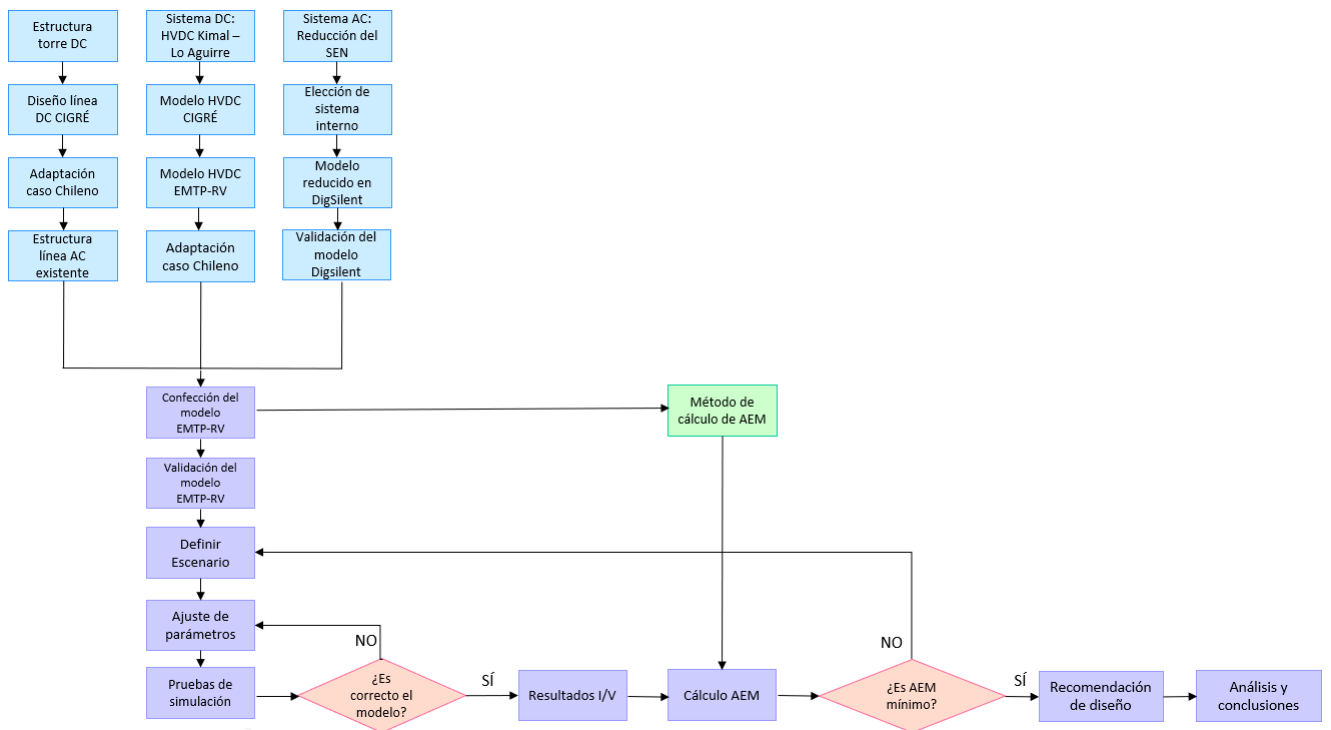


Figura 4.1: Diagrama de flujo de la metodología empleada^a

^a AEM: Acoplamiento Electromagnético.

4.1. Caso de estudio

4.1.1. Caso Chileno modelo HVDC

El caso de estudio consiste en la interconexión eléctrica mediante la construcción de una línea de transmisión HVDC en 600 kV, entre la S/E Kimal y la S/E Lo Aguirre. Este proyecto contempla además la construcción de cuatro subestaciones convertoras HVAC/HVDC, dos en cada subestación anteriormente descritas. La longitud aproximada de la línea es de 1.500 km, con una línea de transmisión Bipolo de capacidad de al menos 2.000 MW por polo.

La conexión de la línea HVDC en la S/E Kimal se realizaría en el patio de 220 kV, para evitar el uso de los transformadores 500/220 kV y reducir la impedancia hacia la línea HVDC. En la S/E Lo Aguirre, la tensión de conexión de la estación convertora DC/AC será en 500 kV [9], con el objetivo de distribuir la energía al resto del sistema 500 kV de la zona norte y sur del país.

La Figura 4.2 presenta un esquema referencial para la conexión de la Nueva Línea HVDC entre las S/E Kimal y S/E Lo Aguirre, mientras que la Tabla 4.1 entrega un resumen de las características del caso Chileno.

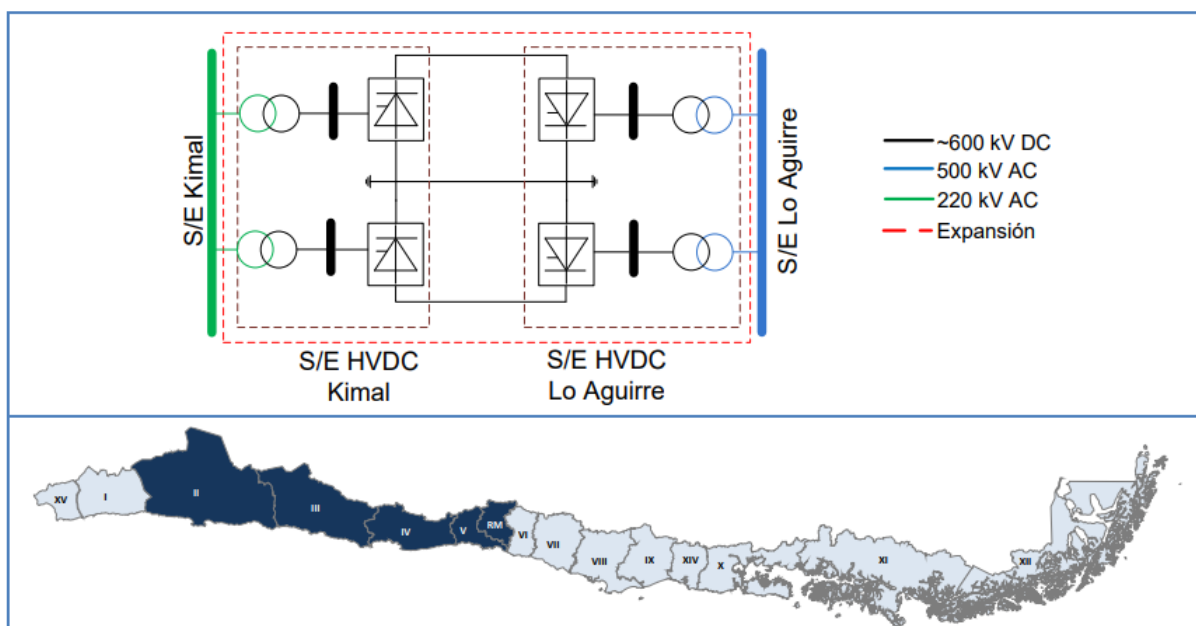


Figura 4.2: Diagrama referencial de la Nueva Línea HVDC entre S/E Kimal y S/E Lo Aguirre [9].

Tabla 4.1: Características generales de enlace HVDC Chile.

Ubicación	SE Kimal 220 kV - SE S. Lo Aguirre 500 kV, Chile
Tipo de sistema	HVDC Bipolar LCC con doble DMR
Potencia por polo [MW]	Al menos 2000
Nivel de tensión [kV]	Al menos ± 600
Distancia [km]	~ 1500
Fecha EO [año]	2030

A partir de dicha información se adapta el modelo CIGRÉ HVDC bipolar que posee EMTP- RV[17]. Como se describió en el Capítulo 3, dicho modelo incorpora los elementos que componen este tipo de sistemas como lo son los transformadores, reactor de alisamiento, filtros armónicos DC y AC, pero su retorno es a través de electrodo a tierra por lo que se adapta a un sistema con doble retorno metálico dedicado tal como se observa en la Figura 4.3. Además el modelo HVDC incluye una línea de transmisión configurada para 1500 Km, la cual debe ser dividida en dos bloques para realizar el paralelismo.

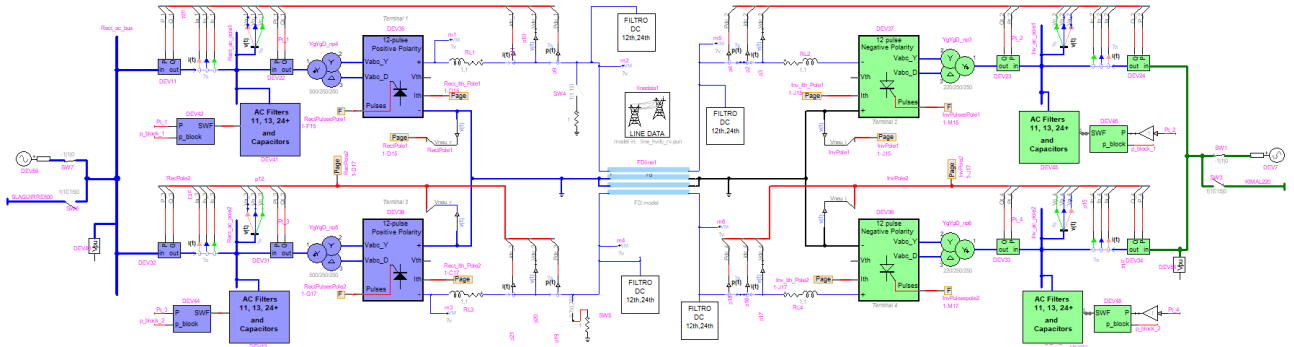


Figura 4.3: Modelo HVDC adaptado caso Chileno.

El sistema de control presente en el modelo HVDC (Figura 4.4) cumple con la configuración jerárquica ya que el control maestro comunica los controles de cada uno de los polos. El sistema de control está diseñado para controlar y monitorear las variables del sistema HVDC, por lo que controla el ángulo de disparo de los tiristores y los mantiene en el rango óptimo, de esta manera, controla la tensión y corriente CC como también la potencia.

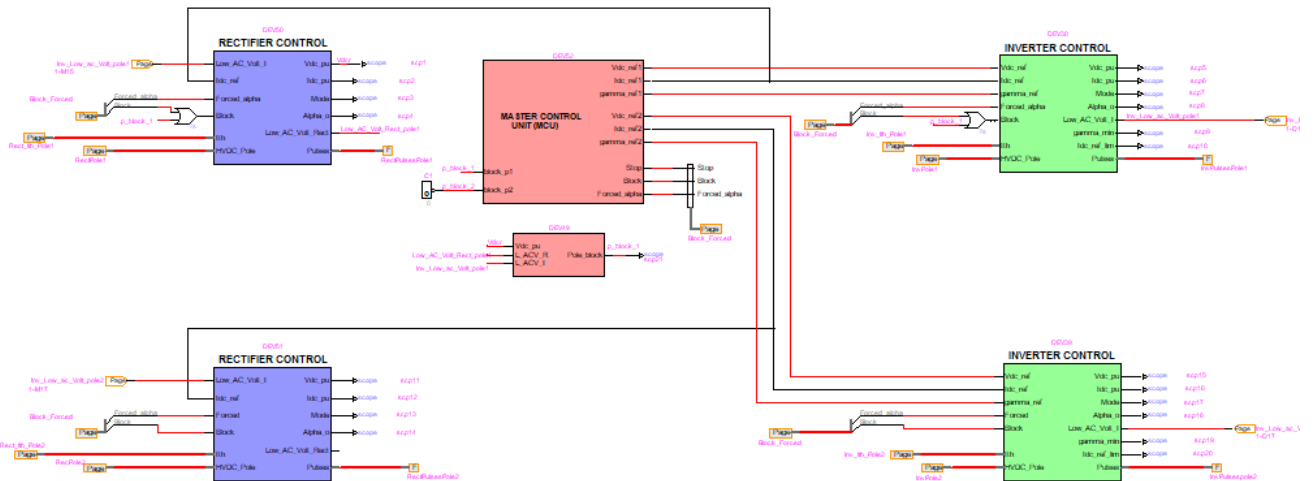


Figura 4.4: Modelo sistema de control HVDC.

4.1.1.1. Diseño torre DC y disposición de conductores

En el diseño mecánico se define la concepción de la silueta de la torre, configuración de la parte superior de la torre y alturas. A partir de lo anteriormente mencionado en el capítulo

3 se obtienen las dimensiones generales de una torre HVDC tomando un caso base de una torre de tipo anclaje.

Dado que la línea posee retorno metálico, se replica el tipo de torre de la línea HVDC ± 800 kV Champa –Kuruksheeta la cual posee doble retorno metálico dedicado [40] variando las distancias asociadas. Como el nivel de tensión es distinto, se utilizan los parámetros y distancias establecidas por la CIGRÉ [17] para un nivel de tensión de ± 600 kV, es decir, con ello se obtienen los datos de la Tabla 4.2. Finalmente se obtiene el modelo de torre HVDC y la disposición de los conductores (polos y retorno metálico) para el caso Chileno. Se considera además que el tipo de conductor escogido para los polos corresponde a ACSR Bittern (3 conductores por polo), esto a partir del uso de este tipo de conductores en otros proyectos de líneas HVDC ante dicho nivel de tensión [13], mientras que para el retorno metálico se asume el mismo tipo que en el caso de la línea HVDC ± 800 kV Champa –Kuruksheeta, ACSR Lapwing de dos conductores por DMR.

A su vez, se utiliza la estructura de una torre AC representativa de 500 kV para identificar la disposición de los conductores en cada fase y su servidumbre. A partir de esto la disposición de los conductores de ambas tecnologías generando su corredor híbrido se muestra en la Figura 4.5, mientras que los datos de ambas líneas se encuentran establecidos en la Tabla 4.2.

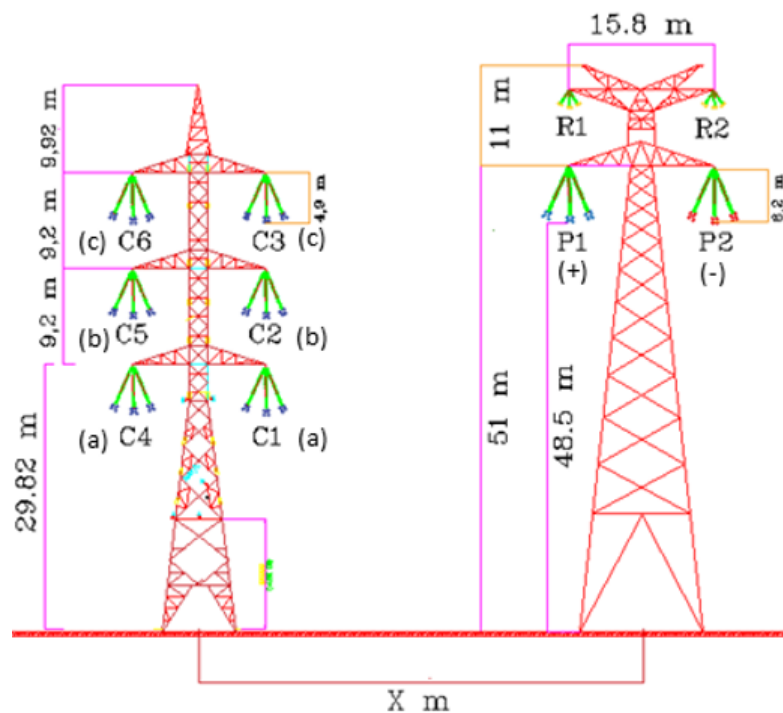


Figura 4.5: Disposición de conductores de línea de transmisión ante paralelismo, Caso Chileno.

Tabla 4.2: Datos de conductores en corredor híbrido caso base.

Estructura HVDC	
Servidumbre [m]	60.5
Polos	
Configuración	3 conductores por polo, ACSR Bittern
Diámetro [mm]	34.2
Resistencia DC por conductor (20°C) [Ω /km]	0.044
Resistencia DC por polo (20°C) [Ω /km]	0.0146
Distancia entre polos [m]	15.8
Altura a nivel del suelo [m]	44.8
Largo cadena de aisladores [m]	6.2
DMR	
Configuración	2 conductores por DMR, ACSR Lapwing
Diámetro [mm]	38.2
Resistencia DC por conductor (20°C) [Ω /km]	0.036
Resistencia DC por polo (20°C) [Ω /km]	0.018
Distancia entre polos [m]	15.8
Altura a nivel del suelo [m]	51
Largo cadena de aisladores [m]	3
Estructura HVAC	
Servidumbre mínima [m]	36.5
Configuración	Doble circuito; 4 conductores por fase, AAC Verbena
Diámetro [mm]	24.45
Resistencia DC por conductor (20°C) [Ω /km]	0.081
Resistencia DC por fase (20°C) [Ω /km]	0.0202
Distancia mínima entre circuitos [m]	17.5
Altura a nivel del suelo por fase [m]	29.82/39.02/48.22
Largo cadena de aisladores [m]	4.9

A partir de ello se adapta el modelo de la línea AC Kimal 500 kV - Los Changos 500 kV junto con línea DC Kimal 220 kV - S. Lo Aguirre 500 kV en el programa EMTP-RV tal que ambas líneas coexistan en un corredor híbrido de 100 km de largo a partir de la disposición de sus conductores para el caso de paralelismo.

4.1.1.1.1. Modelo de línea en EMTP-RV

En general, los efectos de acoplamiento dependen de la frecuencia ya que ante descargas de arco eléctrico y las sobretensiones transitorias rápidas se producen efectos graves en los circuitos vecinos. Estas situaciones generalmente se tratan considerando ecuaciones de propagación de ondas, que se resuelven mediante técnicas de análisis modal. Sin embargo, para frecuencias de potencia estándar (50-60 Hz) y sus armónicos, las complicaciones derivadas de la implementación del análisis modal pueden evitarse si la longitud de interacción entre ambas líneas es pequeña [6]. Adicionalmente, en tales casos, el acoplamiento electromagnético se puede dividir fácilmente en acoplamientos eléctricos y magnéticos, lo que facilita el análisis y proporciona una comprensión física más simple del tema.

Siempre que la longitud del corredor siga siendo mucho menor que la mayor longitud de

onda en operación ($\Lambda/4$), las aproximaciones cuasiestacionarias pueden ser utilizadas para analizar los fenómenos de acoplamiento entre ambas líneas de transmisión. Esto ocurre cuando $l \ll c/4f$. Siendo l el largo del corredor, f la frecuencia de operación y c la velocidad de la luz en el vacío. Tal enfoque no solo produce resultados precisos sino que también evita la complejidad intrínseca del análisis modal [6].

En términos del caso de estudio, el corredor híbrido posee un largo de 100 km, siendo mucho menor que $c/f = 1500$ km. Con ello, se utiliza un modelo de parámetros constantes distribuidos (CP) en el que los parámetros de la línea se calculan a una frecuencia dada y es por eso que se etiqueta como una línea independiente de la frecuencia.

Como anteriormente se definió la disposición geométrica de los conductores de ambas líneas, estos son entregados al *Line Data* con tal de obtener las matrices de capacitancia [C] y de inductancia [L] del corredor híbrido. La Figura 4.6 muestra el ingreso de datos en el programa EMTP-RV para el corredor híbrido a partir de una línea CP de 100 km.

The screenshot shows the EMTP-RV software interface for defining a tower and its conductors. The 'Tower Characteristics' section includes a dropdown for 'Structure' (Lattice 45m - 3L8), a dropdown for 'Footprint' (1 Pillar), a text input for 'Radius' (1.000 m), and a text input for 'Number of conductors' (14). A central diagram shows a lattice tower with 14 conductors labeled P1 through P14. The 'Conductors Characteristics' table below lists the following data:

Type	Index	Conductor ID	Horizontal Distance [m]	Vertical Distance [m]	Insulating chain length [m]	Conductor Height above ground [m]
Phase	P1	Southwire Bittern ACSR	-16.285	44.800	6.200	38.600
Phase	P2	Southwire Bittern ACSR	-32.085	44.800	6.200	38.600
Phase	P3	Southwire Lapwing ACSR	-16.285	60.800	3.000	57.800
Phase	P4	Southwire Lapwing ACSR	-32.085	60.800	3.000	57.800
Phase	P5	Southwire Verbena AAC	16.285	23.500	5.500	18.000
Phase	P6	Southwire Verbena AAC	16.285	34.000	5.500	28.500

Figura 4.6: Modelo en EMTP-RV de líneas AC/DC en corredor híbrido.

4.1.1.2. Sistema AC

En este trabajo se ha modelado el Sistema eléctrico Nacional (SEN) hacia el año 2030 que es el horizonte de este estudio, ya que la línea HVDC se encuentra contemplada para entrar en operación en dicho año. Para realizar el modelado se utilizó la base de datos de DigSilent PF de la Comisión Nacional de Energía (CNE) del año 2019 [10], la cual considera como condición existente o inicial la base de datos de corto plazo del Coordinador Eléctrico Nacional. El uso de la proyección de la base de datos de la CNE permite evaluar el escenario más representativo a la fecha de puesta en servicio del enlace HVDC.

La base de datos de la CNE se crea para el proceso de planificación de la transmisión [10], que considera, al menos, un horizonte de veinte años. Dicho proceso abarca las obras de expansión necesarias del Sistema de Transmisión Nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda, esto incluye el año 2030 donde se incorporaría la línea de transmisión HVDC.

La Base contempla además la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) que desarrolla el Ministerio de Energía, la que actualmente se encuentra contenida en el Decreto Exento N° 92, de 09 de marzo de 2018, que aprobó la PELP para el periodo 2018 – 2022, este informe de actualización considera además lo dispuesto en el plan de descarbonización “Energía Zero Carbón” en junio de 2019.

4.1.1.2.1. Reducción dinámica/estática del sistema

Como el SEN es un sistema altamente interconectado y complejo, se realiza una reducción estática/dinámica con el propósito de incluir su equivalente en el punto de conexión común en los extremos del modelo HVDC y así simular el paralelismo entre ambas líneas manteniendo las características dinámicas del sistema completo. La reducción dinámica del SEN se realiza bajo el enfoque de la coherencia, la cual como se mencionó anteriormente consta de tres etapas: Identificación de generadores coherentes, agregación dinámica de generadores y reducción estática de la red. Como se identificó en el capítulo anterior, se debe definir un sistema interno, el cual se mantendrá con sus parámetros y características originales por lo que entregará la respuesta dinámica, y un sistema externo, en el cual se realizará la reducción estática. Con el propósito de realizar un sistema equivalente con una respuesta en el tiempo aproximada a la respuesta del sistema original, el sistema interno contará de las barras de 500 kV entre Kimal hasta Lo Aguirre, incluyendo la barra de Kimal 220 kV, que es el punto e interconexión del sistema HVDC.

Para la primera etapa, identificación de generadores coherentes se consideran como generadores coherentes entre sí a todas las unidades pertenecientes a una misma central generadora. Además, a modo de simplificación del modelo, se consideran sólo las centrales que aportan en la respuesta dinámica del sistema, es decir, los generadores síncronos. En complemento a ello se considera un escenario de Descarbonización siguiendo el Informe de Actualización de Antecedentes 2019 [30] del Ministerio de Energía por lo que se descartan las 8 centrales termoeléctricas a carbón incluidas en el anuncio denominado “Primera Fase de Carbonización para retiro y desconexión”.

A modo de simplificar el sistema a reducir, se incorporarán sólo los generadores con mayor potencia nominal del lado de Kimal 220 kV para simular la respuesta inercial de dichas máquinas en el sistema. Se reducirán también los generadores del lado de Lo Aguirre ya que se toma como supuesto que el sistema en dicho extremo se encuentra lo suficientemente enmallado y robusto, no así el sistema en el extremo de Kimal, lo que correspondería a estudiar el peor escenario.

A partir de ello, y considerando el plan de descarbonización al año 2030, se mantienen las máquinas síncronas de la tabla 4.3 en el sistema interno.

Tabla 4.3: Máquinas síncronas pertenecientes al sistema interno.

Central	Potencia nominal [MW]	Barra de conexión	Central
IEM	374.40	TEN 220 kV	C1
Central Andina	165.04	Chacaya 220 kV	C2
Central Hornitos	165.04	Chacaya 220 kV	C2
Central Mejillones 2	167.70	Chacaya 220 kV	C2
Central Mejillones 3	150.02	Chacaya 220 kV	C2
Central Mejillones 1	157.25	Chacaya 220 kV	C2
Central Kelar TV	180,500	Kelar 220 kV	C3
Central Kelar TG1	191.25	Kelar 220 kV	C3
Central Kelar TG2	191.25	Kelar 220 kV	C3
Total	1742.46		

Finalmente, la Figura 4.7 muestra el sistema interno total y, de forma simplificada, sus equivalentes de tensión producto de la reducción estática. Cabe destacar que al ser un sistema enmallado, las fuentes de tensión equivalentes e impedancias comunes resultantes son múltiples e interconectadas con el sistema interno, los valores se encuentran en forma detallada en el Anexo.

