



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

EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS SISTÉMICOS DE UN ENLACE  
ASINCRÓNICO ALTO JAHUEL-CHARRÚA EN LA SEGURIDAD DEL  
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE:  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CÉSAR IVÁN COLIGNON MOLINA

PROFESOR GUÍA:  
ALEX ALEGRÍA MEZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
LUIS VARGAS DÍAZ  
HÉCTOR AGUSTO ALEGRÍA

SANTIAGO DE CHILE  
2018

## EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS SISTÉMICOS DE UN ENLACE ASINCRÓNICO ALTO JAHUEL – CHARRÚA EN LA SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El sistema eléctrico nacional se encuentra actualmente en una etapa de desarrollo, enmarcado por el proceso de interconexión entre los sistemas interconectado del norte grande (SING) e interconectado central (SIC). Además, se vive un proceso de crecimiento de las energías renovables no convencionales (ERNCC), gracias al desarrollo de las tecnologías de generación y a los cambios regulatorios del país. Así, es posible estimar la configuración del sistema eléctrico nacional en el mediano plazo y los nuevos desafíos que enfrenta el sistema, en particular, entre la Región Metropolitana y del Biobío que representa la zona de mayor intercambio de energía.

Entonces, el objetivo de este trabajo es evaluar el impacto sistémico relacionado con la instalación de un enlace asincrónico en el corredor Alto Jahuel - Charrúa en la seguridad del sistema, analizando efectos en los niveles de cortocircuito y en el comportamiento dinámico de las tensiones (tensión transitoria de recuperación y su tasa de crecimiento).

Para estudiar los efectos en el cortocircuito se desarrollan modelos estáticos en el software DigSilent. Luego, se exploran metodologías de reducción de redes, las cuales, se aplican a un conjunto de alternativas de transmisión para obtener modelos reducidos de red.

Posteriormente, se desarrollan estos modelos en el software PSCAD que permite realizar simulaciones de transitorios electromagnéticos. Se presenta la configuración proyectada del sistema hacia el año 2024, considerando diversas alternativas de transmisión y se desarrollan modelos dinámicos detallados de las alternativas propuestas, utilizando metodologías de representación de elementos para fenómenos transitorios.

En el estudio de cortocircuito se determina la ventaja en la instalación de un enlace HVDC por sobre las alternativas HVAC ya que el nivel de cortocircuito, en las instalaciones de 500 [kV] estudiadas, es menor en alrededor de 4 [kA] para estos casos.

Para las subestaciones de 220 [kV] los enlaces HVDC presentan la misma ventaja sobre los enlaces HVAC en el extremo norte. Para el extremo sur el mayor impacto en el nivel de cortocircuito se relaciona a la instalación de reactores limitadores de corriente en Charrúa.

En el estudio de transitorios electromagnéticos se aprecia que la disminución en el nivel de cortocircuito observada en los casos de enlace HVDC impacta positivamente en la respuesta dinámica de las tensiones. Esto se debe a que los interruptores pueden soportar mayores tensiones transitorias de recuperación y con una mayor tasa de crecimiento cuando la corriente de falla que circula por ellos es menor.

# Glosario

<b>A.C:</b>	<i>Alternating Curret</i> , Corriente Alterna
<b>BRK:</b>	<i>Circuit Breaker</i> , Interruptor
<b>CIGRE:</b>	<i>Conseil International des Grands Réseaux Electriques</i> , Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
<b>CLR:</b>	<i>Current Limiting Reactor</i> , Reactor Limitador de Corriente
<b>CNE:</b>	Comisión Nacional de Energía
<b>CT:</b>	<i>Current Transformer</i> , Transformador de Corriente
<b>CVT:</b>	<i>Capacitive Voltage Transformer</i> , Transformador de Potencial Capacitivo
<b>D.C.:</b>	<i>Direct Current</i> , Corriente Continua
<b>DPL:</b>	<i>DigSilent Programming Language</i>
<b>DS:</b>	<i>Disconnect Switch</i> , Desconectador
<b>ES:</b>	<i>Earth Switching</i> , Desconectador a Tierra
<b>ERNC:</b>	Energías Renovables No Convencionales
<b>HVAC:</b>	<i>High Voltage Alternating Current</i> , Corriente Alterna de Alta Tensión
<b>HVDC:</b>	<i>High Voltage Direct Current</i> , Corriente Continua de Alta Tensión
<b>IEC:</b>	<i>International Electrotechnical Commission</i> , Comisión Electrotécnica Internacional
<b>IEEE:</b>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> , Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
<b>NTSyCS:</b>	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
<b>RRRV:</b>	<i>Rate of Rise of Recovery Voltage</i> , Tasa de Aumento de Tensión de Recuperación
<b>SA:</b>	<i>Surge Arrester</i> , Pararrayos
<b>SIC:</b>	Sistema Interconectado Central
<b>SING:</b>	Sistema Interconectado del Norte Grande
<b>TRV:</b>	<i>Transient Recovery Voltage</i> , Tensión Transitoria de Recuperación
<b>VSC:</b>	<i>Voltage Source Converter</i> , Convertidor de Fuente de Voltaje