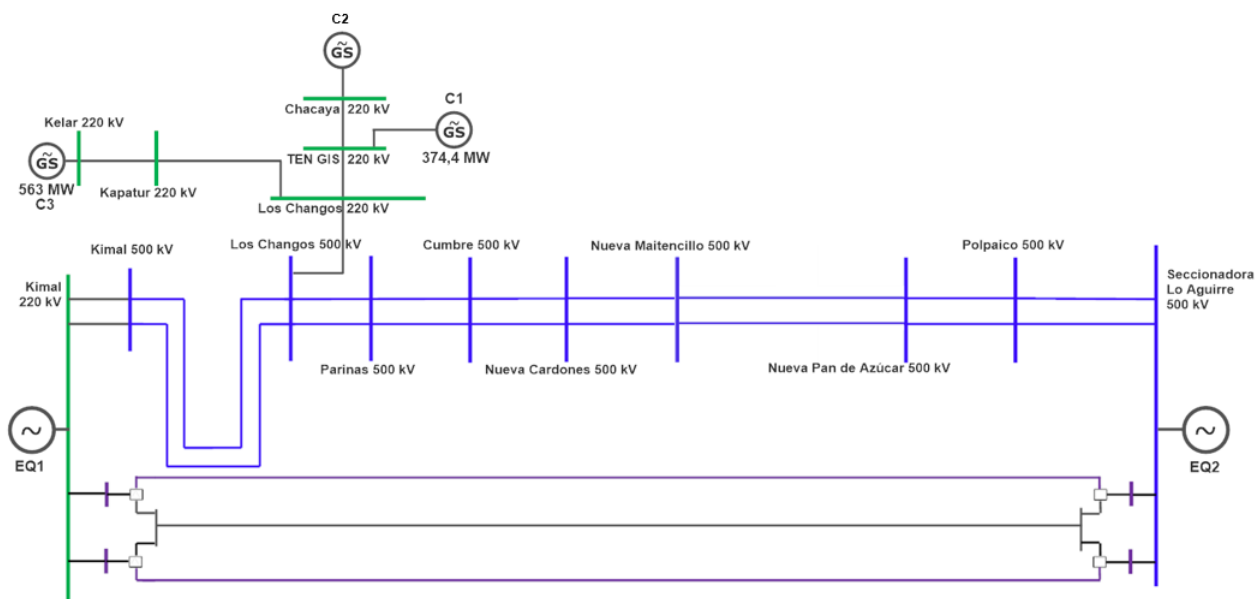


Figura 4.7: Sistema final producto de la reducción.

4.2. Estudios y casos

Este estudio se centra en el acoplamiento electromagnético y la interacción de las líneas de AC y DC en proximidad. La investigación consiste en el cálculo en estado estacionario y transitorio de los fenómenos que puede presentar el corredor híbrido. Para el caso de los

transitorios se analizará el efecto de las fallas del sistema AC en la línea DC, considerando el peor escenario que correspondería a una falla monofásica a tierra en una de las fases de la línea AC y al contrario, el efecto de las fallas de la línea DC en las líneas AC considerando la pérdida de uno de sus polos polo durante el funcionamiento bipolar de la línea DC. A modo de resumen la Tabla 4.4 muestra un desglose de los estudios a considerar.

Tabla 4.4: Estudios y casos a simular.

Estudios		Paralelismo
1. Régimen permanente	2.1 Falla monofásica AC	a) Caso 1: 48,5 [m]
2. Régimen Transitorio	2.2 Falla DC	b) Caso 2: 75 [m]
		c) Caso 3: 300 [m]
	2.2.1 Polo positivo	
	2.2.2 Polo negativo	

Con el fin de simular el peor escenario, el corredor híbrido de considerará con la línea Kimal - Los Changos 500 kV, esto debido a que corresponde a la línea del nivel más alto de tensión y la más cercana a los generadores síncronos a conservar en el sistema interno.

A su vez, según lo mencionado en el Capítulo 3, el campo eléctrico es mayor en el polo positivo frente al polo negativo por lo que se considerará frente a los escenarios a analizar que el peor caso corresponde a los casos de paralelismo en los que el polo positivo se encuentra más cerca de los conductores AC. Además, dentro del análisis asociado al paralelismo entre ambas líneas, se les realizará un análisis de sensibilidad variando a una distancia de 48,5 m, 75 m y 300 m para cada caso.

En la Figura 4.8 se puede observar el modelo en EMTP-RV del SEN reducido con su enlace en HVDC, donde los elementos en color verde distinguen las líneas y barras de 220 kV y en color azul las líneas y barras de 500 kV. Con ello, finalmente modelo en su totalidad considera:

- Modelo reducido con el sistema nacional de 500 kV y 220 kV entre S/E Kimal 220 kV y S/E Lo Aguirre 500 kV.
- Contempla proyectos de expansión (nuevos y ampliaciones) al año 2030 según el Plan de expansión 2019 dentro de su reducción en el sistema externo.
- Contiene el modelo subtransitorio de las centrales generadoras más importantes del lado de S/E Kimal 220 kV con sus respectivas inercias.
- Modelo reducido validado a partir de la base de datos de DigSilent PF proporcionado por la CNE.
- Validación en estado estacionario y transitorio (modelo equivalente dinámico)
- Diseño de disposición de los conductores para corredor híbrido de acuerdo a norma técnica de cruces y paralelismos y según CIGRÉ.

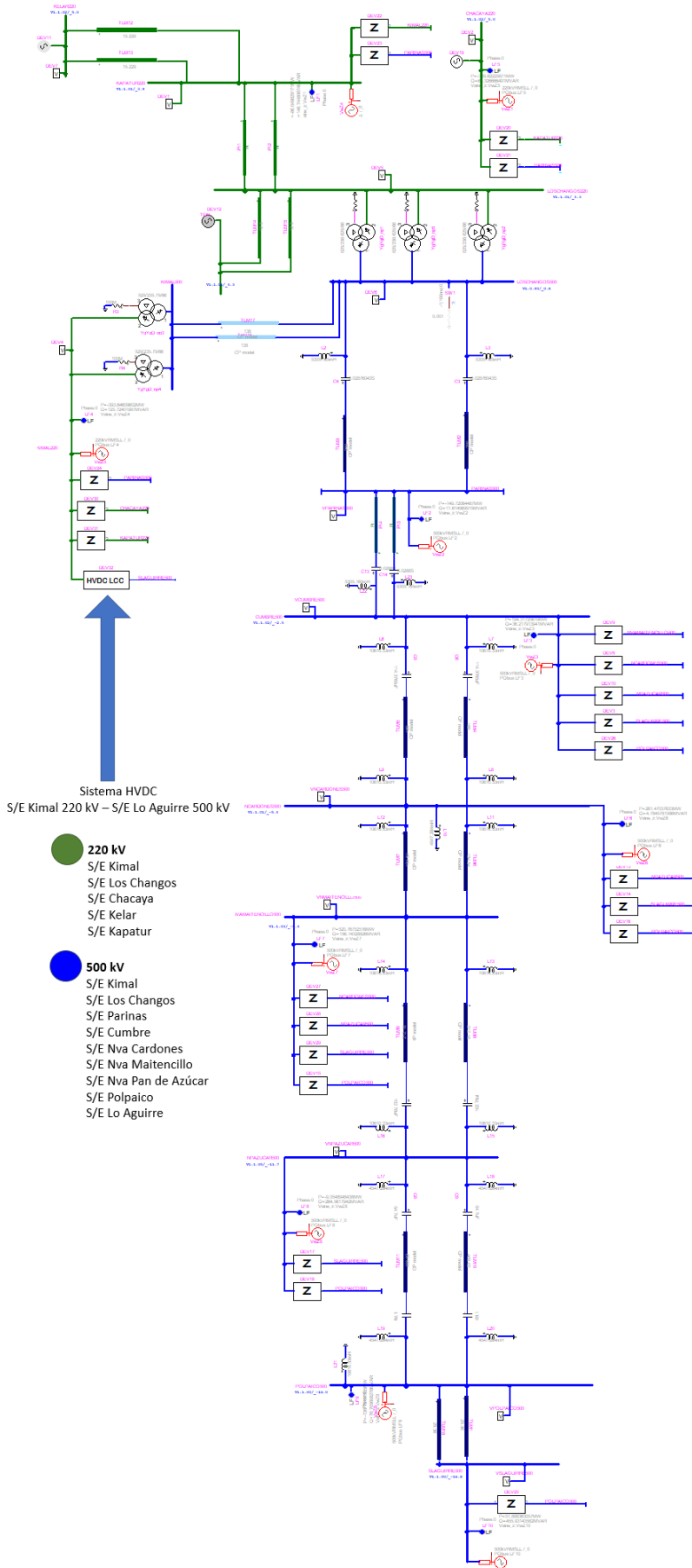


Figura 4.8: Modelo del sistema utilizado.
76

4.2.1. Comparación del modelo

Para considerar las diferencias cuantitativas entre el sistema eléctrico reducido obtenido en DigSilent PF y su copia en EMTP-RV se realiza una falla trifásica en distintos puntos del sistema. Adicionalmente, se aplica la misma perturbación bajo las mismas condiciones en los modelos originales modelados en DigSILENT PF para extraer la corriente de cortocircuito inicial (I_{cc}), la que será usada como referencia para la validación de los sistemas dinámicos reducidos.

El propósito de la reducción es realizar estudios de estabilidad por lo que se fija que al poder comparar los resultados de los transitorios ante una falla y observar que los valores resultantes no difieren más de un 10 % entre ambos tipos de programas es una forma válida de corroborar una reducción aproximada y cercana a lo que es un sistema eléctrico modelado en DigSilent PF.

El proceso para poder simular una falla en EMTP-RV no es directo ya que el programa no posee la opción de calcular un cortocircuito, por lo que para realizar la falla se debe incorporar un switch a tierra. Por lo mismo, los resultados obtenidos comparables entre el sistema en EMTP-RV con respecto a DigSilent PF es netamente a partir de las corrientes obtenidas ya que EMTP-RV no entrega la misma cantidad de datos.

Se impone una falla trifásica en el segundo 2 de la simulación en las barras de las SS/EE: Kimal 220 kV, Los Changos 500 kV y Lo Aguirre 500 kV. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.5, siendo I_{cc} la corriente de cortocircuito inicial en [kA].

Tabla 4.5: Corriente de cortocircuito inicial.

Falla trifásica	Modelo			Error [%]
	S. original (DigSilent)	S. Reducido (DigSilent)	S. Reducido (EMTP-RV)	
Icc Kimal 220 kV [A]	20041	19345	21685,9	-8,21
Icc Los Changos 500 kV [A]	10019	9896	10774,11	-7,53
Icc S. Lo Aguirre 500 kV [A]	16674	16676	17980,31	-7,83

Tal como muestra la tabla, el error relativo en los tres puntos del sistema poseen un valor menor al 10 % con respecto al sistema original. La diferencia radica principalmente a que el modelo de las componentes de Digsilent respecto a los de EMTP-RV difieren en relación a los parámetros de entrada aplicados por lo que el aporte de corriente de cortocircuitos de estos últimos es mucho mayor.

Si bien existen diferencias entre ambos modelos el sistema posee una respuesta dinámica aproximada al sistema original. Si se deseara una mayor precisión en los resultados se deberán evitar reducciones respecto al sistema original. Otra alternativa es realizar una reducción estática en su totalidad, lo que impediría obtener una respuesta dinámica del sistema ante perturbaciones.

4.2.2. Entrada en operación enlace HVDC

Se debe comprobar que el sistema DC se sincroniza con el sistema eléctrico nacional reducido, por lo que como caso base de la validación se conecta el sistema HVDC en el segundo 1 de simulación al sistema AC.

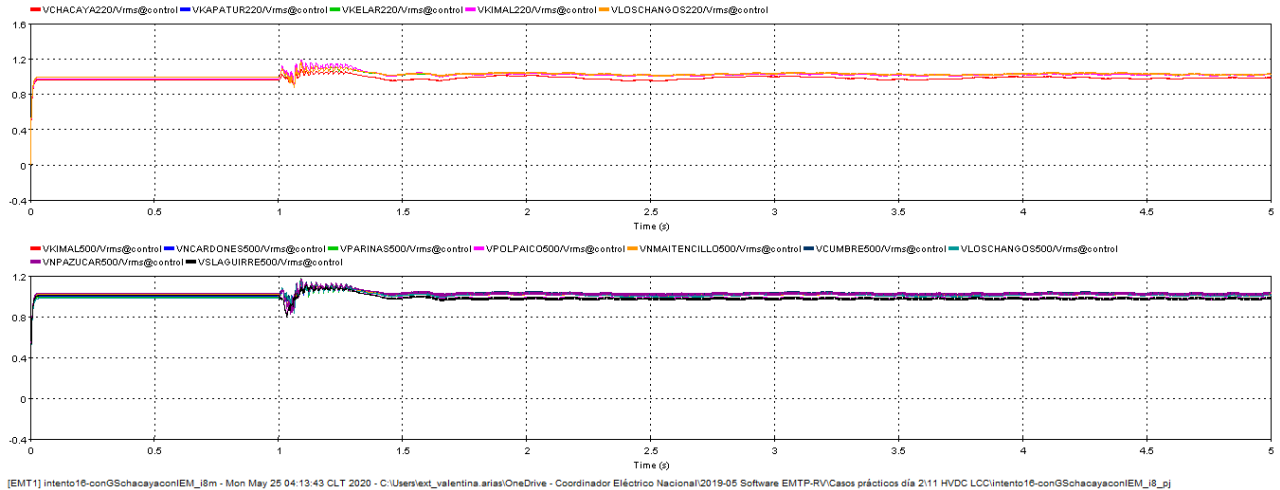


Figura 4.9: Tensión RMS barras del sistema AC [p.u.].

En la Figura 4.10 del lado superior se aprecian las barras en 220 kV y en el lado inferior las barras de 500 kV. Inicialmente en ambos gráficos la tensión se mantiene en una banda de 0.97 y 1.03 p.u. en régimen permanente. En el segundo 1 el sistema HVDC entra en funcionamiento por lo que las barras alcanzan un peak levemente inferior a 1.2 p.u. (Kimal 220 kV, Pan de azúcar y Parinas 500 kV), luego de alrededor 500 ms esta tensión disminuye por efectos de la sincronización con el sistema de transmisión HVDC alcanzando un nuevo punto de estabilidad, para establecerse en un valor cercano a una banda entre 0.97 y 1.05 p.u. dependiendo de la barra, esta tensión se mantiene para una operación normal en régimen permanente.

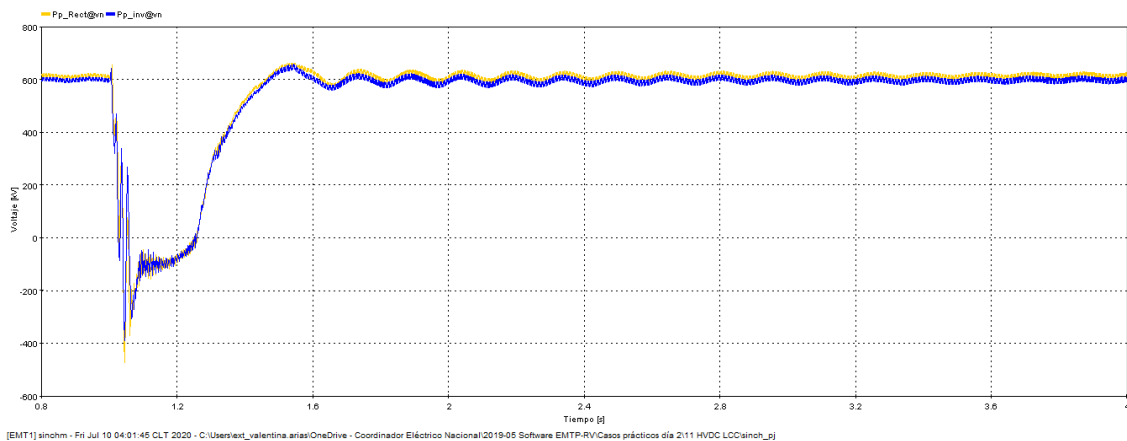


Figura 4.10: Tensión en el polo positivo del sistema DC del lado del rectificador (Pp_Rect) y del lado del inversor (Pp_Inv) [kV]

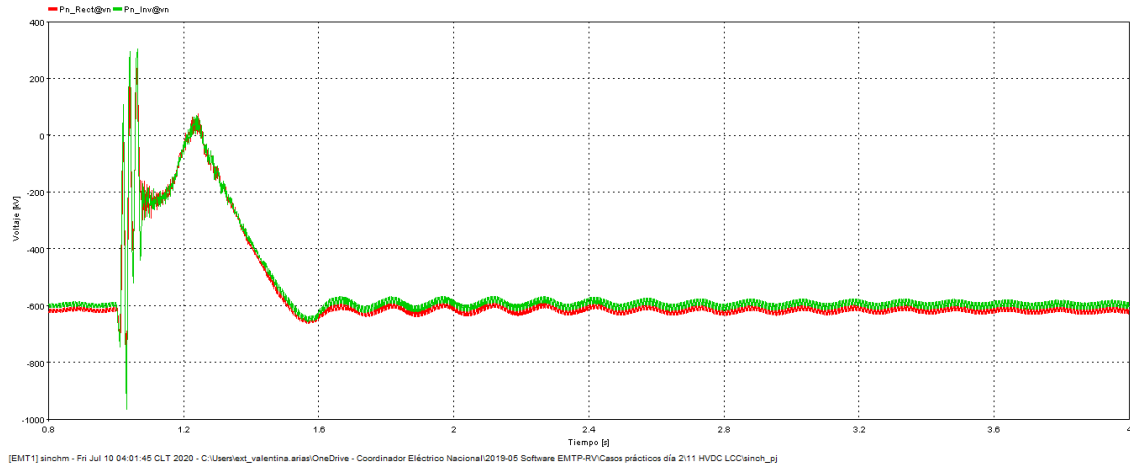


Figura 4.11: Tensión en el polo negativo del sistema DC del lado del rectificador (Pp_Rect) y del lado del inversor (Pp_Inv) [kV]

A su vez, las Figuras 4.10 y 4.11 muestran la tensión de salida en kV del rectificador y el inversor, respectivamente del polo positivo y el polo negativo .

En ambas Figuras se aprecia inicialmente que la tensión de salida del rectificador tarda aproximadamente 650 ms en alcanzar régimen permanente. En la Figura 4.10 la tensión RMS del polo positivo corresponde a 611 [kV] del lado del rectificador y de 597 [kV] de lado del inversor. Mientras que en la Figura 4.11 la tensión RMS del polo negativo corresponde a -614 [kV] del lado del rectificador y de -598 [kV] de lado del inversor en el segundo 1 el enlace es conectado al sistema eléctrico reducido alcanzando un peak de 303 kV en el polo negativo y de -473 kV en el polo positivo en el lado del recitificador.

Se observa que la respuesta del sistema AC es subamortiguada, esto queda en manifiesto debido a que el sobre voltaje alcanza un valor cercano a 1.2 p.u. para luego, en régimen permanente, establecerse en valores cercanos a 1 p.u. la transición al valor de régimen permanente dura cerca de 500 ms. De forma similar, el enlace HVDC alcanza un valor cercano a 1 p.u. en régimen permanente en un tiempo de 650 ms. Con ello se demuestra que el modelo es válido en régimen permanente.

Capítulo 5

Interacción en corredor híbrido AC/DC

5.1. Comportamiento en régimen permanente

5.1.1. Conexión del sistema HVDC

Los siguientes casos presentan la interacción entre la líneas HVDC Kimal - Lo Aguirre 600 kV y la línea AC Kimal - Los Changos 500 kV en el sistema. En $t=1$ [s] el sistema HVDC sincronizado con el sistema eléctrico nacional reducido. Antes de ello, el sistema HVDC se encuentra conectado a fuentes de tensión equivalente con una potencia de cortocircuito fija tal que el sistema pueda sincronizarse correctamente y así evitar transitorios no deseados. La potencia de corto circuito en la barra de S/E Lo Aguirre 500 kV corresponde a 10000 MVA mientras que en la barra de S/E Kimal 220 kV fue de 8756 MVA.

Desde la Figura 5.1 hasta la Figura 5.3 muestran las tensiones en el dominio del tiempo en el polo positivo y el polo negativo ante la conexión del sistema HVDC en $t=1$ [s] desde el lado del rectificador cuando las líneas se encuentran a 48,5 [m], 75 [m] y 300 [m]. La Figura 5.4 compara la respuesta en el tiempo entre el caso 1 y el caso 3.

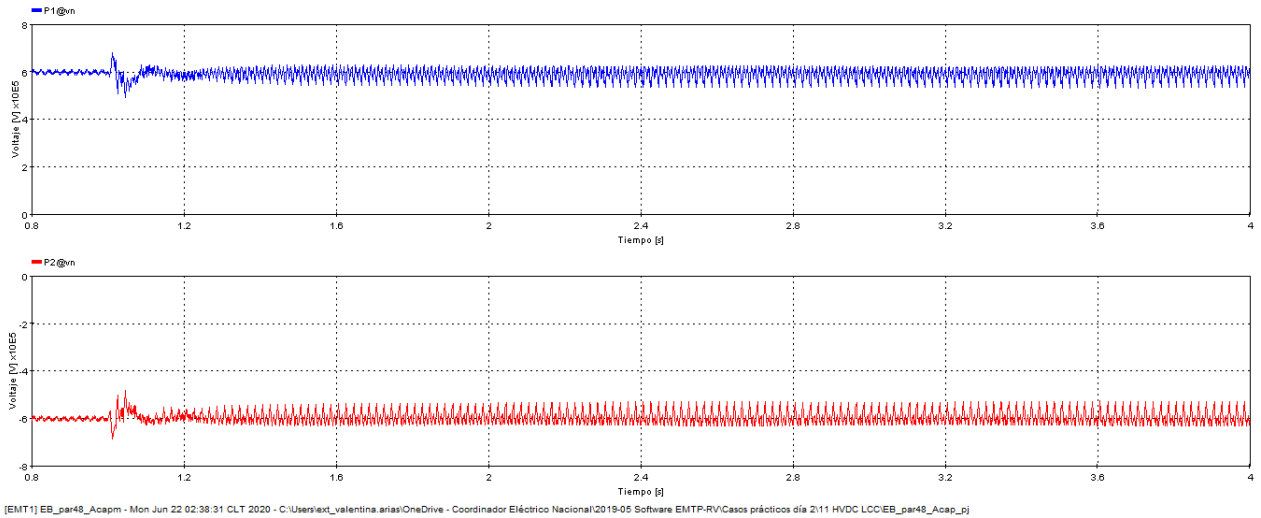


Figura 5.1: Tensión del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 48,5 metros [kV].

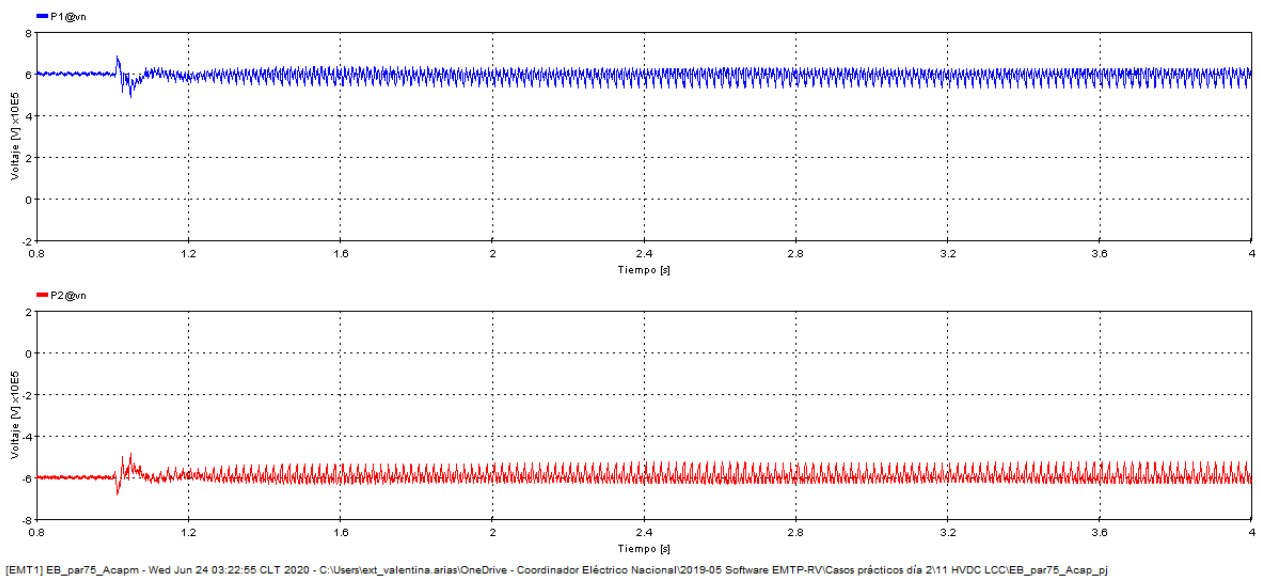


Figura 5.2: Tensión del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 75 metros [kV].

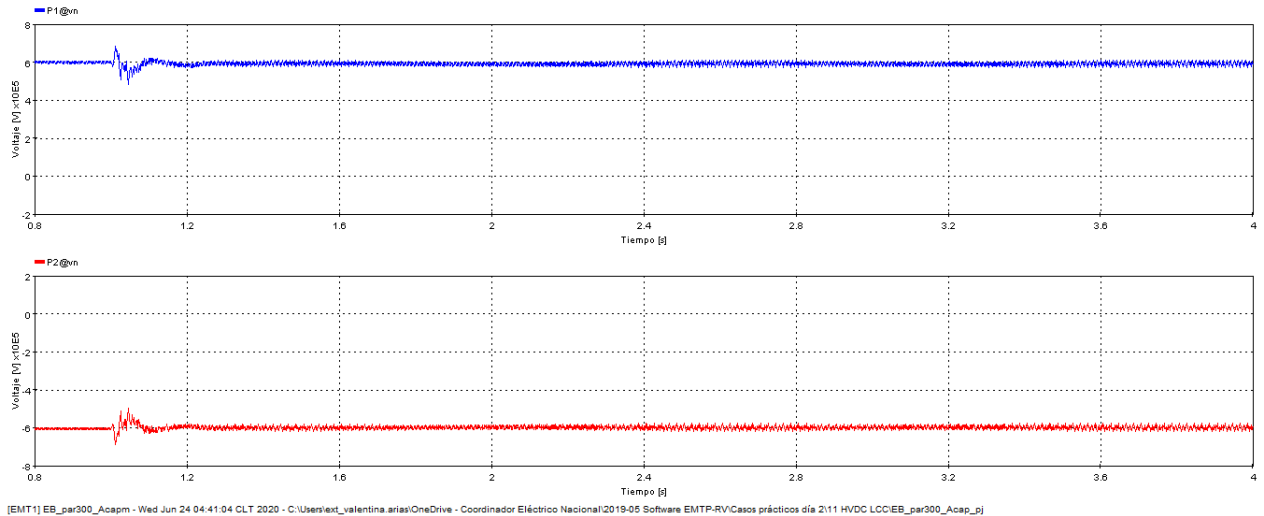


Figura 5.3: Tensión del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 300 metros [kV].

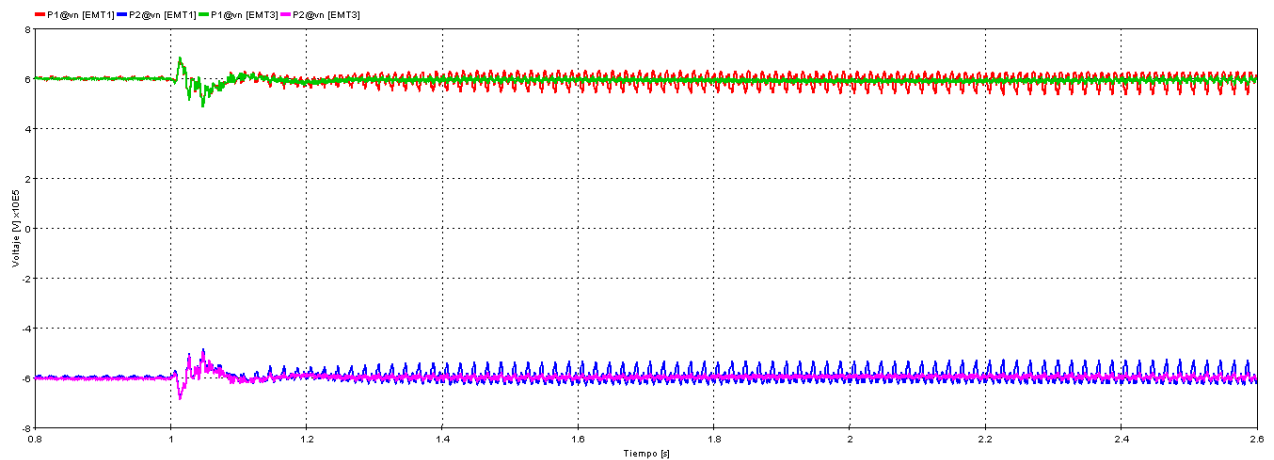
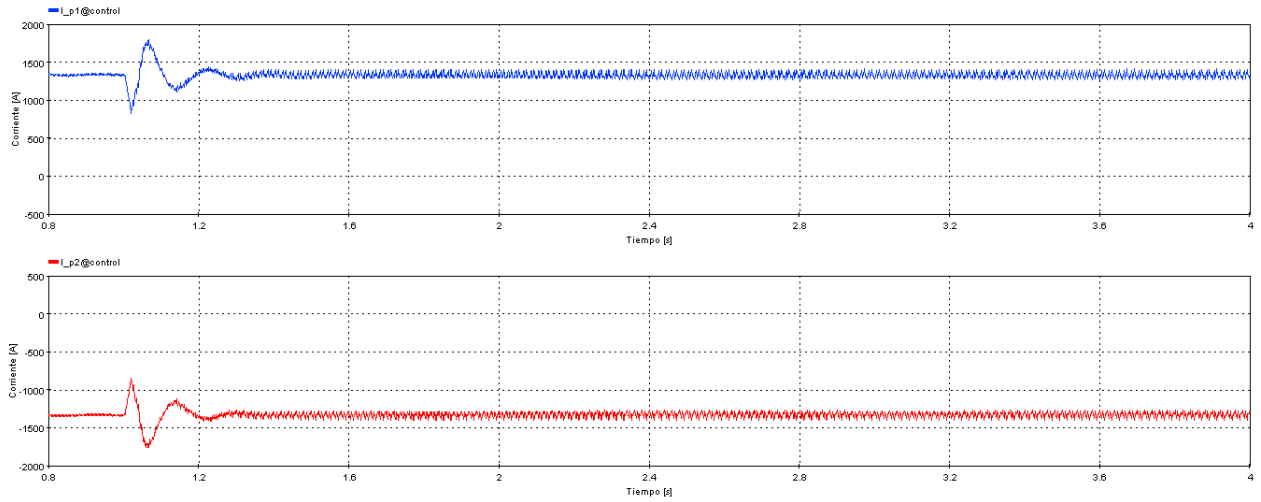


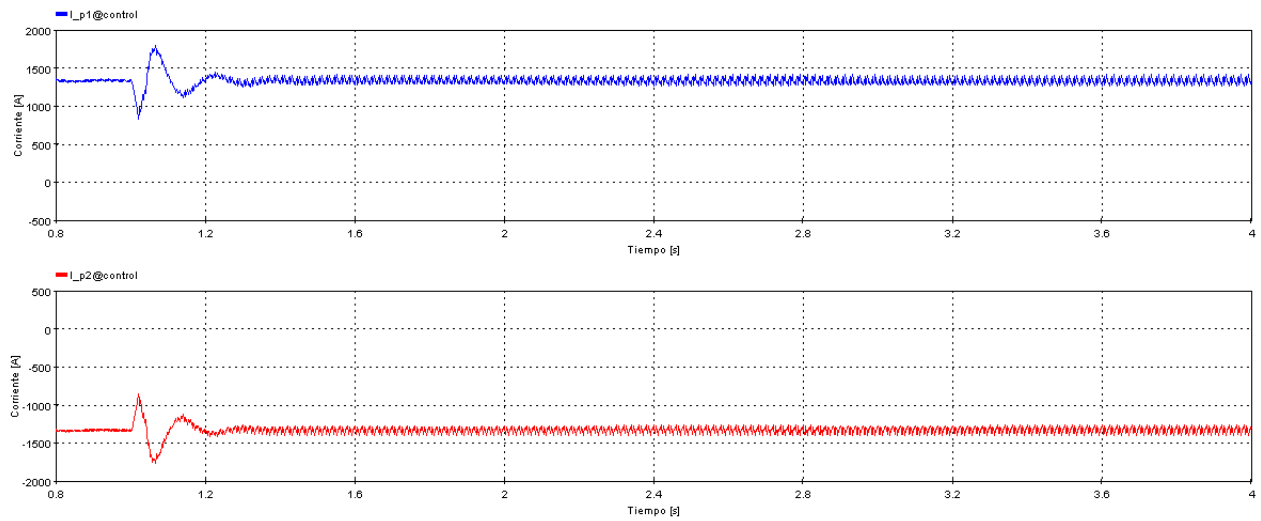
Figura 5.4: Comparación de la tensión del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 48,5 y 300 metros [kV].

A su vez, desde la Figura 5.5 hasta la Figura 5.7 muestran las corrientes en el dominio del tiempo en el polo positivo y el polo negativo ante la conexión del sistema HVDC en $t=1[s]$ desde el lado del rectificador cuando las líneas se encuentran a 48,5 [m], 75 [m] y 300 [m]. La Figura 5.8 compara la respuesta en el tiempo entre el caso 1 y el caso 3. Cabe destacar que la corriente nominal del sistema HVDC es de 1333 [A].



[EMT1] EB_par48_Acapm - Mon Jun 22 02:38:31 CLT 2020 - C:\Users\ext_valentina.arias\OneDrive - Coordinador Eléctrico Nacional\2019-05 Software EMTF-RV\Casos prácticos día 2\11 HVDC LCC\EB_par48_Acap_pj

Figura 5.5: Corriente del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 48,5 metros [A].



[EMT1] EB_par75_Acapm - Wed Jun 24 03:22:56 CLT 2020 - C:\Users\ext_valentina.arias\OneDrive - Coordinador Eléctrico Nacional\2019-05 Software EMTF-RV\Casos prácticos día 2\11 HVDC LCC\EB_par75_Acap_pj

Figura 5.6: Corriente del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 75 metros [A].

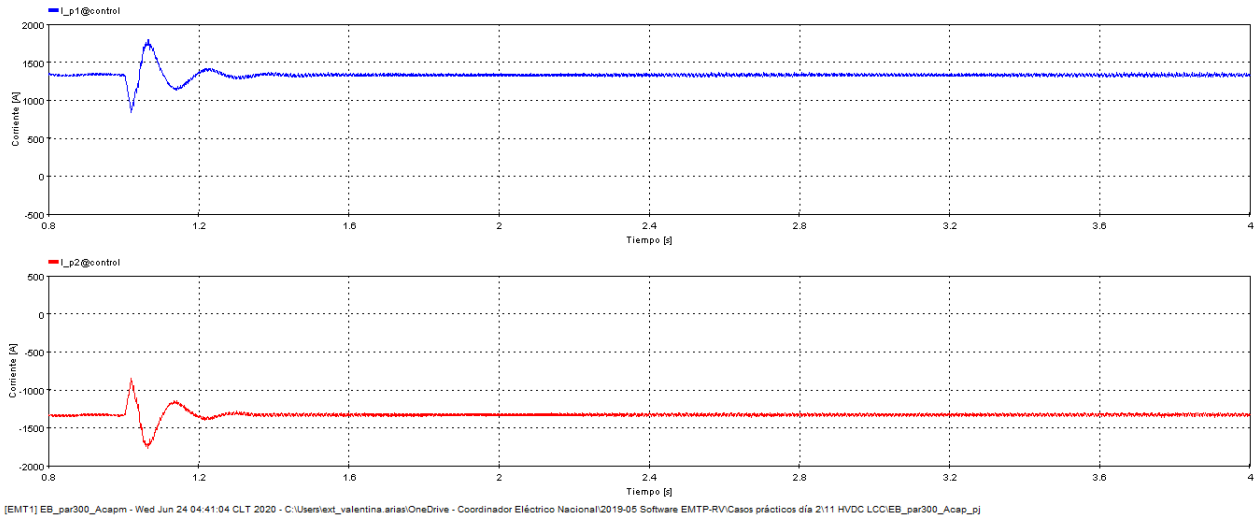


Figura 5.7: Corriente del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 300 metros [A].

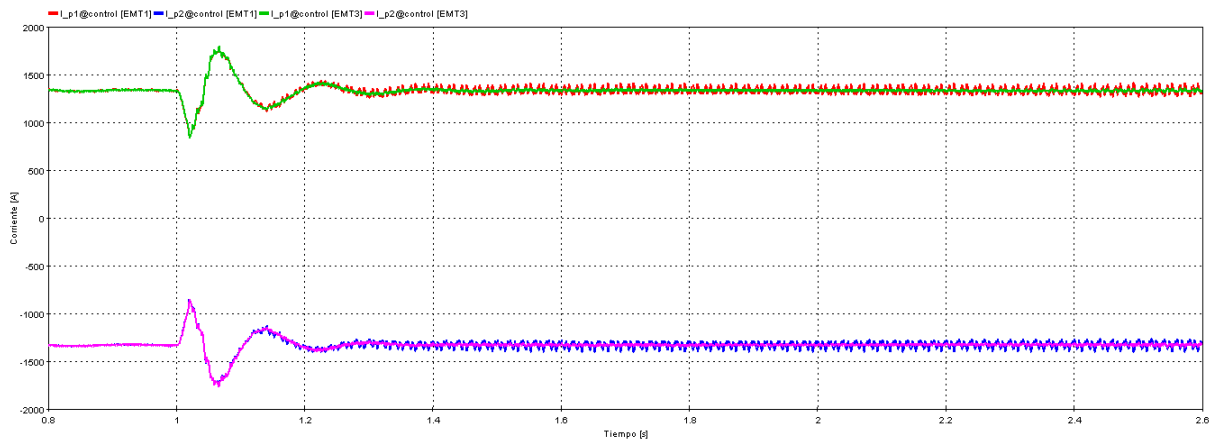


Figura 5.8: Comparación de la corriente del polo positivo y polo negativo ante conexión del sistema HVDC ante un paralelismo de 48,5 y 300 metros [kV].

A modo general, se observa de forma preliminar que para el caso de 48,5 [m] la oscilación tanto de la corriente como de voltaje es mayor en la proximidad y en la medida que la distancia aumenta (para el caso de 300 [m]) esta oscilación se reduce.

5.1.1.1. Acoplamiento capacitivo

La Tabla 5.2 entrega la componente AC del gradiente superficial inducido en los conductores DC cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5, 75 y 300 metros. En la Tabla, los resultados alcanzados en EMTP-RV son comparados su valor teórico según la ecuación (2.9).

Tabla 5.1: Componente AC del gradiente superficial inducido en el polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) de la línea DC.

Gradiente superficial inducido AC			
Caso 1: x=48,5 m			
Conductor	Teórico [V_{peak}/cm]	EMTP-RV [V_{peak}/cm]	Diferencia [%]
P1	498,28	538,09	7,99
P2	282,44	299,59	6,07
R1	887,77	940,29	5,92
R2	517,78	524,88	1,37
Caso 2: x=75 m			
Conductor	Teórico [V_{peak}/cm]	EMTP-RV [V_{peak}/cm]	Diferencia [%]
P1	338,63	337,99	2,85
P2	187,41	190,07	1,42
R1	554,49	567,14	2,28
R2	342,09	359,14	4,98
Caso 3: x=300 m			
Conductor	Teórico [V_{peak}/cm]	EMTP-RV [V_{peak}/cm]	Diferencia [%]
P1	32,86	30,12	8,35
P2	24,87	27,96	12,43
R1	64,60	56,52	12,51
R2	46,49	41,38	11,00

El gráfico de la Figura 5.9 compara los resultados obtenidos por el modelo en EMTP-RV para los tres casos.

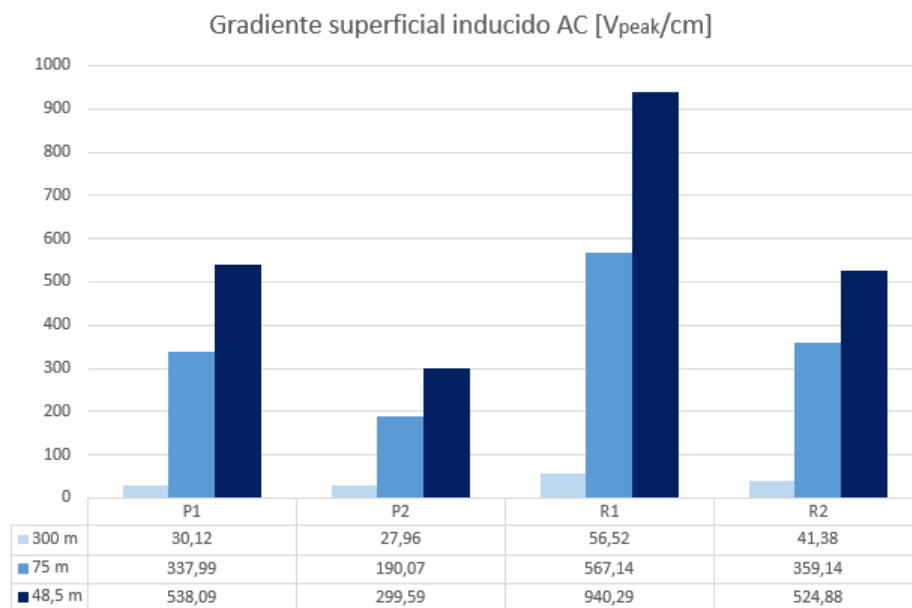


Figura 5.9: Componente AC del gradiente superficial inducido en conductores DC en régimen permanente.

La Tabla 5.2 entrega la componente DC del gradiente superficial inducido en los conductores AC cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5, 75 y 300 metros. En la Tabla, los resultados alcanzados en EMTP-RV son comparados su valor teórico según la ecuación (2.10).

Tabla 5.2: Componente DC del gradiente superficial inducido en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) de la línea AC.

Gradiente superficial inducido DC			
Caso 1: x=48,5 m			
Conductor	Teórico [V/cm]	EMTP-RV [V/cm]	Diferencia [%]
C1	-509,38	-498,17	2,2
C2	-706,46	-681,09	3,59
C3	-979,34	-948,82	3,12
C4	-118,25	-109,03	7,80
C5	-157,66	-157,62	0,03
C6	-269,85	-266,52	1,23
Caso 2: x=75 m			
Conductor	Teórico [V/cm]	EMTP-RV [V/cm]	Diferencia [%]
C1	-236,50	-233,10	1,44
C2	-286,52	-282,09	1,55
C3	-406,29	-404,63	0,41
C4	-62,16	-61,27	1,42
C5	-78,83	-73,40	6,89
C6	-148,57	-146,81	1,19
Caso 3: x=300 m			
Conductor	Teórico [V/cm]	EMTP-RV [V/cm]	Diferencia [%]
C1	-6,06	-0,15	97,50
C2	-9,096	-12,13	33,39
C3	-7,580	-11,83	56,06
C4	-0,152	-0,15	1,06
C5	-3,032	-0,15	95
C6	-10,612	-11,98	12,90

El gráfico de la Figura 5.10 compara los resultados obtenidos por el modelo en EMTP-RV para los tres casos.

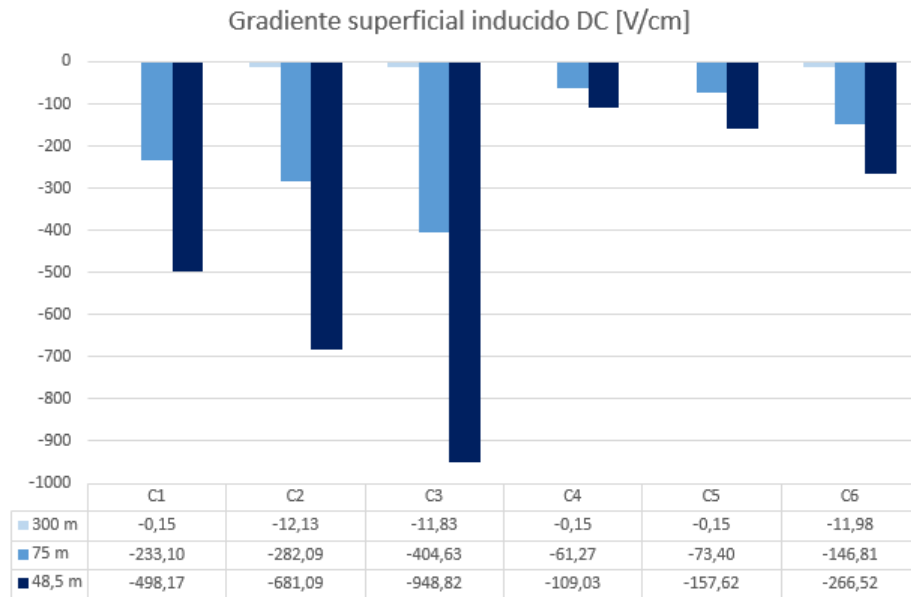


Figura 5.10: Componente DC del gradiente superficial inducido en conductores AC en régimen permanente.

5.1.1.2. Acoplamiento inductivo

La Tabla 5.3 entrega la tensión longitudinal inducida producto del acoplamiento inductivo en los conductores de la línea DC cuando ambas líneas se encuentran separadas a 48,5, 75 y 300 metros.

Tabla 5.3: Tensión longitudinal inducida en conductores DC.

Tensión longitudinal inducida AC			
Caso 1: $x=48,5$ m			
Conductor	Teórico [V/km]	EMTP-RV [V/km]	Diferencia [%]
P1	30,07	33,90	12,74
P2	26,16	29,04	11,01
R1	31,07	33,01	6,24
R2	26,71	28,86	8,05
Caso 2: $x=75$ m			
Conductor	Teórico [V/km]	EMTP-RV [V/km]	Diferencia [%]
P1	24,29	25,80	6,22
P2	22,20	23,15	4,28
R1	24,67	25,75	4,38
R2	22,42	23,14	3,21
Caso 3: $x=300$ m			
Conductor	Teórico [V/km]	EMTP-RV [V/km]	Diferencia [%]
P1	10,51	7,44	29,21
P2	9,99	7,11	28,83
R1	10,53	7,58	28,02
R2	10,26	7,21	29,73

El gráfico de la Figura 5.11 compara los resultados obtenidos por el modelo en EMTP-RV para los tres casos.

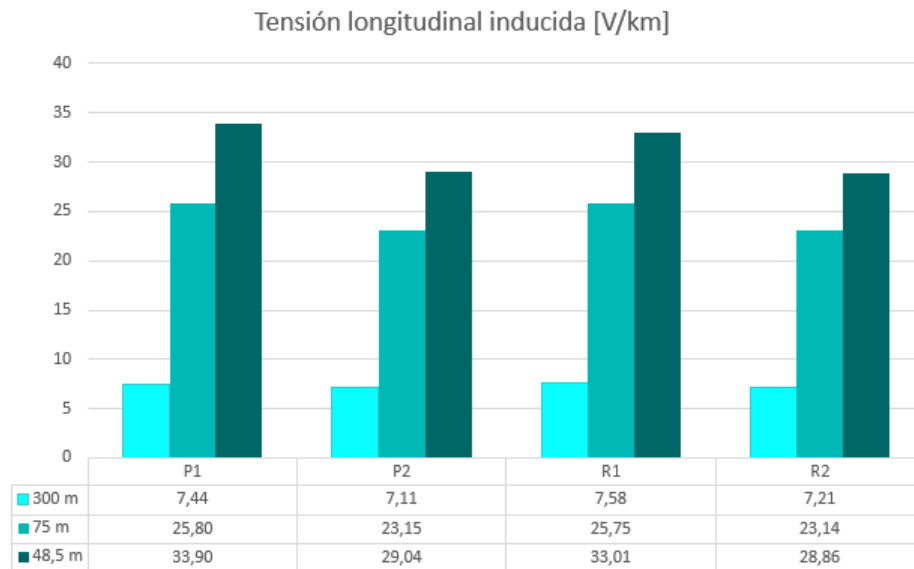


Figura 5.11: Tensión longitudinal inducida en conductores DC en régimen permanente.

La Tabla 5.4 entrega la tensión longitudinal inducida AC total en los conductores DC según el largo del paralelismo, siendo en este caso $l= 100$ [km].

Tabla 5.4: Tensión longitudinal inducida AC en conductores DC en régimen permanente frente a un largo de paralelismo $l=100$ [km]

Conductor	Tensión longitudinal inducida AC [kV]		
	Caso 1: 48,5 [m]	Caso 2: 75 [m]	Caso 3: 300 [m]
P1	3,390	2,580	0,744
P2	2,904	2,315	0,711
R1	3,301	2,575	0,758
R2	2,886	2,314	0,721

5.2. Comportamiento dinámico

Los siguientes casos presentan la interacción entre ambas líneas ante perturbaciones en el sistema. Los estudios de estabilidad transitoria se realizaron para los distintos casos de paralelismo cuando ocurre una falla en la línea AC y cuando ocurre una falla en la línea DC.

5.2.1. Contingencias en el sistema AC

Considerando el peor escenario, se realiza una falla monofásica a tierra en el sistema de AC, específicamente en la barra Kimal 500 kV, la falla ocurre a los 2 segundos y posee una duración de 120 milisegundos, luego de esto la falla es despejada. Una falla monofásica a tierra es el peor de los casos con respecto al voltaje y la corriente de frecuencia fundamental acoplada en la línea de DC [23]. La falla se simula en cada una de las fases.