# Tabla de Contenido

Glosario .....	ii
Tabla de Contenido .....	iii
Índice de Figuras .....	vi
Índice de Tablas .....	viii
1. Introducción .....	1
1.1. Motivación .....	1
1.2. Objetivos .....	2
1.3. Antecedentes .....	2
1.4. Estructura del Documento .....	3
1.5. Metodología .....	4
2. Revisión Bibliográfica.....	5
2.1. Niveles de Cortocircuito.....	5
2.1.1. Tipos de Cortocircuito.....	6
2.1.2. Corrientes de Cortocircuito .....	7
2.1.3. Cálculo de Corrientes de Cortocircuito .....	8
2.2. Tensión Transitoria de Recuperación.....	12
2.2.1. TRV Exponencial o Sobreamortiguado .....	14
2.2.2. TRV Oscilatorio o Subamortiguado.....	15
2.2.3. Falla en línea corta .....	15
2.2.4. Envoltentes de referencia .....	16
2.3. Interruptores de Poder .....	19
2.3.1. Medios de interrupción de arco eléctrico .....	20
2.3.2. Mecanismos de operación .....	21
2.3.3. Accesorios adicionales .....	22
2.4. Modelamiento Dinámico de Sistemas Eléctricos .....	23
2.4.1. Transitorios Eléctricos según Frecuencia.....	23
2.4.2. Representación de Elementos según Frecuencia .....	23
2.5. Transmisión HVDC.....	30
2.5.1. Configuraciones de HVDC .....	31
2.5.2. Estaciones Convertidoras .....	33
3. Experiencia HVDC en Chile .....	37

---

3.1. Hidroaysén .....	37
3.2. Energía Austral.....	40
3.3. Interconexión SIC-SING.....	41
3.4. Tecnología HVDC VSC para el centro de Santiago .....	43
4. Desarrollo e Implementación .....	44
4.1. Plan de Obras .....	44
4.2. Despacho de Carga.....	48
4.3. Alternativas de Transmisión.....	49
4.3.1. Enlace HVAC 500 kV Lo Aguirre – Entre Ríos .....	49
4.3.2. Enlace HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 – Entre Ríos 500 .....	50
4.3.3. Enlace HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 – Entre Ríos 500.....	51
4.3.4. Enlace HVDC +/- 500 kVdc Alto Jahuel 500 – Entre Ríos 220 .....	52
4.3.5. Enlace HVDC +/- 50 kVdc Lo Aguirre 500 – Entre Ríos 220.....	53
4.4. Medidas de reducción de nivel de cortocircuito en Charrúa 220 .....	55
4.5. Desarrollo de Equivalentes de Red .....	57
4.5.1. Equivalentes de red reducida.....	57
4.5.2. Detalle de la representación de las subestaciones .....	60
4.5.3. Modelo de enlace HVDC .....	61
4.6. Estudio de TRV .....	63
4.6.1. Análisis estadístico.....	63
4.6.2. Análisis determinístico .....	67
5. Resultados y Análisis .....	70
5.1. Nivel de Cortocircuito.....	70
5.1.1. Barras de 220 [kV] .....	71
5.1.2. Barras de 500 [kV] .....	73
5.2. TRV .....	76
5.2.1. Alto Jahuel 220.....	76
5.2.2. Alto Jahuel 500.....	82
5.2.3. Entre Ríos 220.....	85
5.2.4. Entre Ríos 500.....	87
5.2.5. Charrúa 220.....	89
6. Conclusiones .....	90
Bibliografía .....	92
Anexos.....	95
A. Envoltentes TRV .....	96