La Figura 5.12 muestra la tensión en el tiempo en el polo positivo y el polo negativo ante la falla AC en el sistema desde el lado del rectificador cuando la distancia en la línea es de 48,5, 75 y 300 metros cuando ocurre una falla monofásica en la fase c. Se observa que a partir de los 2 [s] entregan un valor peak producto del desbalance en la línea AC.

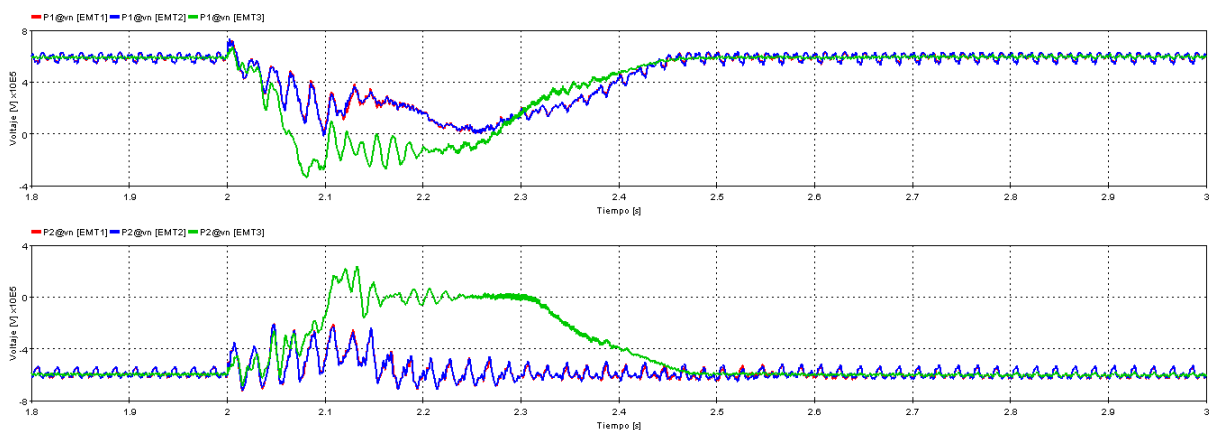


Figura 5.12: Tensión del polo positivo y polo negativo ante falla monofásica a tierra en línea AC en la fase c ante una distancia entre las líneas de 48,5 (rojo), 75 (azul) y 300 (verde) metros.

La Tabla 5.5 entrega el valor mínimo y máximo obtenido en el polo positivo y negativo

respectivamente según la fase en la que ocurre la falla monofásica a tierra cuando las líneas se encuentran a una distancia de 48,5, 75 y 300 metros entre ellas.

Tabla 5.5: Tensión en ambos polos ante una falla monofásica a tierra.

Conductor falla	Tensión al momento de la falla AC [kV]					
	Caso 1: x=48,5 m		Caso 2: x=75 m		Caso 3: x=300 m	
	P+ (P1)	P- (P2)	P+ (P1)	P- (P2)	P+ (P1)	P- (P2)
Fase a (C1)	-492,23	-149,71	-488,35	350,52	-319,22	252,06
Fase b (C2)	-345,78	282,31	-359,27	243,17	-216,85	235,78
Fase c (C3)	0,37	341,43	-184,66	-205,40	-336,60	235,78

5.2.1.1. Acoplamiento capacitivo

La Tabla 5.6 entrega el valor máximo obtenido en el modelo en EMTP-RV de la componente AC del gradiente superficial inducido AC en los conductores DC al momento de la falla en casa fase para los tres casos de paralelismo.

Tabla 5.6: Componente AC del gradiente superficial inducido en conductores DC ante falla monofásica a tierra.

Conductor	Gradiente superficial inducido AC		
	Caso 1: x=48,5 m		
	Falla fase a	Falla fase b	Falla fase c
P1	1682,17	1359,56	1967,54
P2	630,67	564,01	850,19
R1	1651,96	1197,51	2375,65
R2	742,50	636,85	1205,10
Conductor	Caso 2: x=75 m		
	Falla fase a	Falla fase b	Falla fase c
	P1	747,86	640,42
P2	334,76	286,62	490,28
R1	979,28	799,63	1444,85
R2	513,47	448,24	824,05
Conductor	Caso 3: x=300 m		
	Falla fase a	Falla fase b	Falla fase c
	P1	48,04	25,49
P2	35,61	25,40	52,76
R1	86,77	66,90	123,62
R2	62,88	66,79	95,78

El gráfico de la Figura 5.13 compara los resultados obtenidos por el modelo en EMTP-RV para los tres casos en el peor escenario que sería una falla monofásica a tierra en la fase c.

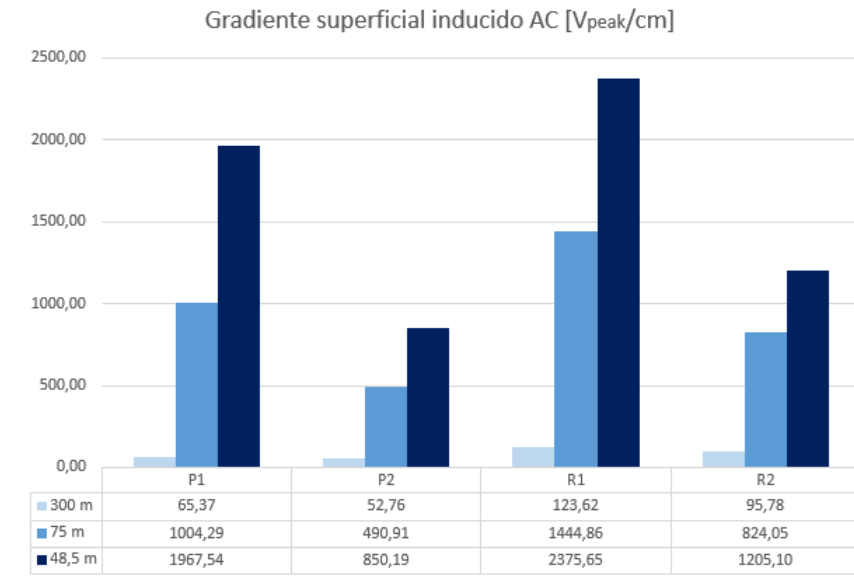


Figura 5.13: Componente AC del gradiente superficial inducido máximo en conductores DC ante una falla monofásica a tierra en la fase c.

5.2.1.2. Acoplamiento inductivo

La Tabla 5.7 entrega el valor máximo de la tensión longitudinal inducida en los conductores DC al momento de la falla AC en cada fase, esto para los tres casos de paralelismo.

Tabla 5.7: Tensión longitudinal inducida en conductores DC ante falla monofásica a tierra en conductores AC.

Tensión longitudinal inducida [V/km]			
Caso 1: $x=48,5$ m			
Conductor	Falla fase a	Falla fase b	Falla fase c
P1	1336,99	1648,37	1485,83
P2	1204,88	1466,27	1309,26
R1	1274,43	1595,86	1461,88
R2	1168,17	1439,31	1299,40
Caso 2: $x=75$ m			
Conductor	Falla fase a	Falla fase b	Falla fase c
P1	1074,17	1377,55	1228,87
P2	987,07	1262,62	1122,27
R1	1050,06	1360,34	1224,43
R2	971,16	1250,82	1119,45
Caso 3: $x=300$ m			
Conductor	Falla fase a	Falla fase b	Falla fase c
P1	490,80	588,49	523,68
P2	468,42	561,68	499,84
R1	489,36	587,95	523,82
R2	467,22	561,14	499,89

El gráfico de la Figura 5.14 compara los resultados obtenidos por el modelo en EMTP-RV para los tres casos en el peor escenario que sería una falla monofásica en la fase b.

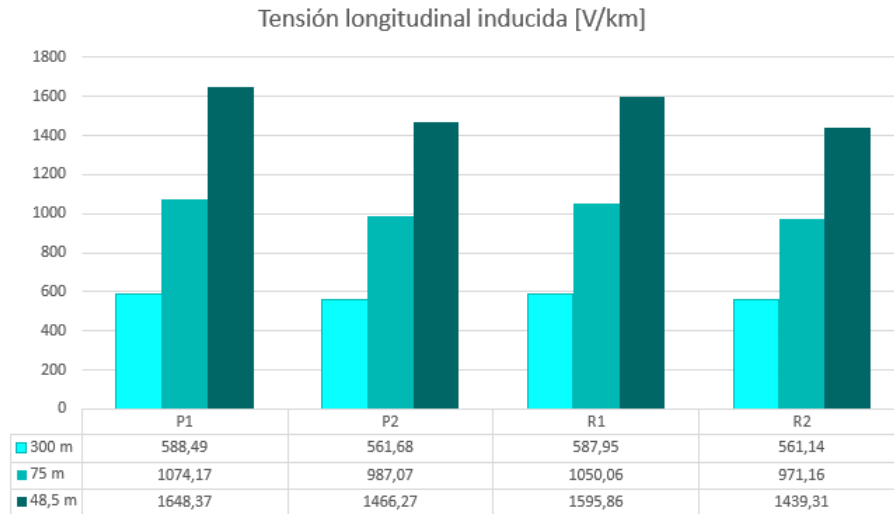


Figura 5.14: Tensión longitudinal inducida en conductores DC ante una falla monofásica a tierra en la fase b.

La Tabla 5.8 entrega la tensión longitudinal inducida AC total en conductores DC según el largo del paralelismo, siendo en este caso $l=100$ [km].

Tabla 5.8: Tensión longitudinal inducida AC total en conductores DC ante una falla monofásica a tierra en la fase b frente a un largo de paralelismo $l=100$ [km].

Conductor	Tensión longitudinal inducida AC [kV]		
	Caso 1: 48,5 [m]	Caso 2: 75 [m]	Caso 3: 300 [m]
P1	164,837	137,755	58,849
P2	146,627	126,262	56,168
R1	159,586	136,034	58,795
R2	143,931	125,082	56,114

5.2.2. Contingencias en el sistema DC

Para realizar la falla DC se elige una falla de línea a tierra en el extremo del rectificador en el conductor del polo negativo de la línea HVDC a los 2 [s] pero a diferencia del caso de la falla AC, la desconexión del polo se mantiene tal que el sistema HVDC pasa a funcionar en configuración monopolar con retorno metálico.

Las figuras 5.15, 5.16 y 5.17 muestran la respuesta en el tiempo de la tensión en los polos una vez que el polo negativo se cae cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5, 75 y 300 metros. La Figura 5.18 compara la respuesta en el tiempo entre los tres casos.

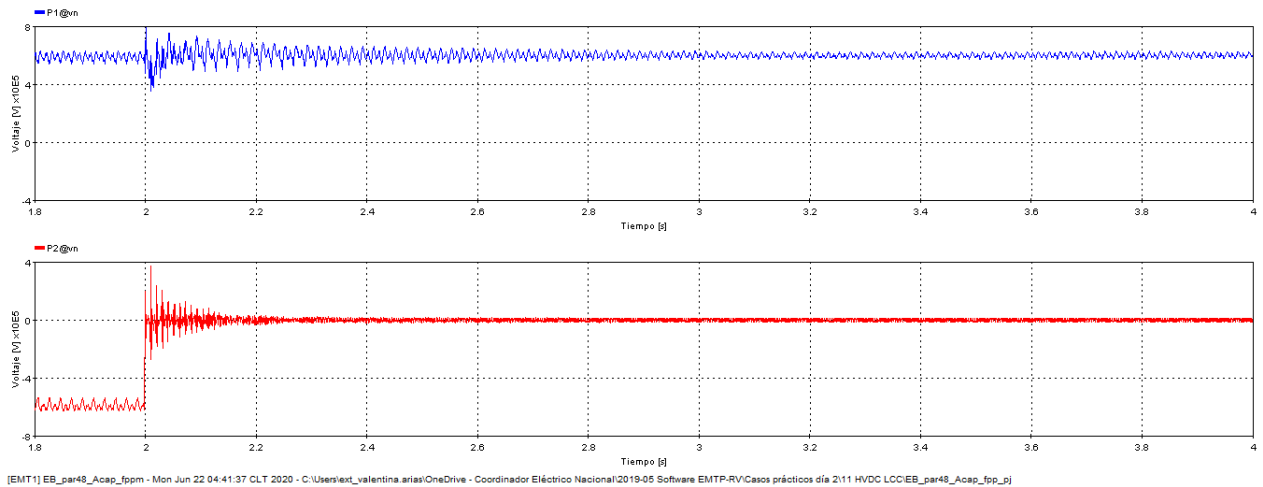


Figura 5.15: Tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo negativo cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5 m.

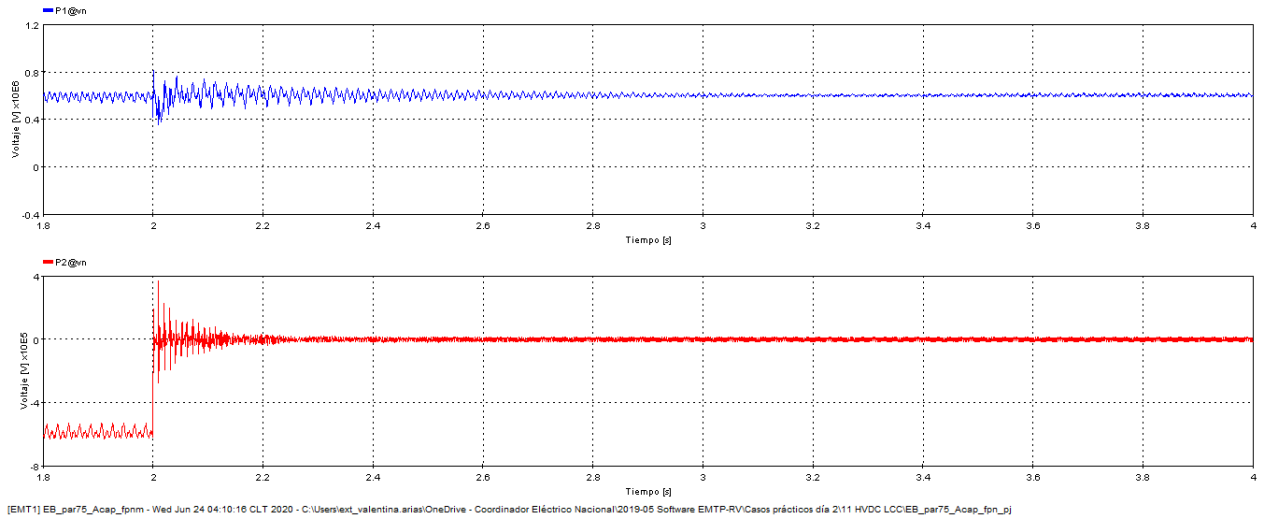


Figura 5.16: Tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo negativo cuando la distancia entre ambas líneas es de 75 m.

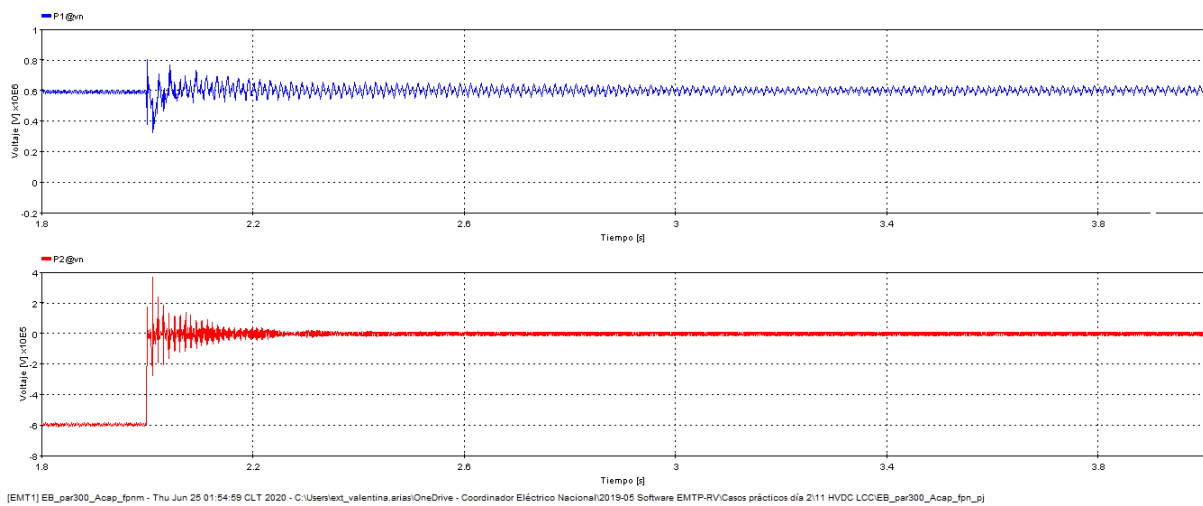


Figura 5.17: Tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo negativo cuando la distancia entre ambas líneas es de 300 m.

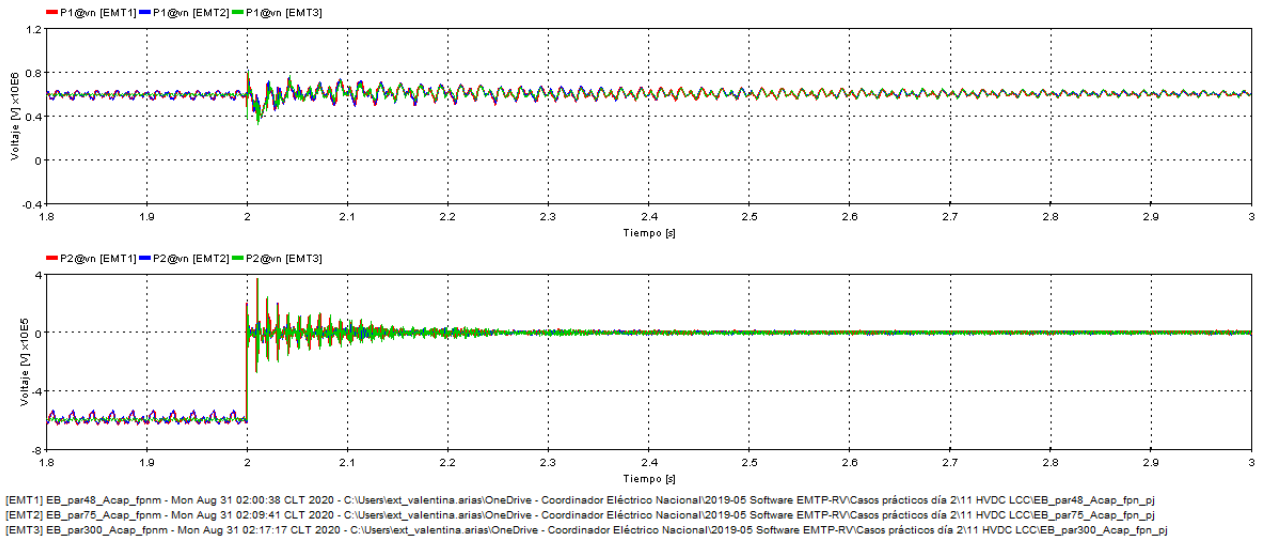


Figura 5.18: Comparación de la tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo negativo ante un paralelismo de 48,5 (rojo), 75 (azul) y 300 (verde) metros [kV].

La tensión en cada polo previa al momento de la falla corresponde a 590 [kV] en el polo positivo y de -596 [kV] en el polo negativo. Mientras que durante la falla alcanzan un valor peak de 789 [kV] en el polo positivo y 374 [kV] en el polo negativo. Finalmente el sistema HVDC se adapta a la operación monopolar tal que el polo positivo opera en 600 [kV] y el polo negativo posee un valor promedio a -3 [kV] entorno al cero.

Luego se realiza la misma falla pero esta vez en el polo positivo, las Figuras 5.19. 5.20 y 5.21 muestran la tensión en el tiempo ante la caída del polo cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5, 75 y 300 metros respectivamente. La Figura 5.22 compara la respuesta en el tiempo entre los tres casos.

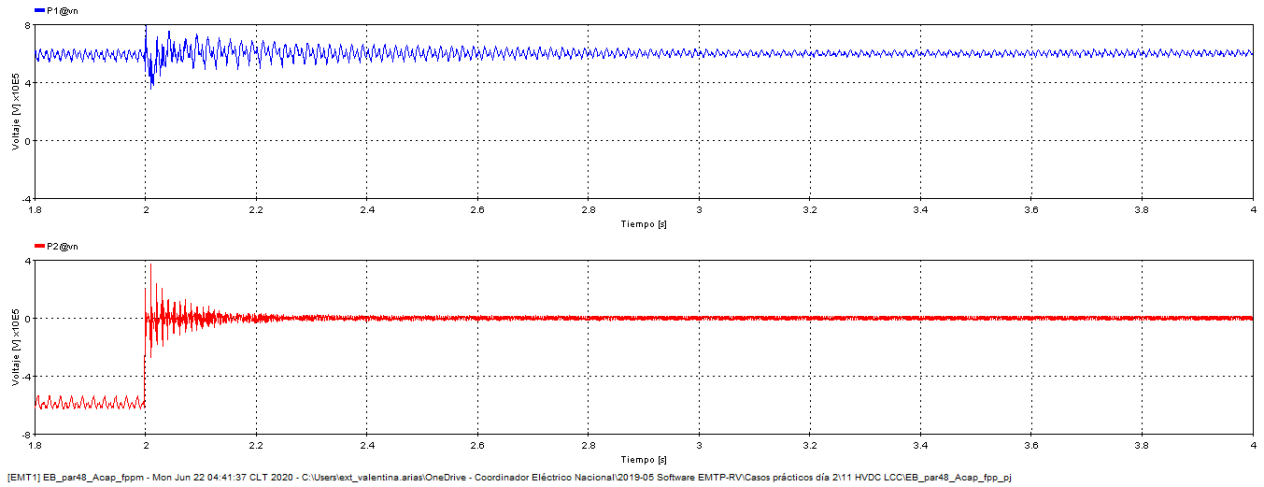


Figura 5.19: Tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo positivo cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5 m.

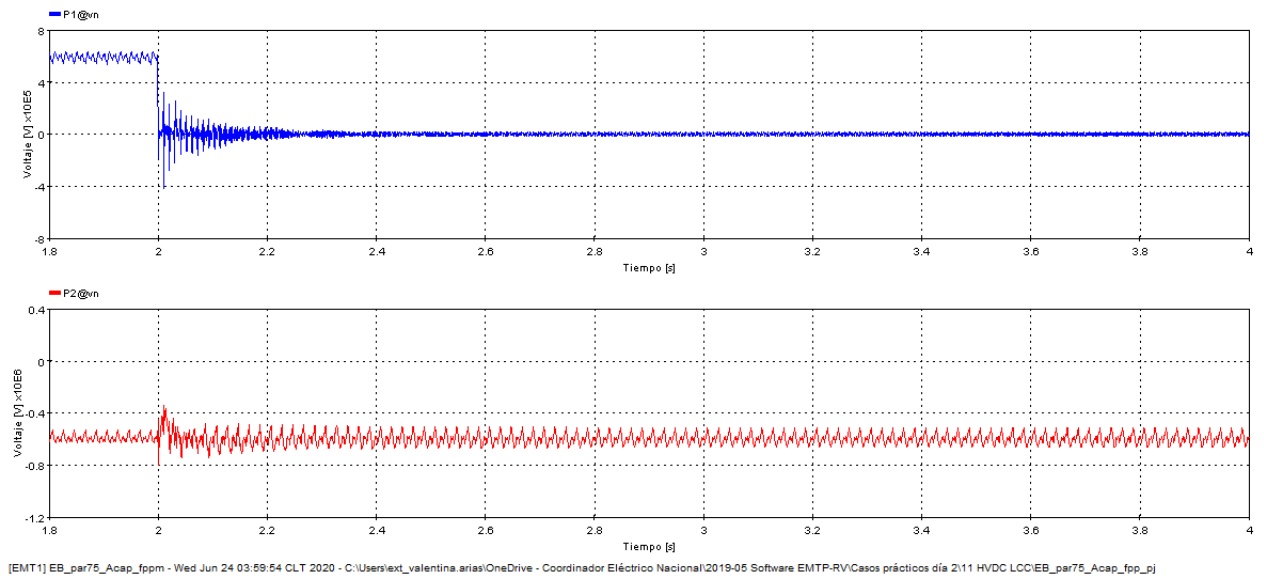
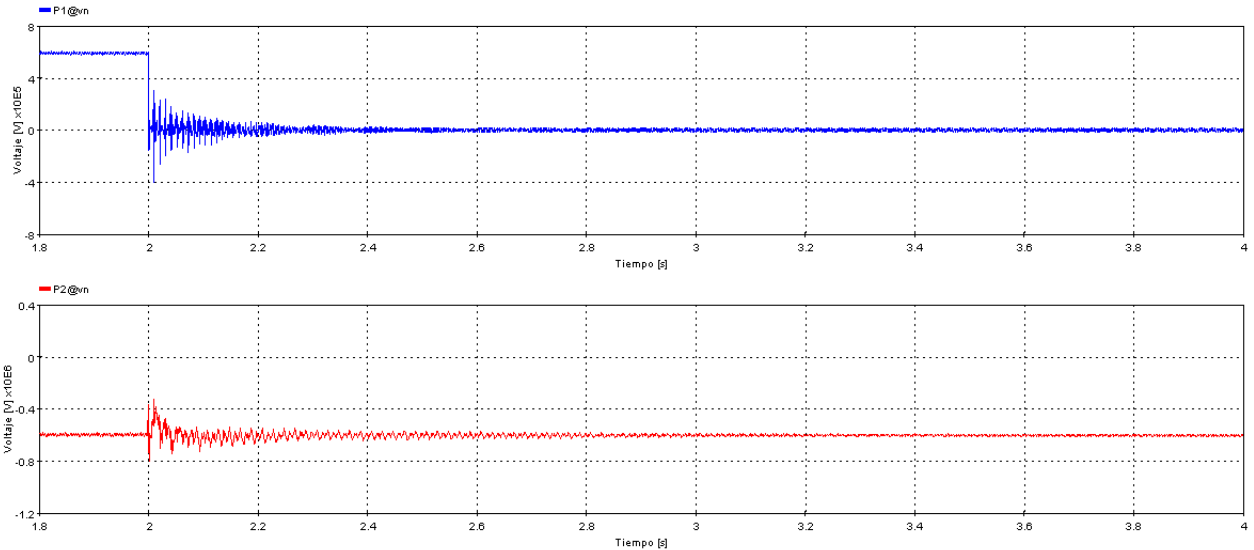
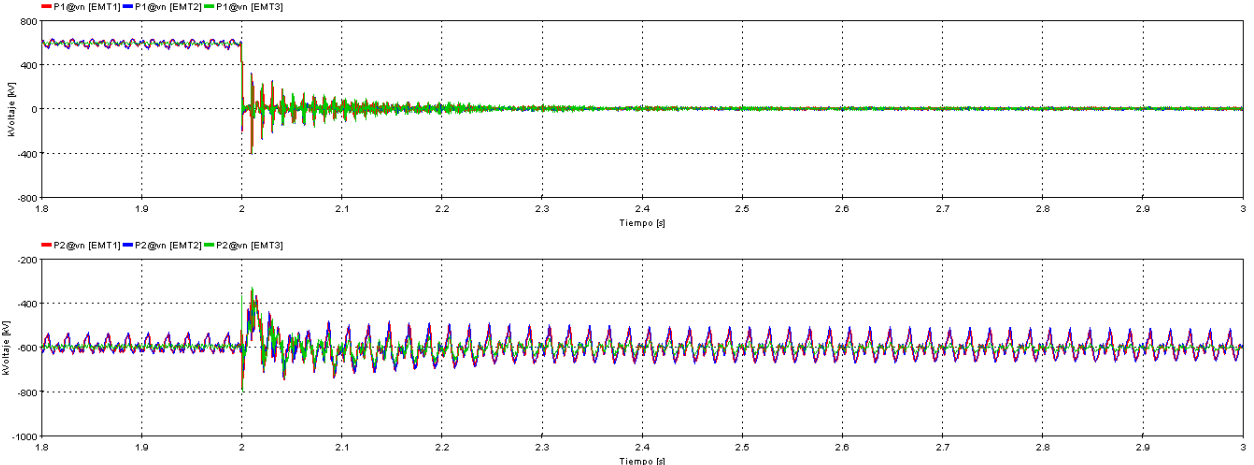


Figura 5.20: Tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo positivo cuando la distancia entre ambas líneas es de 75 m.



[EMT1] EB_par300_Acap_fppm - Thu Jun 25 01:37:27 CLT 2020 - C:\Users\ext_valentina.arias\OneDrive - Coordinador Eléctrico Nacional\2019-05 Software EMT- RV\Casos prácticos día 2\11 HVDC LCC\EB_par300_Acap_fpp_pj

Figura 5.21: Tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo positivo cuando la distancia entre ambas líneas es de 300 m.



[EMT1] EB_par48_Acap_fppm - Mon Aug 31 01:40:27 CLT 2020 - C:\Users\ext_valentina.arias\OneDrive - Coordinador Eléctrico Nacional\2019-05 Software EMT- RV\Casos prácticos día 2\11 HVDC LCC\EB_par48_Acap_fpp_pj
 [EMT2] EB_par75_Acap_fppm - Mon Aug 31 01:09:36 CLT 2020 - C:\Users\ext_valentina.arias\OneDrive - Coordinador Eléctrico Nacional\2019-05 Software EMT- RV\Casos prácticos día 2\11 HVDC LCC\EB_par75_Acap_fpp_pj
 [EMT3] EB_par300_Acap_fppm - Mon Aug 31 01:30:12 CLT 2020 - C:\Users\ext_valentina.arias\OneDrive - Coordinador Eléctrico Nacional\2019-05 Software EMT- RV\Casos prácticos día 2\11 HVDC LCC\EB_par300_Acap_fpp_pj

Figura 5.22: Comparación de la tensión del polo positivo (P1) y polo negativo (P2) ante falla a tierra en el polo positivo ante un paralelismo de 48,5 (rojo), 75 (azul) y 300 (verde) metros [kV].

La respuesta previa a la falla es análoga al caso anterior. Al momento de la falla la caída de tensión que alcanza el polo positivo es de -413.59 [kV] y la tensión peak del polo negativo es de -346 [kV]. Cuando el sistema HVDC opera en modo monopolar la tensión en el polo negativo es de -602.21 [kV] y la tensión en el polo positivo es de 0.834 [kV] entorno al cero.

Respecto a la corriente, al momento de la falla el polo positivo baja a -911 [A] mientras que el polo negativo alcanza los -1850 [A]. Cuando el sistema HVDC se adapta a la operación

monopolar la corriente en el polo negativo vuelve a los -1333 [A] y la corriente promedio circulante en el polo positivo es de 25.27 [A] entorno al cero.

5.2.2.1. Acoplamiento capacitivo

La Tabla 5.9 entrega la componente DC del gradiente superficial inducido presente en los conductores de la línea AC al momento de la falla en cada polo para los tres casos de paralelismo.

Tabla 5.9: Gradiente superficial inducido DC en conductores AC ante falla en polo negativo y positivo [V/cm].

Gradiente superficial inducido DC [V/cm]		
Caso 1: x=48,5 m		
Conductor	Falla polo negativo	Falla polo positivo
C1	-1220,08	876,70
C2	-1569,67	1110,17
C3	-2164,09	1526,31
C4	-314,72	234,83
C5	-435,24	321,54
C6	-769,52	574,26
Caso 2: x=75 m		
Conductor	Falla polo negativo	Falla polo positivo
C1	-577,60	408,26
C2	-718,58	512,56
C3	-1070,75	773,61
C4	-176,16	130,38
C5	-250,59	194,20
C6	-481,78	368,69
Caso 3: x=300 m		
Conductor	Falla polo negativo	Falla polo positivo
C1	-18,34	18,19
C2	-33,96	23,65
C3	-70,34	60,03
C4	-18,50	18,19
C5	-18,50	18,19
C6	-51,85	41,84

Los gráficos de las Figuras 5.23 y 5.24 compara los resultados obtenidos por el modelo en EMTP-RV para los tres casos cuando la falla ocurre en el polo negativo y en el polo positivo respectivamente.

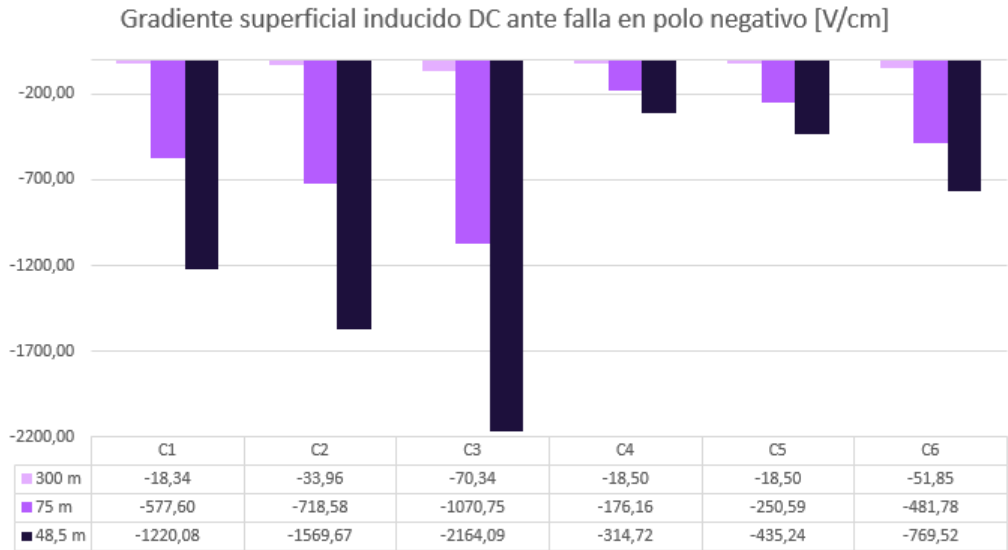


Figura 5.23: Componente DC del gradiente superficial inducido máximo en conductores AC ante una falla en el polo negativo.

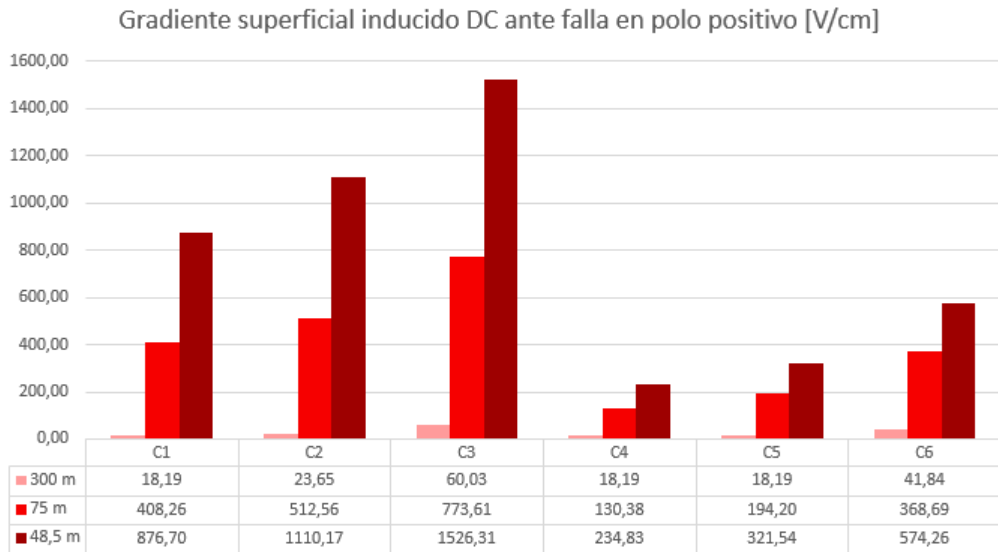


Figura 5.24: Componente DC del gradiente superficial inducido máximo en conductores AC ante una falla en el polo positivo.

La Tabla 5.10 entrega el gradiente superficial inducido DC obtenido en cada conductor AC cuando el sistema HVDC se adapta a la operación monopolar.

Tabla 5.10: Gradiente superficial inducido DC en conductores AC en modo monopolar [V/cm].

Gradiente superficial inducido DC [V/cm]		
Caso 1: x=48,5 m		
Conductor	Monopolo positivo	Monopolo negativo
C1	-883,07	376,42
C2	-1144,73	451,77
C3	-1579,82	614,89
C4	-223,76	112,942
C5	-310,78	150,54
C6	-546,97	276,06
Caso 2: x=75 m		
Conductor	Monopolo positivo	Monopolo negativo
C1	-412,50	174,95
C2	-512,56	225,73
C3	-762,40	351,11
C4	-124,92	62,61
C5	-174,79	100,21
C6	-337,31	187,98
Caso 3: x=300 m		
Conductor	Monopolo positivo	Monopolo negativo
C1	-12,28	12,43
C2	-24,86	12,43
C3	-49,57	37,60
C4	-12,28	14,25
C5	-12,28	14,25
C6	-37,29	39,11

Los gráfico de las Figuras 5.25 y 5.26 comparan los resultados obtenidos por el modelo en EMTP-RV para los tres casos cuando el sistema HVDC se adapta a monopolo positivo y monopolo negativo respectivamente.

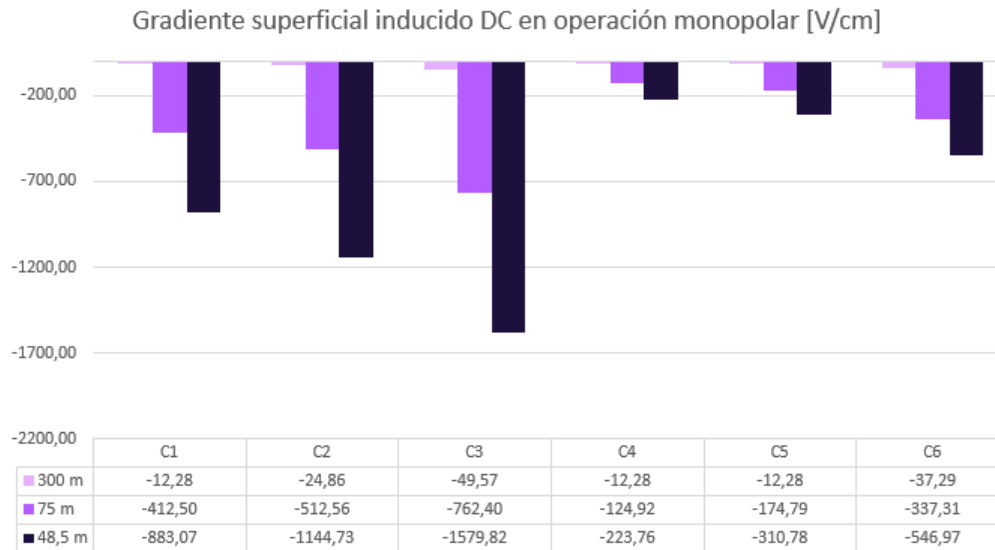


Figura 5.25: Componente DC del gradiente superficial inducido máximo en conductores AC ante modo de operación de monopolo positivo.

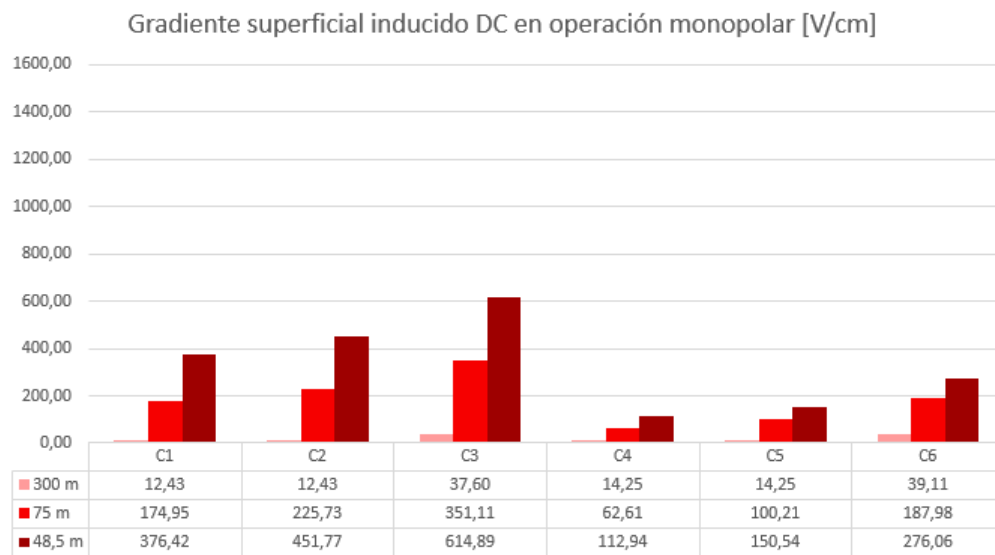


Figura 5.26: Componente DC del gradiente superficial inducido máximo en conductores AC ante modo de operación de monopolo negativo.

5.3. Análisis de resultados

El modelo de línea DC Kimal- Lo Aguirre 600 kV que comparte un corredor híbrido con la línea AC Kimal - Los Changos 500 kV dentro de un Sistema Eléctrico Nacional reducido se encuentra simulado en el programa EMTP-RV, donde se muestran los resultados de la interacción entre ambas líneas tanto en régimen permanente como ante transitorios. Tal como se mostró anteriormente, la interacción mutua entre los sistemas AC y DC no es insignificante,

pero no es crítico que su operación en paralelo sea técnicamente inviable. La ondulación AC en los conductores DC es importante para el diseño básico de estos componentes. Los fenómenos transitorios deben considerarse con respecto al funcionamiento adecuado del sistema de protección y del sistema de control del convertidor.

Respecto a la respuesta de tensión en los polos en régimen permanente ante la operación bipolar se observa que cuando el sistema HVDC es conectado al sistema eléctrico nacional reducido (sistema AC) en $t=1$ [s], ambos polos encuentran un nuevo punto de equilibrio aproximadamente a los 250 [ms]. Sumado a esto, tanto en el caso 1 ($x=48,5$ [m]) como en el caso 2 ($x=75$ [m]) de paralelismo (Figuras 5.1 y 5.2) es posible notar que, previa conexión del sistema HVDC, ambos polos poseen una respuesta en tensión de ± 590 a ± 610 kV en torno a los ± 600 kV. Sin embargo, cuando el sistema DC es conectado las oscilaciones en torno a los ± 590 kV aumentan en valores cercanos a los ± 530 y ± 630 kV en ambos polos. Mientras que en el caso 3 ($x=300$ [m]) la tensión posterior a la energización de la línea HVDC en $t=1$ [s] posee una tensión en régimen permanente similar a la que existía previa a la conexión, entre ± 580 y ± 620 kV en torno a los ± 600 kV. Respecto a la corriente, el análisis es el mismo, con la diferencia de que la corriente varía levemente su punto de equilibrio tal que se mantiene en ± 1333 [A] en ambos polos.

En cuanto al acoplamiento electromagnético, a partir de los resultados obtenidos se puede identificar que tanto las componentes de acoplamiento capacitivo como inductivo en los conductores AC y DC son inversamente proporcional a la distancia de separación entre las líneas, cuanto mayor es la distancia de separación, menor es el valor de gradiente superficial inducido y la tensión longitudinal inducida. Esto se observa también en los conductores AC del circuito 1 (fase a C1, fase b C2 y fase c C3) y en los conductores DC (Polo positivo P1 y retorno metálico R1) que son los más cercanos entre ambas líneas, cuyos resultados también son más altos que los conductores más lejanos. Es por ello que dichos conductores serán los más afectados al acoplamiento electromagnético resultante.

En cuanto al análisis ante transitorios, el mayor impacto en el voltaje de la línea DC se calculó ante una falla monofásica a tierra. Para el acoplamiento capacitivo fue la falla monofásica en la fase c, que corresponde al conductor de mayor altura y el más cercano a la línea DC, el que entregó el gradiente superficial inducido máximo en los conductores DC al momento de la falla. Mientras que en el caso del acoplamiento inductivo, es la fase b, que corresponde al conductor medio de la línea AC y el del circuito más cercano a la línea DC, el que entregó la tensión longitudinal inducida máxima en los conductores DC.

Complementando la observación anterior, al comparar la variación de los resultados obtenidos entre los conductores producto del acoplamiento capacitivo versus el acoplamiento inductivo, se muestra a través de los resultados que el acoplamiento capacitivo es claramente más sensible a la disposición de los conductores tanto horizontal como verticalmente mientras que en el acoplamiento inductivo la distancia entre los conductores de una misma torre produce valores similares entre sí. Por lo que, a diferencia del acoplamiento inductivo, el acoplamiento capacitivo posee una mayor sensibilidad no solo de la distancia de separación del corredor híbrido sino que también de la disposición geométrica de los conductores.

En relación a la falla en uno de los polos del sistema HVDC, se observa que a los 600 [ms] de la perturbación, el sistema se adapta a la operación monopolar exitosamente.

A partir de las Figuras 5.25 y 5.26, se observa que si el polo caído corresponde al polo negativo y el sistema posee operación monopolar positiva, el gradiente superficial inducido en los conductores AC es negativo, por lo que el gradiente superficial total en dichos conductores se verá disminuido por la componente negativa inducida por el polo positivo. Por el contrario, si es el polo positivo el que sufre la falla, el gradiente superficial inducido posee un valor positivo por lo que el gradiente superficial total de los conductores AC será mayor que si no compartieran el corredor híbrido. Es por ello que para prevenir este aumento en el gradiente superficial de los conductores AC que podrían afectar la aislación de la línea se recomienda que el polo positivo sea el que se encuentre más cercano a la línea AC. Además, se debe considerar que el peor escenario ante una falla ocurriría en dicho polo.

Otro aspecto a considerar ante la operación en régimen permanente del sistema HVDC es que los resultados muestran que la interacción producto del acoplamiento capacitivo en los conductores AC es menor cuando el sistema HVDC se encuentra en operación bipolar respecto a la monopolar. Esto se debe principalmente a que en el caso de la operación bipolar, el polo positivo si bien induce un gradiente superficial negativo en los conductores AC, posee además el gradiente superficial positivo inducido por el polo negativo que se superpone al del polo positivo. No así en el caso de la operación monopolar donde el polo negativo se encuentra desconectado y sólo actúa el polo positivo en los conductores AC adyacentes.

5.4. Recomendaciones de diseño

A partir del análisis de resultados, las consideraciones de operación y diseño utilizado para la representación del enlace HVDC se establecen las siguientes consideraciones y/o recomendaciones:

- Al menos hasta los 75 metros de distancia, el acoplamiento electromagnético AC/DC se combina de forma que pueden modificar la respuesta en tensión y corriente dentro de un corredor híbrido respecto a su respuesta si las líneas AC y DC actuaran de forma independiente. Para el diseño y trazado de la nueva línea HVDC se deberá considerar que si la distancia del paralelismo en uno o varios tramos es menor o en torno a 75 metros con líneas de 500 KV AC se deberá estudiar con un modelo adecuado la respuesta en tensión y corriente. En caso contrario si la distancia es igual o mayor a 300 metros de paralelismo ya se puede considerar que las líneas AC y DC actuarán de forma independiente.
- Las componentes de acoplamiento electromagnético estarán influenciados por múltiples factores pero en particular se recomienda analizar en detalle la distancia entre ambas líneas y la disposición espacial de las líneas AC/DC. A partir de los resultados de cálculo y el análisis se puede observar que dada la naturaleza electromagnética de las líneas AC respecto a las líneas DC, son estas últimas las más afectadas al acoplamiento inducido. Donde la disposición espacial de los conductores de las líneas y la distancia entre ambas dominan los componentes de acoplamiento capacitivo mientras que sólo esta última afecta el acoplamiento inductivo. Adicionalmente, para el análisis del acoplamiento magnético se debe tener en consideración el largo del paralelismo dado que si afecta o se amplifica en efecto en la medida que la distancia aumenta, no así en el acoplamiento

eléctrico, el cual es independiente del largo del paralelismo.

- A raíz de lo anteriormente señalado, en el caso de la línea AC que posee más de un tipo de torre a lo largo de ella, la disposición de los conductores puede variar en el valor del gradiente superficial inducido en los conductores. Si bien en el modelo se utilizó la configuración de torre más representativa de la línea, realizar el análisis considerando otros tipos de torre puede entregar valores distintos a los obtenidos en el presente trabajo.
- Se deberá tener en consideración las transposiciones existentes en las líneas de transmisión en 500 kV en los tramos que su trazado sea paralelo a la línea HVDC. Dentro del respectivo análisis de sensibilidad se podrán estudiar nuevas transposiciones para disminuir las componentes de secuencia cero que se generan en las líneas AC desbalanceadas.
- Dentro del acoplamiento capacitivo, el gradiente superficial de la línea AC se puede reducir colocando el polo positivo de la línea DC más cerca de la línea AC, produciendo una polarización negativa DC en el conductor AC. Los componentes de corriente continua inyectados en los conductores AC cuando es el polo positivo el que se encuentra próximo a la línea AC son beneficiosos para dicha línea ya que su superposición lineal disminuye el gradiente superficial de la línea AC. No así si fuera el polo negativo el conductor más próximo. Por lo que se recomienda que sea el polo positivo el que se mantenga en cercanía a la línea AC, aplicando también la recomendación en caso de operación monopolar.
- En caso de que sea el polo negativo el más cercano, de todas formas la componente en corriente continua inducida en los conductores AC es menor que la componente de corriente alterna en los conductores DC para la configuración de corredores híbridos, pero podrían alcanzar magnitudes significativas para la configuración de ambas líneas en una misma torre, por lo que no se deben descartar al momento de realizar dicho análisis, especialmente en configuración monopolar con polo negativo.
- El diámetro y el número de conductores individuales en los conductores de polo y fase poseen además un efecto significativo en el gradiente de la superficie del conductor, por lo que otra configuración en el número de subconductores o el tipo de conductor en los polos puede ser de interés. dicha recomendación aplica también para el diseño de los retornos metálicos, los cuales se ven afectados de igual forma y podrían tener problemas principalmente de aislación por superposición.
- Se deberá considerar que cuando ocurre una contingencia de severidad 2 (NTSyCS) en la línea AC que se encuentra próxima a la línea DC puede producir una sobretensión en la transmisión DC a través del rendimiento del control. Si bien no existe una diferencia notoria en la respuesta en tensión al momento de la falla monofásica a tierra en los tres casos de paralelismos, esto si se vió reflejado en los resultados del acoplamiento electromagnético por lo que se debe considerar que el diseño de protecciones ante una falla en la línea AC del corredor se realice no sólo a partir de la sobretensión provocada en los polos sino que además donde se maximiza el acoplamiento capacitivo e inductivo en los conductores DC, lo cual ocurre en caso de una falla monofásica a tierra en

alguno de los conductores más cercanos y de mayor altura de la línea AC, en este caso corresponden a las fase c y b respectivamente.