B. Capacitancias de Equipos .....	98
C. Nuevas Centrales ERNC .....	100
D. Código DPL de cortocircuito .....	102
E. Código Matlab.....	104
F. Modelos PSCAD.....	106

# Índice de Figuras

Figura 2.1: Tipos de cortocircuito [10] .....	6
Figura 2.2: Corrientes de cortocircuito [10].....	7
Figura 2.3: Corriente, TRV y tensión de recuperación [14].....	12
Figura 2.4: TRV según tipo de circuito [14] .....	13
Figura 2.5: TRV Exponencial [15].....	14
Figura 2.6: TRV Oscilatorio o Subamortiguado [15].....	15
Figura 2.7: TRV en línea corta [15] .....	15
Figura 2.8: Envoltente TRV de dos parámetros [15] .....	16
Figura 2.9: Envoltente TRV de cuatro parámetros [15] .....	16
Figura 2.10: Envoltentes TRV según nivel de corriente de falla [16].....	18
Figura 2.11: Ciclo de interrupción [17].....	19
Figura 2.12: Diseño externo de interruptores de poder [18] .....	20
Figura 2.13: Accesorios adicionales para interruptores .....	22
Figura 2.14: Esquema básico de HVDC [21].....	30
Figura 2.15: Enlace HVDC monopolar con retorno por tierra [21] .....	31
Figura 2.16: Enlace HVDC monopolar con retorno metálico [21] .....	31
Figura 2.17: Enlace HVDC bipolar con retorno por tierra [21] .....	32
Figura 2.18: Enlace HVDC bipolar con retorno metálico [21] .....	32
Figura 2.19: Enlace HVDC back-to-back [21].....	33
Figura 2.20: Configuraciones de estaciones convertidoras [21] .....	34
Figura 2.21: Estación convertidora HVDC Siemens [22].....	36
Figura 3.1: Alternativa de sistema colector para Hidroaysén [23].....	38
Figura 3.2: Esquema geográfico de proyecto Energía Austral [31] .....	40
Figura 3.3: Topología de interconexión SIC-SING [33].....	42
Figura 3.4: Comparación estructuras para HVAC y HVDC [33] .....	42
Figura 4.1: Sistema eléctrico nacional, desde S/E Kimal hasta S/E Polpaico.....	46
Figura 4.2: Sistema eléctrico nacional desde S/E Polpaico hasta S/E N. Puerto Montt.....	47
Figura 4.3: Enlace HVAC Lo Aguirre - Entre Ríos (Nueva Charrúa) .....	49
Figura 4.4: Enlace HVDC Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500.....	50
Figura 4.5: Enlace HVDC Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500 .....	51
Figura 4.6: Enlace HVDC Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220.....	52
Figura 4.7: Enlace HVDC Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220 .....	53
Figura 4.8: Topología CLR en S/E Charrúa 220 [kV] [37].....	55
Figura 4.9: Ejemplo de reducción de sistema [23].....	57
Figura 4.10: Modelo Alto Jahuel 220 [kV] desarrollado en PSCAD.....	58
Figura 4.11: Sección de patio de patio de 220 [kV] de Alto Jahuel desarrollada en PSCAD .....	60
Figura 4.12: Modelo estación convertidora HVDC desarrollado en PSCAD .....	61
Figura 4.13: Control de potencia de HVDC desarrollado en PSCAD .....	61
Figura 4.14: Control de corriente de inversor HVDC desarrollado en PSCAD.....	62
Figura 4.15: Control de corriente de rectificador de HVDC desarrollado en PSCAD.....	62
Figura 4.16: Línea de tiempo de análisis estadístico.....	64
Figura 4.17: Three Phase Fault PSCAD.....	64