- Las sobretensiones transitorias son motivo de preocupación para el nivel de aislamiento y la distancia de separación de las líneas y, por lo tanto, deben tenerse en cuenta al diseñar un corredor de transmisión híbrido. Debido a la corta duración de los transitorios estudiados, los voltajes de resistencia pueden ser mayores para conmutar sobretensiones. Si bien el acoplamiento no genera un impacto tan drástico en magnitud si produce un daño o perturbación no despreciable desde el punto de vista de las oscilaciones de las tensiones y corrientes. Esto puede afectar en la recuperación en el tiempo de la estabilidad del SEP.
- A medida que aumenta de la distancia de separación, el acoplamiento entre las líneas disminuye, y la interacción entre ambas líneas es despreciable cuando la distancia de separación alcanza un cierto valor. En el presente caso esto ocurre a los 300 [m] de distancia, cuando no sólo la respuesta en tensión y corriente en régimen permanente es similar a la respuesta previa conexión al sistema eléctrico reducido, sino que los valores de acoplamiento capacitivo son cercanos a cero y los valores de tensión longitudinal inducida son casi un tercio que los valores obtenidos en el caso de distancia mínima ($x=48,5$ [m]).
- Para mejorar la respuesta en tensión y corriente dentro del corredor, se recomienda realizar un análisis en frecuencia para determinar la participación de armónicos en la señal tanto en régimen permanente como ante transitorios. A partir de ello se podrían identificar las componentes armónicas relevantes producto del acoplamiento y así incorporar un bloque de filtro.
- Para evitar la saturación del transformador del convertidor y la generación de armónicos no característicos por parte de los convertidores, la ondulación AC máxima en las corrientes polares debe limitarse al 0.1 % de la corriente nominal de los convertidores. Para calcular dicha corriente se necesita la tensión longitudinal inducida obtenida en los resultados del acoplamiento inductivo. Se sugiere realizar las mediciones y comprobar si el valor obtenido es menor a lo recomendado.

Capítulo 6

Conclusiones

En este trabajo se ha modelado el sistema eléctrico nacional con el proyecto de conexión del sistema HVDC Kimal - Lo Aguirre. El sistema logró ser modelado en detalle en el software EMTP RV con las proyecciones propuestas de acuerdo al plan de expansión al año 2030. El modelo considera sus máquinas generadoras más importantes del lado de Kimal y con los sistemas de regulación de tensión y estabilizador de potencia tal que el modelo presente una respuesta dinámica real. Se definieron además tres distancias para el paralelismo entre ambas líneas con tal de hacer un análisis de sensibilidad. Se determina un método de cálculo desacoplado para obtener la capacidad de acoplamiento inductivo y capacitivo cuando la línea se encuentra en un corredor híbrido de largo $l= 100$ [km] con una línea AC del sistema eléctrico, en este caso, la línea doble circuito Kimal - Los Changos 500 kV. Cabe destacar que el largo del corredor afecta directamente el acoplamiento producto del campo magnético pero no afecta para efectos de campo eléctrico.

Para el cálculo de acoplamiento capacitivo se utilizó el método de imágenes, calculando los coeficientes potenciales de Maxwell y así obtener la matriz de capacitancia entre ambas líneas. Por otra parte, los fenómenos relacionados con el acoplamiento inductivo se calcularon utilizando los parámetros obtenidos por la matriz de inductancia entre ambas líneas. El método de cálculo de ambos acoplamientos fueron aplicados de forma efectiva en el programa EMTP-RV para el escenario de un corredor híbrido AC/DC.

Se logró replicar correctamente el caso de estudio, simulando de forma aproximada sus tres componentes principales: el sistema AC, la estructura DC y el sistema HVDC. Para el sistema AC se realizó una reducción estática/dinámica del sistema eléctrico nacional al año 2030, la cual fue validada a partir del cálculo de corriente de cortocircuito entre el sistema original y el sistema reducido. Para el diseño de la estructura DC se establecieron los parámetros de distancia y altura entre los conductores de la línea a partir de la guía de diseño de líneas de transmisión HVDC CIGRÉ según las características del sistema DC. Finalmente el sistema HVDC fue adaptado a partir del modelo EMTP-RV HVDC Bipolar incorporado en el programa, modificando los parámetros a partir de lo indicado por el Plan de Expansión de la CNE.

Finalmente, aplicando el método de cálculo de acoplamiento electromagnético en el caso de estudio fue posible identificar la interacción entre las líneas y cómo afecta la existencia de dicho corredor tanto en régimen permanente como ante perturbaciones en una de las

líneas en la respuesta en tensión y corriente. A partir de los valores entregados fue posible entregar recomendaciones para el diseño del corredor AC/DC. El sistema de estudio identifica parámetros de diseño importantes y proporciona algunas pautas para el desarrollo de un mejor diseño de un corredor híbrido AC/DC.

Diferentes aspectos interfieren en la determinación de los voltajes inducidos en los sistemas de HVDC cerca de los sistemas de HVAC. En primer lugar, la configuración de la torre define los elementos de acoplamiento que dependen de las distancias entre los conductores. También se debe tener en cuenta la posición de las tres fases de los sistemas AC.

6.1. Trabajo Futuro

Durante el estudio, se han identificado distintas oportunidades para una mayor investigación que si bien se encuentran fuera del alcance del estudio requieren marcos de tiempo más extensos o un trabajo más experimental.

- **Modelo Sistema eléctrico nacional:** El uso de un modelo reducido con componentes estáticas y dinámicas permite obtener una respuesta dinámica aproximada a la que se obtendría utilizando un modelo no reducido evitando la complejidad de simularlo en su totalidad, pero para obtener una mejor respuesta dinámica y más cercana a la respuesta real del sistema se puede modelar de forma dinámica el sistema en su totalidad.
- **Cálculo de acoplamiento resistivo:** El acoplamiento resistivo se relaciona a la medida carga espacial y las corrientes de iones en el ambiente, por lo cual es valioso incorporar al análisis mediciones a largo plazo en líneas híbridas AC/DC ante condiciones ambientales presentes en la zona norte del país. Para obtener estadísticas precisas del campo eléctrico, la carga espacial y corrientes iónicas deben ser consideradas. Cómo el campo AC afecta la presencia de iones en el ambiente y la corriente de iones, así como la corriente de iones que fluye desde la línea DC a AC deben obtenerse a partir de medidas experimentales. Las variaciones estacionales y relacionadas con el clima también serían importantes. Esto podría extenderse en un programa computacional para calcular campos eléctricos y corrientes iónicas en líneas híbridas AC/DC, basadas en la física del efecto corona respaldada por datos de medición.
- **Cálculo de corriente a frecuencia fundamental inducida:** Producto del acoplamiento electromagnético se induce una corriente a frecuencia fundamental que afecta el funcionamiento del sistema de control y los transformadores convertidores del sistema DC. Queda propuesto el cálculo la corriente inducida, el cual puede ser calculado de forma aproximada a partir de lo indicado en el Capítulo 2 a partir de la tensión longitudinal inducida utilizando la Ecuación (2.18) o a partir del modelo en EMTP-RV.
- **Análisis de sensibilidad de otros parámetros:** El acoplamiento electromagnético no depende sólo de la distancia entre ambas líneas. El modelo diseñado permite además realizar un análisis de sensibilidad frente a otros parámetros que influyen en el acoplamiento ya sea la resistividad del terreno, el cual modifica la matriz de inductancia del corredor, y por ende, su acoplamiento inductivo, la incorporación de trasposiciones en la línea AC, el largo del paralelismo, entre otros.

- **Acoplamiento en torres híbridas:** Si bien en el presente trabajo se consideró la posibilidad de un corredor híbrido en base a la instalación de una nueva línea HVDC, a futuro existe la posibilidad de transformar una línea AC doble circuito en una línea híbrida donde uno de sus circuitos pase a ser DC. Esta posibilidad amplía el estudio al cálculo de acoplamiento electromagnético para el caso de una torre híbrida AC/DC.

Bibliografía

- [1] CIGRE Brochure 388. *Impacts of HVDC lines on the economics of HVDC projects*. B2/B4/C1.17, Aug 2009.
- [2] P. a. Maruvada, N. G. Trinh, R. D. Dallaire, and N. Rivest. Corona studies for bipolar hvdc transmission at voltages between ± 600 kv and ± 1200 kv part 1: Long-term bipolar line studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100(3):1453–1461, March 1981. ISSN 0018-9510. doi: 10.1109/TPAS.1981.316620.
- [3] United States. Bonneville Power Administration, Electric Power Research Institute, and HVDC Transmission Research Project RP 104. *Transmission Line Reference Book: HVDC to +/- 600 Kv*. Electric Power Research Institute. URL <https://books.google.cl/books?id=L6UuHQAACAAJ>.
- [4] B. Rusek, C. Neumann, S. Stevens, U. Sundermann, K. Kleinekorte, J. Wulff, F. Jenau and K. H. Weck. Ohmic coupling between AC and DC circuits on hybrid overhead lines, septiembre 2013.
- [5] Boneville Power Administration. Draft Environmental Assessment of Pacific Direct Current Intertie Upgrade. [Online], Enero 2014. Disponible en: https://www.bpa.gov/efw/Analysis/NEPADocuments/nepa/PDCI_Upgrade/CELILO_DRAFT_3D_DRAFT_EA.pdf.
- [6] J. A. Brandao Faria. Electric and magnetic coupling between neighboring multiconductor transmission lines considering short interaction lengths. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(1):475–482, 2013.
- [7] C. Rahmann. Modelamiento y control de sistemas de potencia, Clase Introductoria., 2017.
- [8] B. A. Clairmont, G. B. Johnson, and L. E. Zaffanella. The effect of hvac-hvdc line separation in a hybrid corridor. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(2):1338–1350, April 1989. ISSN 1937-4208. doi: 10.1109/61.25621.
- [9] Comisión Nacional de Energía. Informe Técnico Definitivo: Plan de Expansión Anual del Sistema de Transmisión correspondiente al año 2018, mayo 2019.
- [10] Comisión Nacional de Energía. Anexos Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión 2019, BD PowerFactory, Enero 2020.
- [11] Coordinador Eléctrico Nacional. Proyección de demanda eléctrica 2018-2038. [Online], Enero 2019. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/01/Anexo-3-Informe-de-Proyecci%C3%B3n-de-Demanda-El%C3%A9ctrica-2018-2038.pdf>.

- [12] DigSilent PowerFactory. User Manual, 2019.
- [13] D. Carvalho P. C. V. Esmeraldo P. Gomes D. M. Zaroni M. J. Ximenes M. N. Accioly A. P. Guarini S. L. Sardinha J. R. Medeiros A. R. Saavedra M. Szechtman G. N. Doyle, R. L. Nascimento. The ± 600 kv hvdc madeira river transmission system design. 2012.
- [14] Gabriel Olguín. Taller de capacitación transmisión en corriente continua de alto voltaje hvdc, sesión 1., Noviembre 2018.
- [15] Ricardo Granizo, Carlos Platero, Fernando Gómez, and Emilio López. New differential protection method for multiterminal hvdc cable networks. *Energies*, 11:3387, 12 2018. doi: 10.3390/en11123387.
- [16] J. Hu and B. Bisewski. Evaluation of coupling between dc and ac transmission lines on the same right-of-way: Parametric analysis and mitigation methods. 2011.
- [17] Conseil international des grands réseaux électriques. Joint working group B2-B4-C1. *Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects*. CIGRÉ, 2009. ISBN 9782858730759. URL https://books.google.cl/books?id=C__MYgEACAAJ.
- [18] J. Cabezas. Estimación de campos eléctricos y magnéticos en líneas aéreas en HVDC de cuatro polos., 2012.
- [19] A. Beutel A. Britten D. Douglass-J. Iglesias V. Jankov J. Jardini D. Muftic J. Lundquist, L. Barthold and S. Steevens. Guide to the conversion of existing ac lines to dc operation. In *CIGRE Technical Brochure 583, wG B2.41*, May 2014.
- [20] J. N. Cáceres. Desarrollo de Modelos Dinámicos Reducidos de los Sistemas SIC-SING para Estudios de estabilidad, 2016.
- [21] J. Terrones. Transporte de Energía Eléctrica en Corriente Continua. Estudio Técnico-económico de la Tecnología HVDC., 2014.
- [22] C.K. Kim, V.K. Sood, G.S. Jang, S.J. Lim, and S.J. Lee. *HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems*. Wiley - IEEE. Wiley, 2009. ISBN 9780470822968. URL <https://books.google.cl/books?id=ohJ7Z2Cc5G0C>.
- [23] Mustafa Kizilcay, A. Murat Ağdemir, and Martin Lösing. Interaction of a hvdc system with 400-kv ac systems on the same tower. 2009.
- [24] Marene Larruskain, Inmaculada Zamora, Oihane Abarrategui, and Araitz Iturregi. Vsc-hvdc configurations for converting ac distribution lines into dc lines. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 54:589–597, 01 2014. doi: 10.1016/j.ijepes.2013.08.005.
- [25] E. V. Larsen, R. A. Walling, and C. J. Bridenbaugh. Parallel ac/dc transmission lines steady-state induction issues. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(1):667–674, Jan 1989. ISSN 1937-4208. doi: 10.1109/61.19259.
- [26] J.M. Lee, United States. Bonneville Power Administration, and United States. Bonneville Power Administration. Biological Studies Task Team. *Electrical and biological effects of transmission lines: a review*. U.S. Dept. of Energy, Bonneville Power Administration, 1982. URL <https://books.google.cl/books?id=NQ5SAAAAMAAJ>.
- [27] M. Weiland, E. Starschich, G. Ebner, R. Teixeira Pinto, M. Schmidt. Guide to the

conversion of existing AC lines to DC operation, may 2014.

- [28] M. Weiland, E. Starschich, G. Ebner, R. Teixeira Pinto, M. Schmidt. Voltage Source Converter (VSC) Operation at DC Lines close to AC Lines, sep 2019.
- [29] P. S. Maruvada and S. Drogi. Field and ion interactions of hybrid ac/dc transmission lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 3(3):1165–1172, July 1988. doi: 10.1109/61.193899.
- [30] Ministerio de Energía. Informe de Actualización de Antecedentes 2019: Planificación Energética de Largo Plazo Periodo 2018 – 2022. Technical report, Dec 2019.
- [31] Alexander Novitskiy, Irina Konotop, and Dirk Westermann. Flicker propagation in power networks with hybrid and parallel overhead transmission lines. *Renewable Energy and Power Quality*, pages 672–677, 05 2016. doi: 10.24084/repqj14.425.
- [32] P. Arieta. Propuesta de guía para la evaluación de impacto ambiental del ruido y campos eléctricos y magnéticos generador por las líneas eléctricas de alta tensión de corriente continua en el marco del SEIA., 2012.
- [33] C. Romeis, J. Schindler, J. Jaeger, M. Luther, K. Steckler, and T. Keil. Induced voltages on hvdc systems by hvac systems at the same support structure due to capacitive and inductive coupling. In *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, pages 1–7, 2015.
- [34] V. K. Sood, V. Khatri, and H. Jin. Emtpl modelling of cigre benchmark based hvdc transmission system operating with weak ac systems. In *Proceedings of International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth*, volume 1, pages 426–432 vol.1, Jan 1996. doi: 10.1109/PEDES.1996.539653.
- [35] M. Szechtman, T. Wess, and C. V. Thio. First benchmark model for hvdc control studies. In *Electra*, number 135, pages 54–67, Apr. 1991.
- [36] M. Szechtman, T. Wess, and C. V. Thio. A benchmark model for hvdc system studies. In *International Conference on AC and DC Power Transmission*, pages 374–378, Sep. 1991.
- [37] J. Tang, R. Zeng, H. Ma, J. He, J. Zhao, X. Li, and Q. Wang. Analysis of electromagnetic interference on dc line from parallel ac line in close proximity. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(4):2401–2408, Oct 2007. ISSN 1937-4208. doi: 10.1109/TPWRD.2007.905334.
- [38] W. Tang. *The Design and Control of LVDC Industrial Power Distribution Systems*. University of Wisconsin–Madison, 1999. URL <https://books.google.cl/books?id=7q5jAAAAMAAJ>.
- [39] TRANSELEC S.A. Resolución de calificación ambiental de proyecto línea alto jahuel 2x500 kv., Octubre 2011.
- [40] Kumar Rakesh Anand Anish Goswami M.M.-Jha I.S. Power Grid Corporation of India Ltd. Tyagi Puneet, Bagadia Vikas. Design challenges for ± 800 kv, 3000 mw hvdc champā – kurukshetra transmission link with dedicated metallic return (dmr) – user’s perspective. *Water and Energy International*, Vol. 57b:18, 2014.
- [41] National Technical Information Service United States. Department of Energy Contract.

Study of electric field and ion effects of hvdc transmission lines: Final report. August 1985.

Anexo A

Herramienta de Reducción en DigSilent PF

Para realizar la reducción estática se utiliza el programa PowerFactory, el cual posee la herramienta *Network reduction*. Esta herramienta proporciona una representación simplificada de la red que contiene solo los nodos de interfaz (puntos de conexión) que se conectan mediante impedancias equivalentes y fuentes de voltaje, de modo que la respuesta de cortocircuito y flujo de carga dentro del sistema mantenido (no reducido) sea la misma que cuando se usa el modelo detallado. Esto quiere decir que la reducción obtenida corresponde a una reducción estática del sistema.

PowerFactory ofrece dos métodos para producir una representación equivalente de la parte reducida de la red y calcular sus parámetros, válidos tanto para el flujo de carga como para los cálculos de cortocircuito, incluidas fallas asimétricas como fallas monofásicas [12]. El primer método se basa en una representación equivalente de Ward y el segundo método se basa en una representación REI (Radial-Equivalent-Independent), que permite retener generadores y/o cargas y permite crear inyecciones de energía según el tipo de combustible. El presente trabajo se centra en la representación equivalente de Ward, que fue la utilizada para realizar la reducción.

El Método del equivalente de Ward se basa en la representación de la generación y las cargas del sistema externo como inyecciones de corriente o potencia constante, de forma tal que se obtenga una relación. De estas relaciones se pueden obtener las corrientes inyectadas en los nodos del sistema interno, en función de las admitancias nodales del equivalente pasivo, las tensiones en las barras del sistema interno y el vector de corrientes que se sobrepone en los nodos del sistema interno.

Las corrientes obtenidas se calculan para un caso base y se convierten a inyecciones de potencia. El equivalente se separará una parte lineal compuesta por admitancias equivalentes entre nodos del sistema interno y elementos en derivación equivalentes entre estos nodos y la referencia común y una parte no-lineal, formada por inyecciones equivalentes en los nodos del sistema interno.

Si bien el programa permite una reducción de la red para flujo de carga y para cortocircuito, se utiliza esta última opción debido el tipo de análisis que se desea realizar con esta reducción. Para los cortocircuitos se usa un algoritmo basado en matrices de impedancia/

admitancia nodal.

La idea básica es que la matriz de impedancia de la red equivalente, medida en los puntos de conexión en la red mantenida, debe ser igual a la matriz de impedancia de la red a reducir (para las filas y columnas que corresponden a los nodos límite). Esto significa que para una inyección adicional y virtual $\Delta \bar{I}$ (variación del fasor de corriente) en las ramas frontera, desde la red interna hasta la red que se va a reducir, el $\Delta \bar{u}$ resultante (variaciones del fasor de voltaje) en los nodos frontera debe ser lo mismo para la red equivalente, como las que se habrían obtenido para la red original (dentro de una tolerancia definida por el usuario). Esto debe ser válido para los casos de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero, en caso que se deban considerar en el cálculo (equivalente de cortocircuito desequilibrado).

La reducción resultante entrega los elementos equivalentes de tensión y elementos de impedancia equivalente que se muestran en la Tabla A.1 y Tabla A.2 respectivamente.

Tabla A.1: Fuentes de tensión equivalente de Ward obtenidas en la reducción.

Punto de conexión	Potencia generada		Impedancia [Ω]		
	P_{act} [MW]	P_{react} [MVAR]	Sec. positiva	Sec. negativa	Sec. cero
Kapatur 220 kV	-86,05	146,74	5,15 + 23,71j	5,31 + 22,11j	1,69 + 11,98j
Cumbre 500 kV	194,31	36,21	-477,17 + 996,60j	786,28 + 1090,80j	3,64 + 80,20j
Chacaya 220 kV	-329,62	68,32	139,01 + 21,61j	119,34 + 12,16j	3,40 + 27,32j
Kimal 220 kV	-393,64	125,72	5,85 + 12,30j	7,52 + 10,90j	1,56 + 8,52j
Parinas 500 kV	-117,08	-2,84	2049,68 + 282,75	1404,71 + 88,90j	3,26 + 99,69j
S. Lo Aguirre 500 kV	51,88	455,93	7,45 + 25,85j	3,50 + 29,99j	7,56 + 25,77j
Nva Pan de Azúcar 500 kV	-9,054	264,56	83,60 + 367,78j	169,68 + 290,78j	2,51 + 46,28j
Nva Maitencillo 500 kV	520,76	156,14	-18,03 + 185,15j	34,48 + 182,98j	1,06 + 32,08j
Nva Cardones 500 kV	261,47	4,78	-129,30 + 562,61j	410,26 + 375,59j	0,80 + 34,34j
Polpaico 500 kV	-726,75	76,70	19,14 + 76,44j	18,83 + 76,17j	7,84 + 61,13j

Tabla A.2: Impedancia común resultante por reducción.

Nodo i	Nodo j	Impedancia [p.u.]	
		Sec. positiva	Sec. cero
Kapatur 220 kV	Chacaya 220 kV	0,005 + 0,048j	0,153 + 0,375j
Kapatur 220 kV	Kimal 220 kV	0,005 + 0,069j	0,371 + 0,873j
Kimal 220 kV	Chacaya 220 kV	0,01 + 0,054j	0,103 + 0,307j
Polpaico 500 kV	S. Lo Aguirre 500 kV	-0,01 + 0,057j	0,035 + 0,421j
Nva Pan de Azúcar 500 kV	Nva Maitencillo 500 kV	0,006 + 0,034j	0,27 + 0,594j
Nva Pan de Azúcar 500 kV	Nva Cardones 500 kV	0,007 + 0,080j	0,492 + 1,571j
Nva Pan de Azúcar 500 kV	S. Lo Aguirre 500 kV	-0,037 + 0,635j	323,69 + 454,80j
Nva Pan de Azúcar 500 kV	Polpaico 500 kV	0,002 + 0,352j	8,96 + 18,755j
Nva Maitencillo 500 kV	Nva Cardones 500 kV	0,018 + 0,091j	0,181 + 0,628j
Nva Maitencillo 500 kV	S. Lo Aguirre 500 kV	0,252 + 3,182j	1001 + 1001j
Nva Maitencillo 500 kV	Polpaico 500 kV	0,253 + 1,746j	1001 + 1001j
Nva Cardones 500 kV	Polpaico 500 kV	3,63 + 9,02j	1001 + 1001j
S. Lo Aguirre 500 kV	Polpaico 500 kV	-0,01 + 0,057j	0,035 + 0,421j

Anexo B

Gráficos en el tiempo, resultados acoplamiento

Las siguientes Figuras entregan gráficos de los resultados de cada estudio en régimen permanentes y en estado transitorio del sistema AC/DC.

B.1. Comportamiento en régimen permanente

B.A.1. Conexión del sistema HVDC

B.A.1.1. Acoplamiento capacitivo

Las Figuras B.1, B.2 y B.3 entregan la componente AC presente en los conductores de la línea DC una vez que este se encuentra energizada al sistema AC.