---

Figura 4.18: Timed Fault Logic PSCAD .....	65
Figura 4.19: Multiple Run Component PSCAD .....	65
Figura 4.20: 3 Phase Breaker PSCAD .....	66
Figura 4.21: Timed Breaker Logic .....	66
Figura 4.22: Ejemplo TRV fase A .....	68
Figura 4.23: Ejemplo TRV fase B.....	69
Figura 4.24: Ejemplo TRV fase C.....	69
Figura 5.1: Configuración de subestación: barra seccionada con barra de transferencia.....	77
Figura 5.2: Reducción RRRV interruptor JT6 .....	79
Figura 5.3: Configuración de subestación: doble barra con barra de transferencia .....	82
Figura 5.4: Configuración de subestación: Interruptor y medio .....	85
Figura B.1: Capacitancia de transformadores de medida inductivos según nivel de tensión.....	99
Figura F.1: Entre Ríos 220 [kV] Alternativa HVAC .....	106
Figura F.2: Entre Ríos 220 [kV] Alternativa HVDC 1 .....	107
Figura F.3: Alto Jahuel 220 [kV] Todas las alternativas.....	108
Figura F.4: Charrúa 220 [kV] Alternativa HVAC .....	109
Figura F.5: Alto Jahuel 500 [kV] HVAC.....	110
Figura F.6: Alto Jahuel 500 [kV] Alternativas HVDC .....	111
Figura F.7: Entre Ríos 500 [kV] Alternativa HVAC .....	112
Figura F.8: Entre Ríos 500 [kV] Alternativa HVDC 1 .....	113
Figura F.9: Entre Ríos 500 [kV] Alternativa HVDC 2 .....	114

# Índice de Tablas

Tabla 2.1: Factor de primer polo según configuración del sistema [15] .....	17
Tabla 2.2: Factor de tensión, según nivel de corriente de falla [15] .....	18
Tabla 2.3: Origen de transitorios eléctricos y frecuencias asociadas [19] .....	23
Tabla 2.4: Clasificación de transitorios [20] .....	24
Tabla 2.5: Representación de líneas de transmisión [19] (tabla traducida en [7]) .....	25
Tabla 2.6: Representación de pararrayos [19] (tabla traducida en [7]) .....	26
Tabla 2.7: Representación de transformador de poder [19] (tabla traducida en [7]).....	27
Tabla 2.8: Representación de transformador de medida [19] (tabla traducida en [7]).....	28
Tabla 2.9: Consideraciones para interruptores y desconectores [19] (tabla traducida en [7]).....	29
Tabla 2.10: Elementos estación convertidora HVDC [22].....	35
Tabla 4.1: Obras nuevas de expansión del sistema eléctrico nacional decretadas [36].....	44
Tabla 4.2: Obras propuestas en plan de expansión del sistema troncal del coordinador eléctrico nacional [2].....	45
Tabla 4.3: Generación por tecnología .....	48
Tabla 4.4: Refuerzos enlace HVAC Lo Aguirre - Entre Ríos.....	49
Tabla 4.5: Refuerzos enlace HVDC Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500 .....	50
Tabla 4.6: Refuerzos enlace HVDC Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500.....	51
Tabla 4.7: Refuerzos enlace HVDC Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220 .....	52
Tabla 4.8: Refuerzos enlace HVDC Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220.....	53
Tabla 4.9: Nivel de cortocircuito preliminar S/E Charrúa 220 [kV].....	54
Tabla 4.10: Validación de modelo de PSCAD, tensiones en barra.....	58
Tabla 4.11: Validación de modelo de PSCAD, flujo de potencia.....	59
Tabla 4.12: Validación de modelo, nivel de cortocircuito .....	59
Tabla 4.13: Resultado de análisis estadístico .....	67
Tabla 5.1: Nivel de cortocircuito en Alto Jahuel 220 [kV] .....	71
Tabla 5.2: Nivel de cortocircuito en Charrúa 220 [kV] .....	71
Tabla 5.3: Nivel de cortocircuito en Entre Ríos 220 [kV] .....	72
Tabla 5.4: Nivel de cortocircuito en Lo Aguirre 220 [kV] .....	72
Tabla 5.5: Nivel de cortocircuito en Alto Jahuel 500 [kV].....	73
Tabla 5.6: Nivel de cortocircuito en Charrúa 500 [kV] .....	73
Tabla 5.7: Nivel de cortocircuito en Entre Ríos 500 [kV] .....	74
Tabla 5.8: Nivel de cortocircuito en Lo Aguirre 500 [kV] .....	74
Tabla 5.9: TRV Alto Jahuel 220 Alternativa HVAC .....	77
Tabla 5.10: Alternativa de disminución de RRRV en interruptor 52 JT6.....	78
Tabla 5.11: Reducción de máximo TRV interruptor JT6.....	79
Tabla 5.12: TRV Alto Jahuel 220 Alternativa HVDC 1 .....	80
Tabla 5.13: Reducción de RRRV en interruptor JT2 .....	81
Tabla 5.14: TRV Alto Jahuel 220 Alternativa HVDC 2 .....	81
Tabla 5.15: TRV Alto Jahuel 500 Alternativa HVAC .....	83
Tabla 5.16: TRV Alto Jahuel 500 Alternativa HVDC 1 .....	84
Tabla 5.17: TRV Alto Jahuel 500 Alternativa HVDC 2 .....	84
Tabla 5.18: Resultados TRV Entre Ríos 220 Alternativa HVAC.....	85
Tabla 5.19: Resultados TRV Entre Ríos 220 Alternativa HVDC 1 .....	86