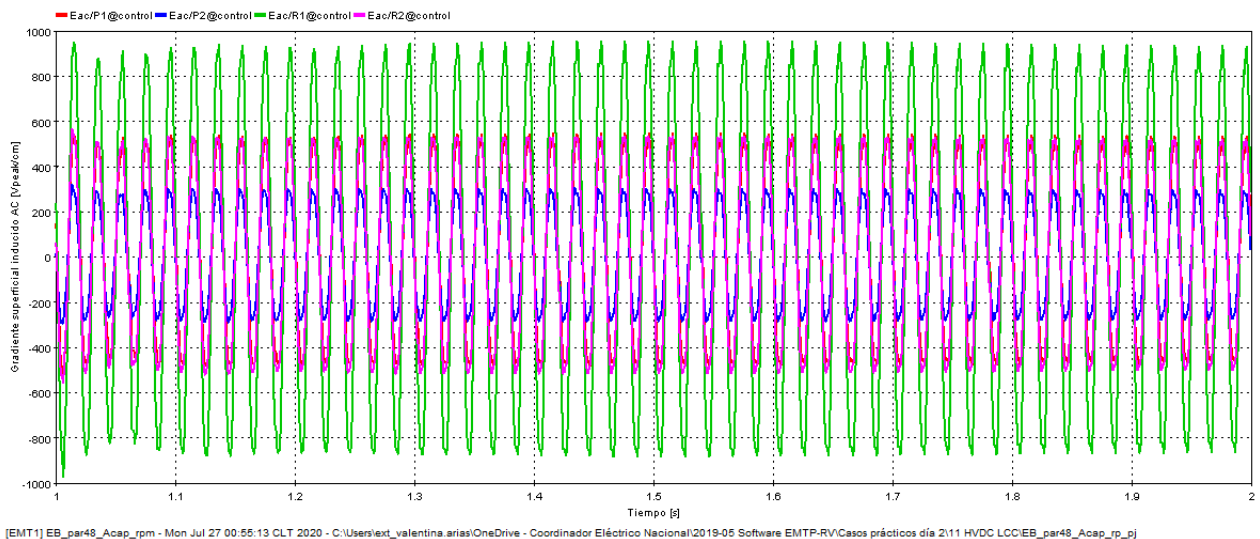


Figura B.1: Componente AC del gradiente superficial en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) cuando la distancia entre las líneas es de 48,5 metros $[V_{peak}/cm]$.

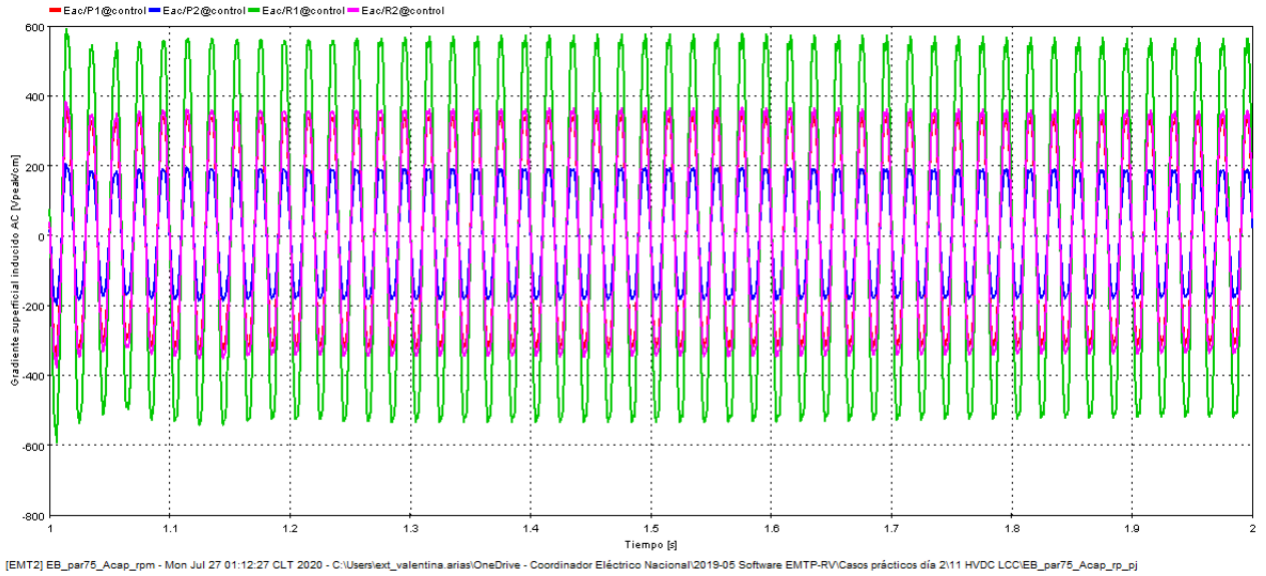


Figura B.2: Componente AC del gradiente superficial en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) cuando la distancia entre las líneas es de 75 metros [V_{peak}/cm].

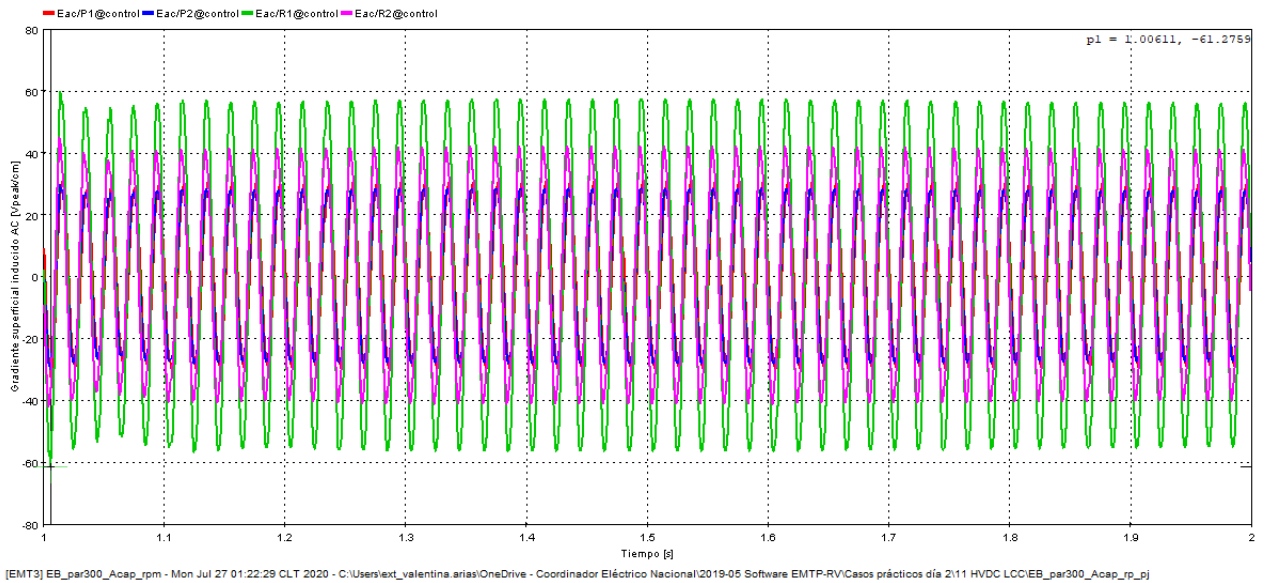


Figura B.3: Componente AC del gradiente superficial en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) cuando la distancia entre las líneas es de 300 metros [V_{peak}/cm].

A su vez, las Figuras B.4, B.5 y B.6 entregan la componente DC presente en los conductores de la línea AC una vez que la línea HVDC se encuentra energizado al sistema AC.

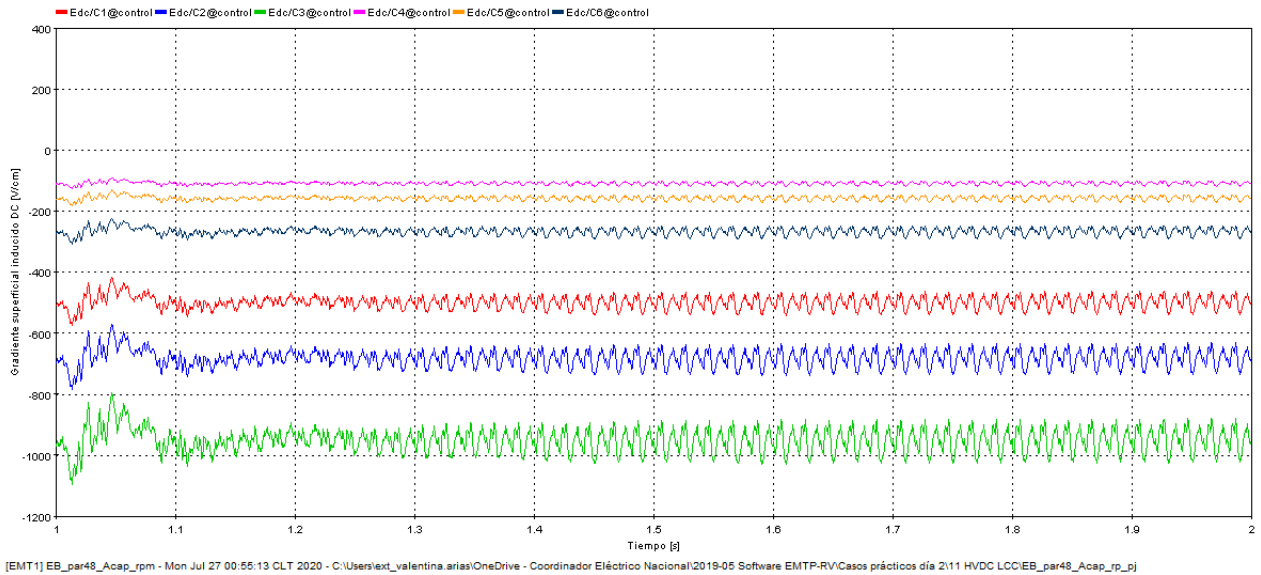


Figura B.4: Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) cuando la distancia entre las líneas es de 48,5 metros $[V/cm]$.

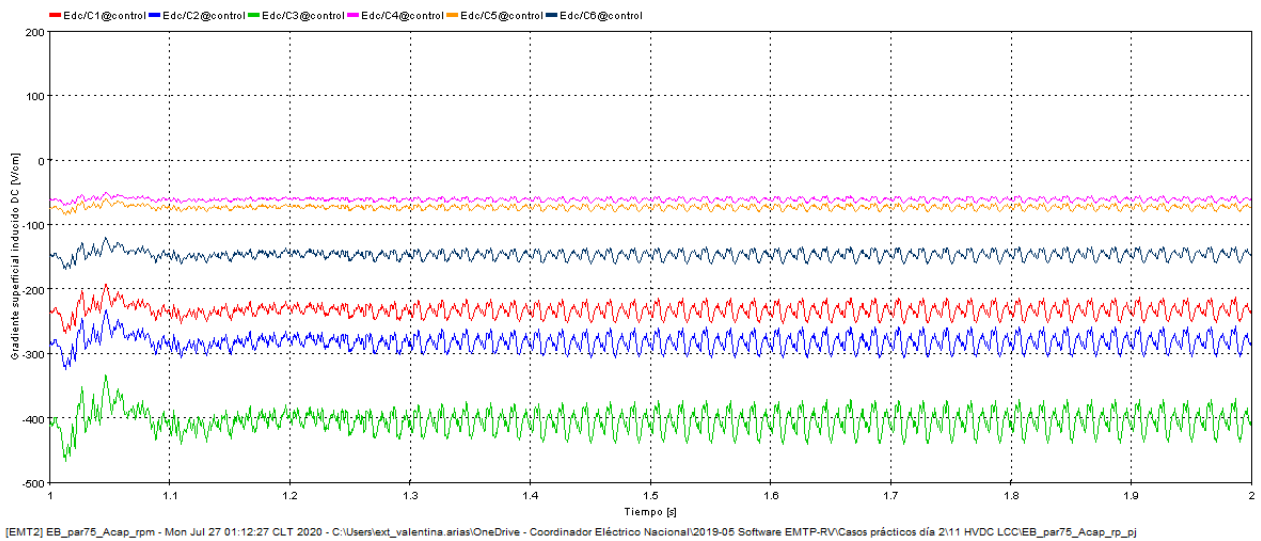


Figura B.5: Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) cuando la distancia entre las líneas es de 75 metros $[V/cm]$.

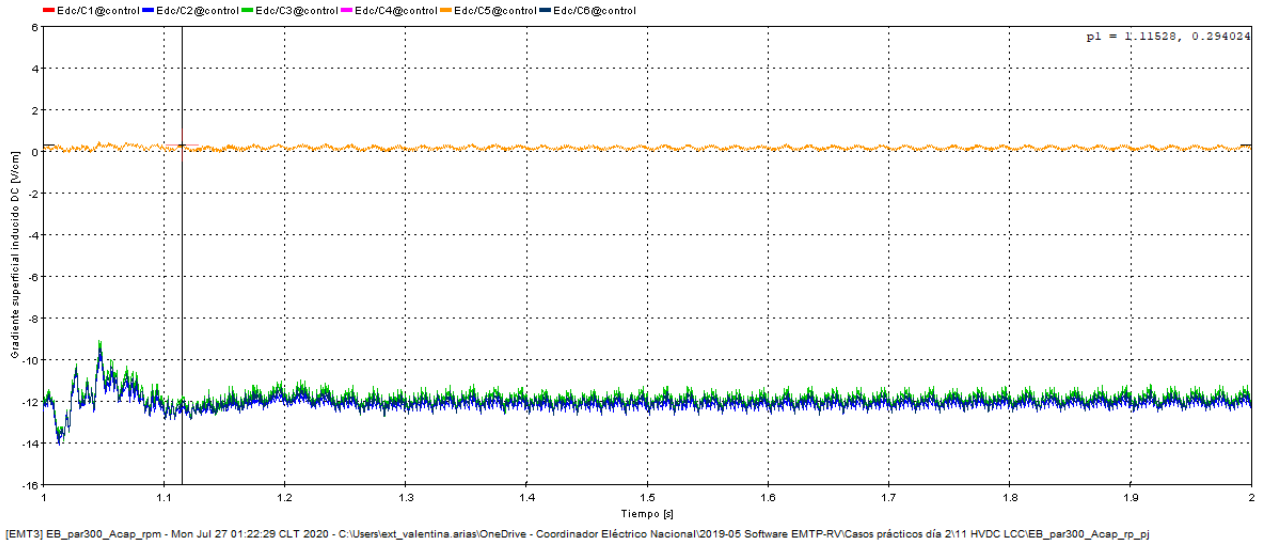


Figura B.6: Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) cuando la distancia entre las líneas es de 300 metros [V/cm].

B.A.1.2. Acoplamiento inductivo

Las Figuras B.7, B.8 y B.9 muestran la tensión longitudinal inducida producto del acoplamiento inductivo en los conductores de la línea DC.

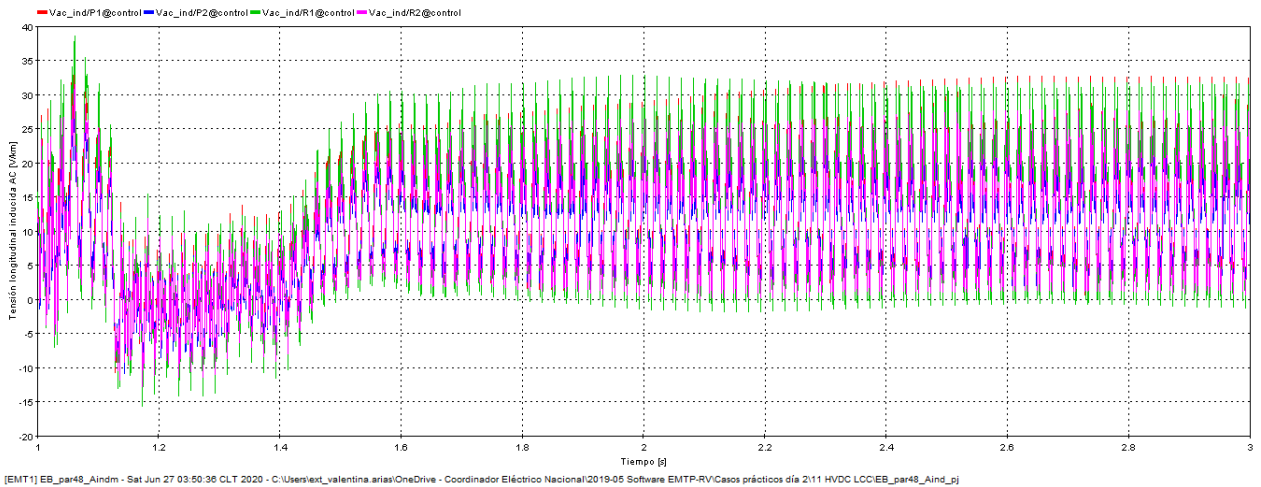


Figura B.7: Tensión longitudinal inducida en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) cuando la distancia entre las líneas es de 48,5 metros [V/km].

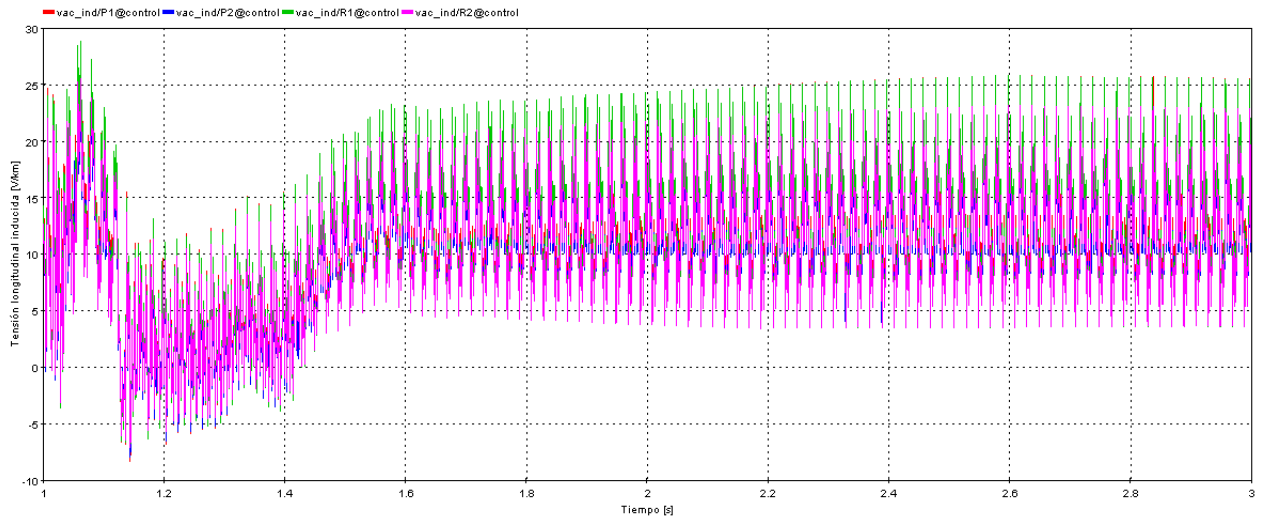


Figura B.8: Tensión longitudinal inducida en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) cuando la distancia entre las líneas es de 75 metros [V/km].

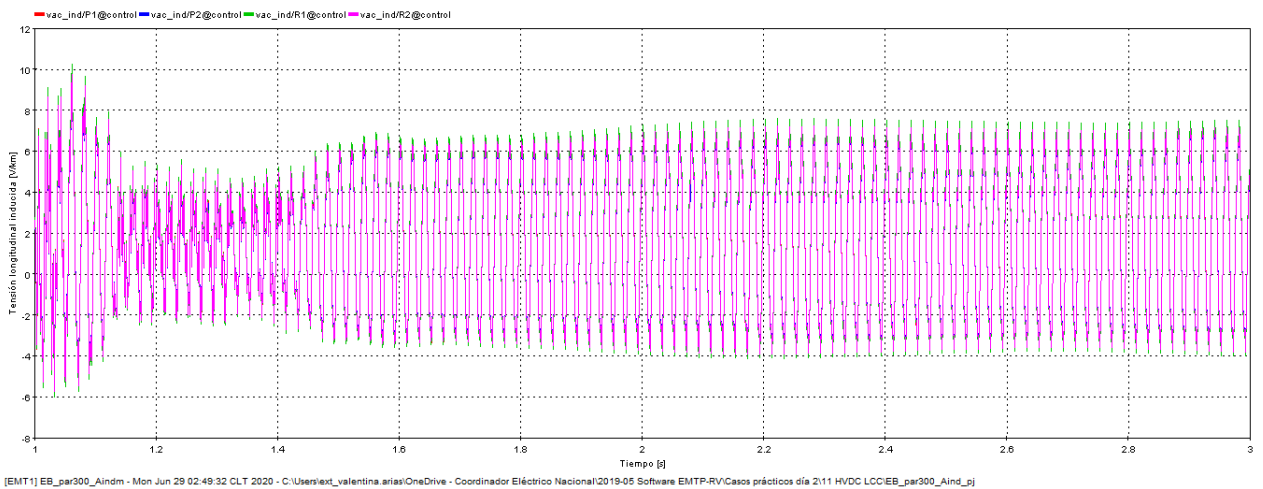


Figura B.9: Tensión longitudinal inducida en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) cuando la distancia entre las líneas es de 300 metros [V/km].

B.2. Comportamiento dinámico

Los siguientes casos presentan la interacción entre ambas líneas ante perturbaciones en el sistema.

B.B.1. Contingencias en el sistema AC

B.B.1.1. Acoplamiento capacitivo

Las Figuras B.10, B.11 y B.12 entregan la componente AC presente en los conductores de la línea DC durante la falla monofásica a tierra cuando esta ocurre en la fase c para los 3 casos de paralelismo.

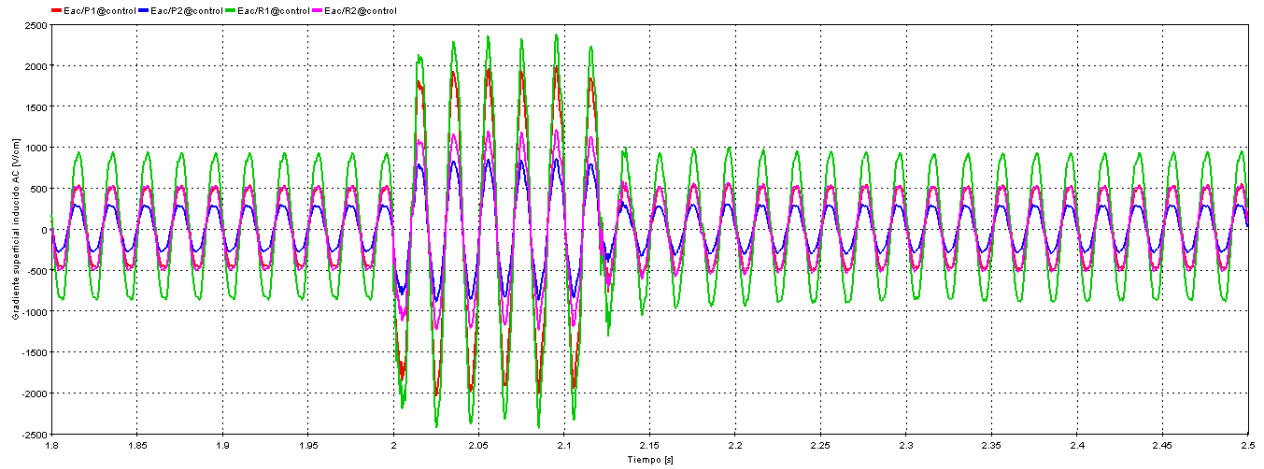


Figura B.10: Componente AC del gradiente superficial en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) ante una falla monofásica a tierra en la fase c cuando la distancia entre las líneas es de 48,5 metros $[V_{peak}/cm]$.

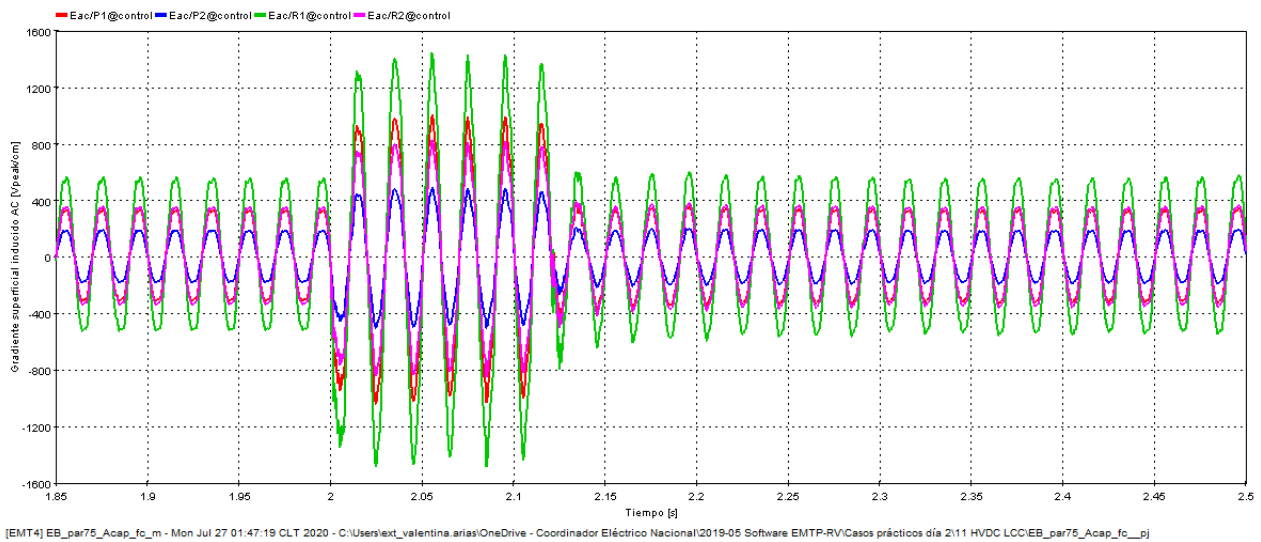


Figura B.11: Componente AC del gradiente superficial en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) ante una falla monofásica a tierra en la fase c cuando la distancia entre las líneas es de 75 metros $[V_{peak}/cm]$.