---

Tabla 5.20: Resultados TRV Entre Ríos 220 [kV] Alternativa HVDC 2 .....	86
Tabla 5.21: Resultados TRV Entre Ríos 500 [kV] Alternativa HVDC .....	87
Tabla 5.22: Resultados TRV Entre Ríos 500 [kV] Alternativa HVDC 1 .....	88
Tabla 5.23: Resultados TRV Charrúa 220 [kV].....	89
Tabla A.1: Parámetros para interruptores sobre 100 [kV] con factor de primer polo $k_{pp}=1.3$ , según nivel de exigencia [16] .....	96
Tabla A.2: Parámetros para interruptores sobre 100 [kV] con factor de primer polo $k_{pp}=1.3$ , según nivel de exigencia [16] (continuación).....	97
Tabla B.1: Capacitancia de bushings [14].....	98
Tabla B.2: Capacitancia de transformadores de medida inductivos [14].....	98
Tabla B.3: Capacitancia de transformadores de potencial capacitivos [14].....	98
Tabla B.4: Capacitancias de otros equipos presentes en subestaciones [14] .....	98
Tabla B.5: Capacitancia de interruptores y desconectores [14] .....	99
Tabla C.1: Nuevas centrales ERNC [41] .....	100
Tabla C.2: Nuevas central ERNC [41] (continuación).....	101

# 1. Introducción

En el presente documento se realizan estudios técnicos para evaluar el desempeño de diversas alternativas de expansión de transmisión en el corredor Alto Jahuel-Charrúa y su impacto en la seguridad del sistema eléctrico nacional. Las alternativas a estudiar incluyen nuevas líneas de transmisión en corriente alterna y también enlaces de corriente continua.

## 1.1. Motivación

El sistema eléctrico nacional se encuentra en constante crecimiento y se estima un aumento de la demanda superior al 97% para el período 2016-2036, con tasas de crecimiento anuales de 3,46% y 3,48% para el SIC y SING respectivamente [1].

En particular, la zona comprendida entre la Región Metropolitana y la Región del Biobío, corresponde al segmento de mayor intercambio de energía, debido a las importantes inyecciones por parte de las centrales hidroeléctricas y a la alta demanda de la zona central [2].

Desde el punto de vista regulatorio, se vive un proceso de fomento a la inyección de energías renovables, particularmente con los cambios introducidos en la Ley N°20.698 que tiene por objetivo propiciar la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales y establece una cuota de inyección de energía proveniente de estas tecnologías de un 20% para el año 2025 [3].

También se considera en la nueva ley de transmisión (Ley N°20.936) la definición de “Polos de Desarrollo”, como zonas donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables cuyo aprovechamiento, utilizando un sistema único de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente [4].