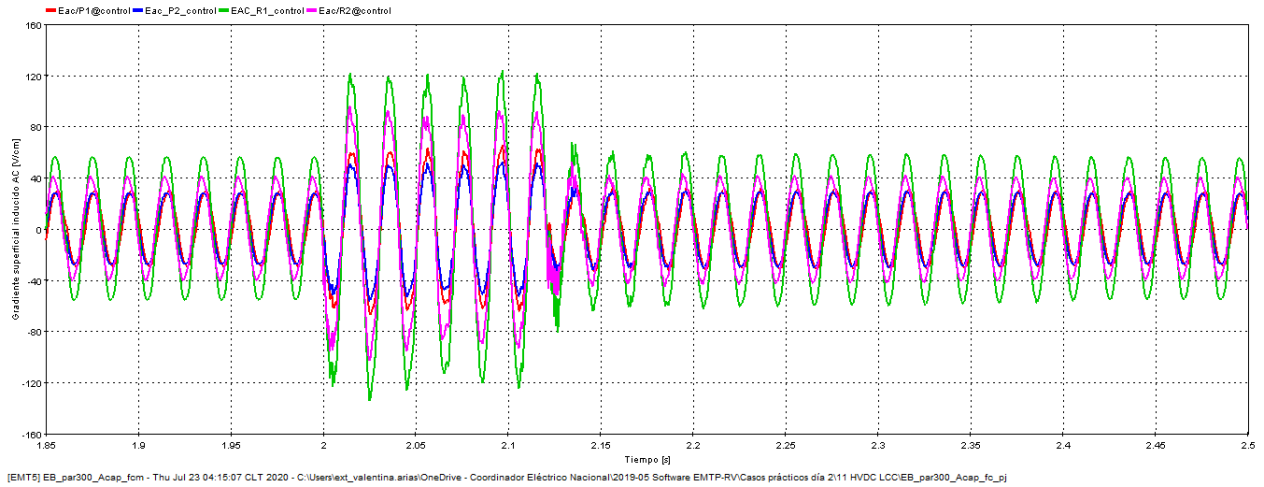


Figura B.12: Componente AC del gradiente superficial en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) ante una falla monofásica a tierra en la fase c cuando la distancia entre las líneas es de 300 metros [V_{peak}/cm].

B.B.1.2. Acoplamiento inductivo

Las Figuras B.13, B.14 y B.15 entregan la tensión longitudinal inducida en los conductores de la línea DC durante la falla monofásica a tierra cuando esta ocurre en la fase b para los 3 casos de paralelismo.

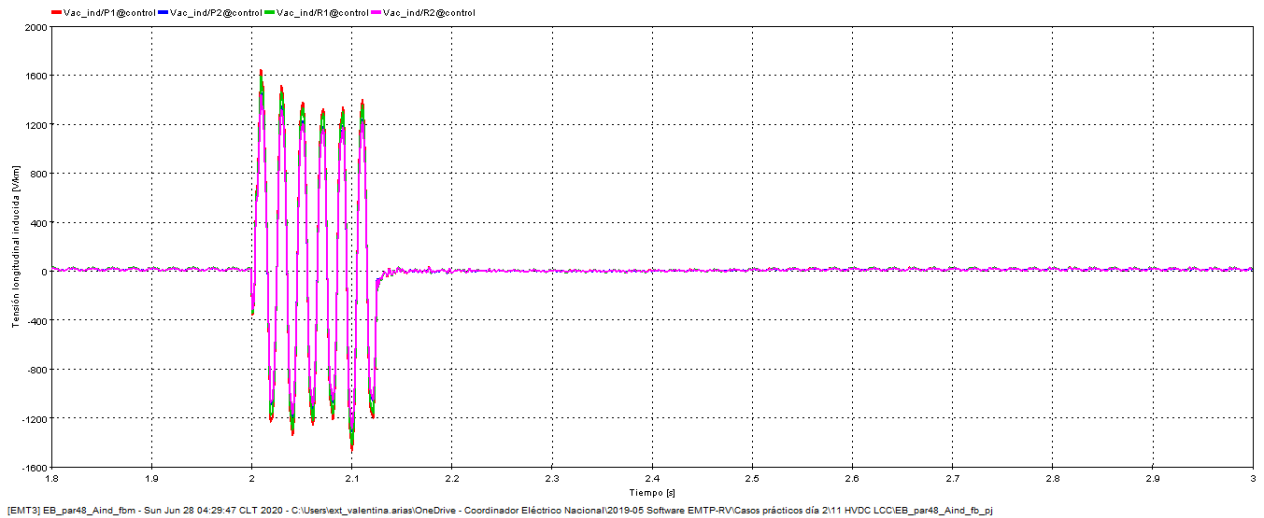


Figura B.13: Tensión longitudinal inducida en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) ante una falla monofásica a tierra en la fase b cuando la distancia entre las líneas es de 48,5 metros [V/km].

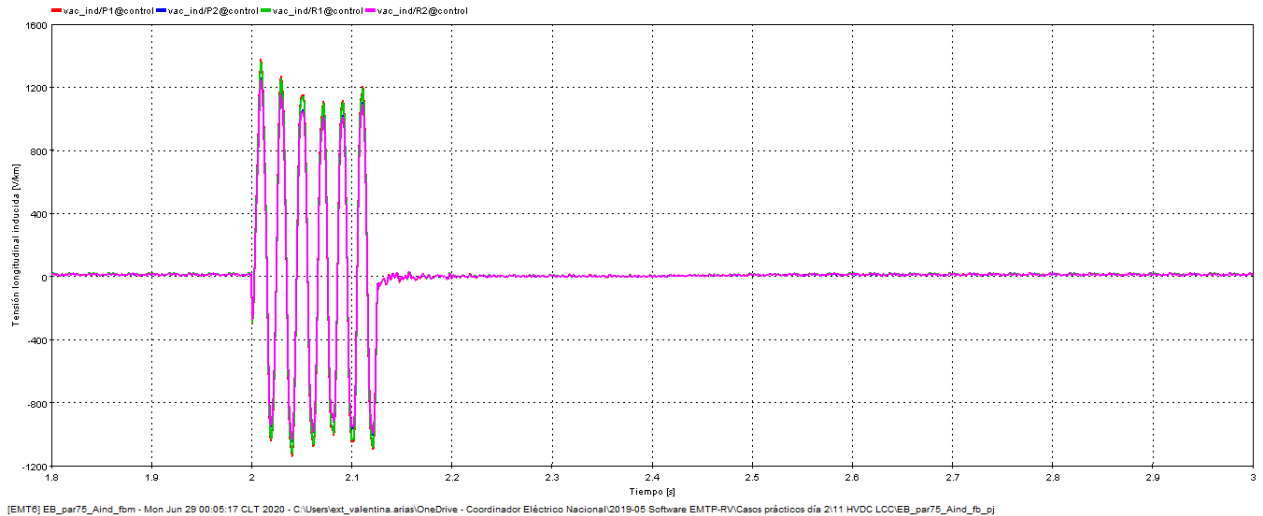


Figura B.14: Tensión longitudinal inducida en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) ante una falla monofásica a tierra en la fase b cuando la distancia entre las líneas es de 75 metros [V/km].

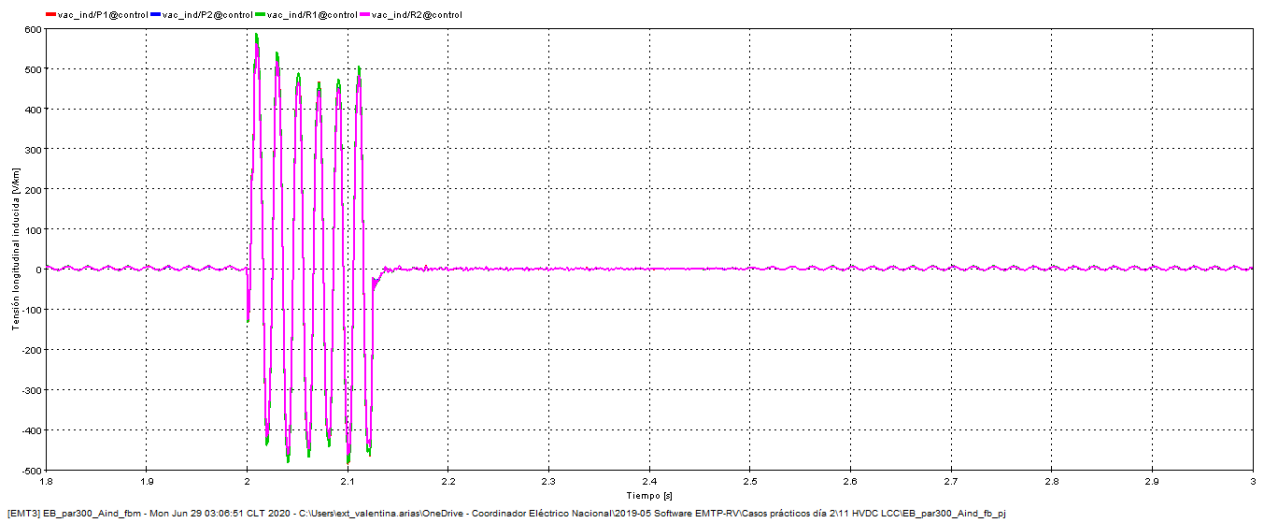


Figura B.15: Tensión longitudinal inducida en polo positivo (P1), polo negativo (P2) y en ambos DMR (R1 y R2) ante una falla monofásica a tierra en la fase b cuando la distancia entre las líneas es de 300 metros [V/km].

B.B.2. Contingencias en el sistema DC

Para realizar la falla DC se elige una falla de línea a tierra en el extremo del rectificador en el conductor del polo negativo de la línea HVDC a los 2 [s] pero a diferencia del caso de la falla AC, la desconexión del polo se mantiene tal que el sistema HVDC pasa a funcionar en configuración monopolar con retorno metálico.

B.B.2.1. Acoplamiento capacitivo

Las Figuras B.16, B.17 y B.18 entregan la componente DC del gradiente superficial inducido presente en los conductores de la línea AC cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5, 75 y 300 metros ante una falla a tierra en el polo negativo.

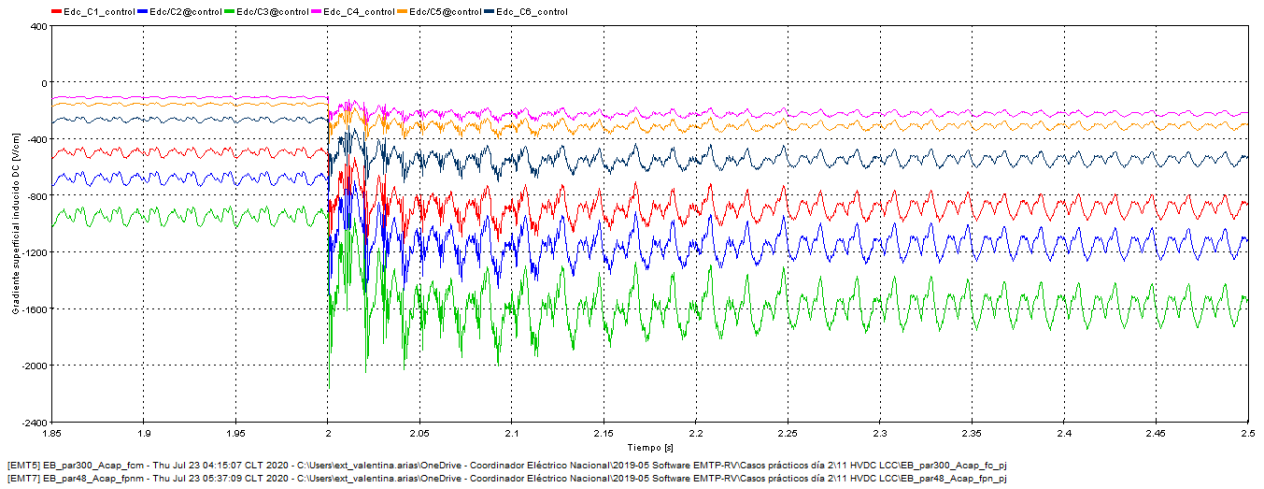


Figura B.16: Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) ante una falla a tierra en el polo negativo cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5 metros $[V/cm]$.

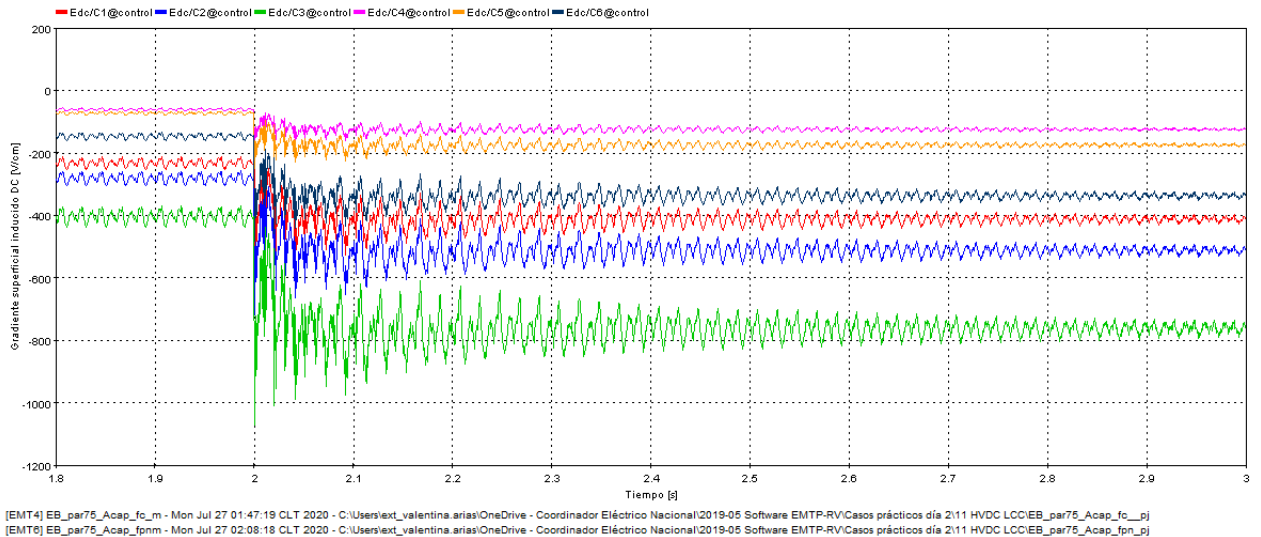


Figura B.17: Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) ante una falla a tierra en el polo negativo cuando la distancia entre ambas líneas es de 75 metros $[V/cm]$.

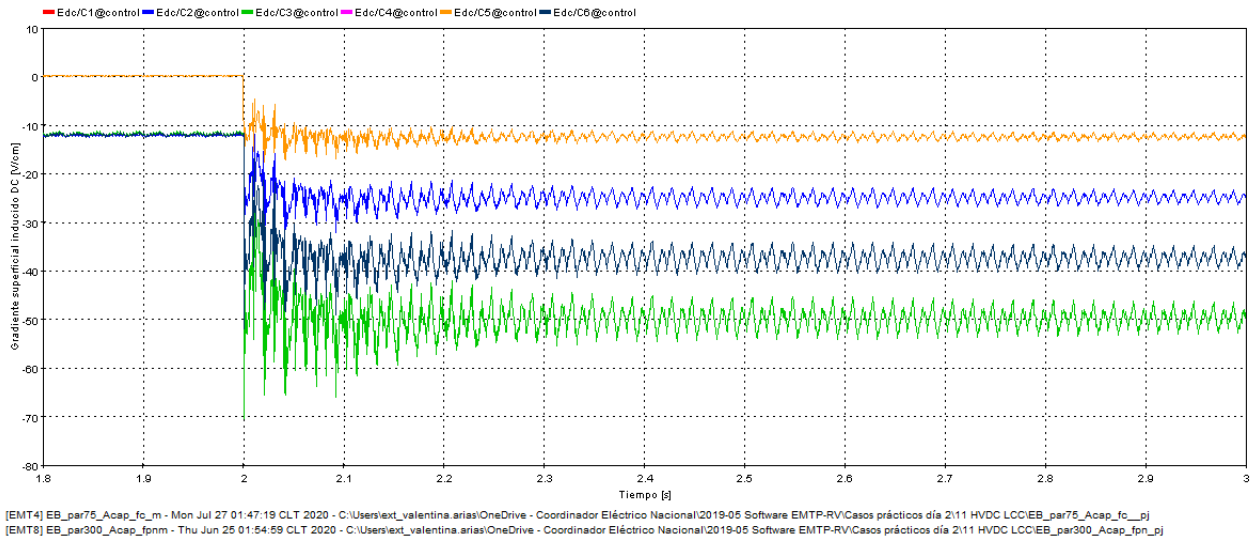


Figura B.18: Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) ante una falla a tierra en el polo negativo cuando la distancia entre ambas líneas es de 300 metros $[V/cm]$.

Las Figuras B.19, B.20 y B.21 entregan la componente DC del gradiente superficial inducido presente en los conductores de la línea AC cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5, 75 y 300 metros ante una falla a tierra en el polo positivo.

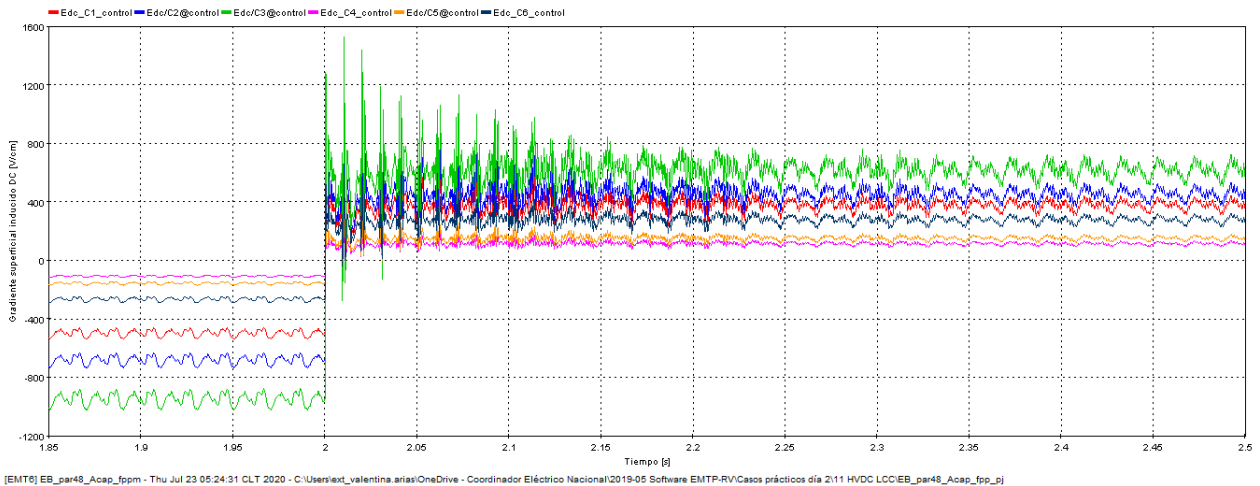


Figura B.19: Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) ante una falla a tierra en el polo positivo cuando la distancia entre ambas líneas es de 48,5 metros $[V/cm]$.

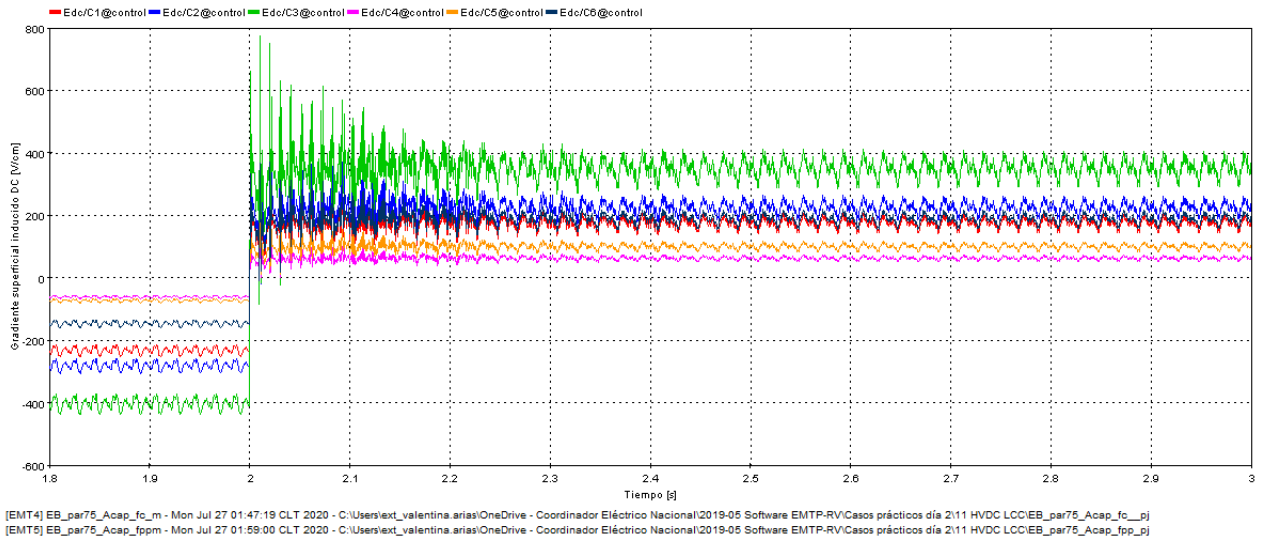


Figura B.20: Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) ante una falla a tierra en el polo positivo cuando la distancia entre ambas líneas es de 75 metros $[V/cm]$.

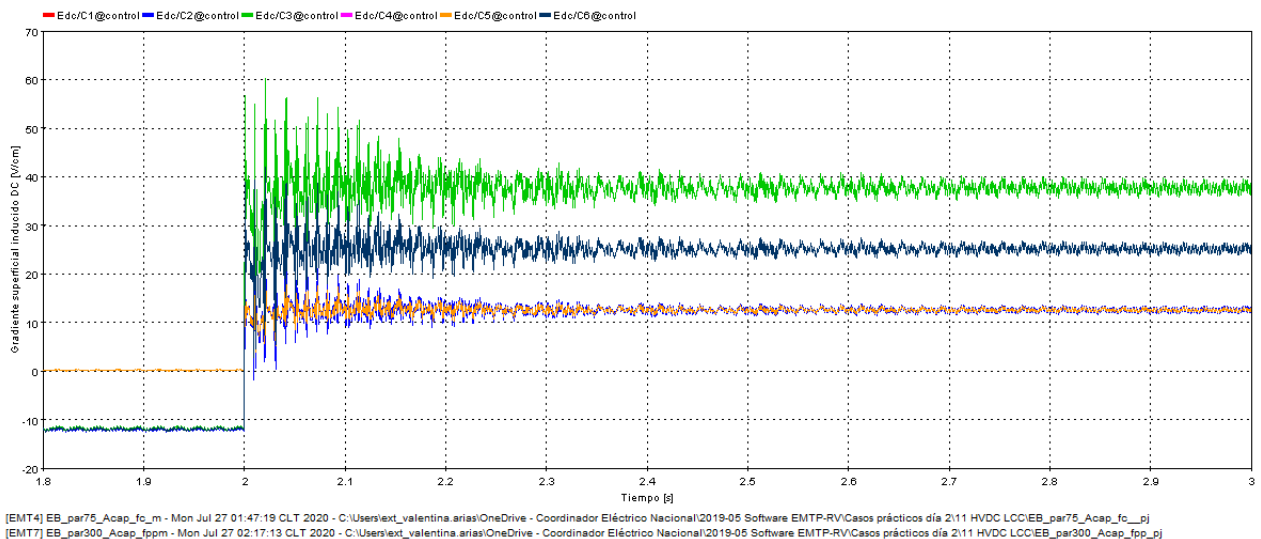


Figura B.21: Componente DC del gradiente superficial en las fases a, b, c del circuito 1 (C1, C2, C3) y del circuito 2 (C4, C5, C6) ante una falla a tierra en el polo positivo cuando la distancia entre ambas líneas es de 300 metros $[V/cm]$.