Además, a partir de los cambios introducidos en los procesos de licitación mediante la Ley N°20.805 [5] y en particular, tras los resultados de la licitación de suministro de 2015 donde un 52,3% de la oferta adjudicada proviene de tecnologías ERNC, con importante presencia de proyectos de generación eólica al sur de la subestación Charrúa [6], se prevé un aumento en la magnitud de flujos de potencia sur-norte en el tramo Alto Jahuel-Charrúa.

Se reconoce así, la necesidad de aumentar la capacidad de transmisión del corredor Alto Jahuel-Charrúa ya sea mediante soluciones convencionales de transmisión en corriente alterna o considerando nuevas tecnologías como la transmisión de energía en alta tensión en corriente continua, realizando los estudios correspondientes para su inclusión en el sistema eléctrico nacional.

## 1.2. Objetivos

El objetivo general consiste en evaluar los efectos de un enlace asincrónico Alto Jahuel – Charrúa en la seguridad del sistema eléctrico nacional, realizando el estudio hacia el año 2024<sup>1</sup> como plazo razonable para la entrada en servicio de los proyectos de generación en la zona de Charrúa y de la alternativa de transmisión propuesta.

Para cumplir con lo anterior es necesario definir los siguientes objetivos específicos:

1. Elaborar un modelo del sistema eléctrico nacional hacia el año 2024, considerando la información y estimaciones disponibles de los diversos actores del mercado respecto a su desarrollo.
2. Para un conjunto de soluciones de transmisión que permiten un aumento de la capacidad de transmisión a costo competitivo, estudiar su impacto en los niveles de cortocircuito de las subestaciones de la zona centro-sur según los puntos de conexión establecidos.
3. Dentro del conjunto estudiado, escoger las alternativas que presentan el menor nivel de cortocircuito y confirmar el cumplimiento normativo respecto a criterios de seguridad y calidad de servicio.
4. Para cada alternativa escogida, aplicar metodologías de reducción de redes eléctricas para construir un equivalente que permita realizar estudios de transitorios electromagnéticos.
5. Realizar estudios de tensión transitoria de recuperación en los nodos de mayor interés para cada alternativa, los que a modo general corresponden a las zonas extremas de los enlaces estudiados.
6. Determinar el impacto del enlace asincrónico en el comportamiento dinámico de la tensión y comparar con los resultados de un enlace convencional en corriente alterna. Verificar el desempeño de los equipos respecto a estándares internacionales.

## 1.3. Antecedentes

Para el desarrollo del trabajo de título se utiliza información proveniente de tres referencias que corresponden a estudios previos que guardan relación con el presente proyecto.

El primero consiste en un estudio de tensión transitoria de recuperación, el segundo en alternativas de reducción de cortocircuito y el tercero en el desarrollo de un análisis de alternativas de transmisión para el corredor Alto Jahuel-Charrúa. Se hace uso de algunos de los resultados principales y procedimientos adoptados por sus autores. Estas referencias son:

- **Estudio de la transmisión transitoria de recuperación para dimensionar interruptores de 500 kV mediante software PSCAD (Mario Gutiérrez, Tesis USACH, 2015) [7]:** En este trabajo se exploran metodologías de reducción de redes y se realizan estudios de transitorios electromagnéticos para las subestaciones de 500 kV del sistema eléctrico

---

<sup>1</sup> Los proyectos de generación al sur de Charrúa entran en servicio de forma escalonada hacia el año 2024, año en que debería estar en servicio la infraestructura de transmisión en 500 [kV] entre Charrúa y Tineo (Nueva Puerto Montt).

nacional, en busca de evaluar la tensión transitoria de recuperación en los interruptores de dichas instalaciones. Se presenta la metodología general para el desarrollo de estudios electromagnéticos en el software PSCAD y la correspondiente aplicación de estándares internacionales relacionados a ellos.

- **Evaluación técnica-económica de alternativa para la reducción del nivel de cortocircuito de la subestación Charrúa (Jaime Alvarado, Tesis UTFSM, 2016) [8]:** En este documento se estudia el impacto de la instalación de un enlace HVDC Back-to-Back en la subestación Charrúa, en la reducción del nivel de cortocircuito.
- **Evaluación técnico-económica de alternativas de transmisión para aumentar la cargabilidad en el corredor Alto Jahuel-Charrúa bajo diferentes escenarios de generación y demanda (Cristóbal Ascencio, Tesis UTFSM, Valparaíso, 2017) [9]:** En este documento se analizan diversas alternativas de transmisión, considerando soluciones en corriente alterna en 500 kV y 765 kV, así como alternativas en corriente continua +/-500 kVdc. Se analizan un total de 14 alternativas de transmisión, de las cuales se recomiendan 3 que tienen con un desempeño técnico-económico similar, dos de las cuales corresponden a tecnología HVDC.

## 1.4. Estructura del Documento

El documento considera los siguientes capítulos:

- **Capítulo 2 Revisión Bibliográfica:** Muestra los principales conceptos teóricos que se deben conocer para cumplir con los objetivos planteados, entre los que se encuentran: cálculo de niveles y corrientes de cortocircuito, tensión transitoria de recuperación, modelamiento dinámico de sistemas eléctricos, transmisión en corriente continua e interruptores de poder.
- **Capítulo 3 Experiencia HVDC en Chile:** En este capítulo se muestran estudios realizados en el contexto de proyectos de transmisión en tecnología HVDC en Chile, donde destacan las iniciativas Hidroaysén y Energía Austral, además de los estudios preliminares de la interconexión SIC-SING.
- **Capítulo 4 Desarrollo e Implementación:** Describe la elaboración del modelo estático<sup>2</sup> del sistema para el estudio de niveles de cortocircuito y la posterior representación dinámica<sup>3</sup> para estudios de transitorios electromagnéticos.
- **Capítulo 5 Resultados y Análisis:** Muestra los resultados obtenidos para los estudios estáticos y transitorios con su correspondiente análisis, principalmente comparando el desempeño de

---

<sup>2</sup> El modelo estático tiene por objetivo representar el comportamiento en régimen permanente del sistema, El flujo de potencia, es decir, la transferencia de potencia entre elementos del sistema y el nivel de cortocircuito, que estima la magnitud de la corriente que circulará durante una falla determinada.

<sup>3</sup> El modelo dinámico permite representar el comportamiento del sistema durante fenómenos de transitorios electromagnéticos.

las diferentes alternativas estudiadas y su comportamiento particular respecto a estándares internacionales.

- **Capítulo 6 Conclusiones:** Presenta los principales resultados obtenidos para la elaboración de conclusiones, así como recomendaciones en base a los mismos. Finalmente se incluyen sugerencias de trabajo futuro que se puedan desarrollar a partir del estudio realizado.

## 1.5. Metodología

La metodología consiste principalmente en la comparación del desempeño de variadas alternativas de transmisión, en lo referente al nivel de cortocircuito y el comportamiento dinámico de las tensiones. A modo general el procedimiento es el siguiente:

1. **Desarrollar un escenario inicial del año 2024 (base):** Se debe desarrollar un modelo del sistema hacia el año 2024 que considere los cambios al sistema de transmisión y los desarrollos esperados de generación.
2. **Estudiar alternativas de transmisión propuestas:** Se verifica el desempeño de las alternativas de transmisión respecto al nivel de cortocircuito utilizando el software DigSilent. Es necesario comprobar para cada alternativa un adecuado perfil de tensiones y el cumplimiento de criterio N-1. Esta etapa es iterativa y se realizan diversas combinaciones entre las topologías a estudiar y otras medidas que buscan la reducción del nivel de cortocircuito en los puntos más críticos detectados.
3. **Escoger alternativas de transmisión:** Dentro de las posibilidades ya estudiadas en la etapa anterior se escogen las que presentan el menor nivel de cortocircuito y las medidas complementarias correspondientes.
4. **Desarrollo y verificación de equivalentes:** Para cada alternativa escogida, se desarrollan sistemas equivalentes reducidos en los principales nodos de interés para realizar estudios electromagnéticos. Para esto es necesario contar con información detallada de los elementos del sistema. Para validar cada modelo se deben mantener las condiciones de flujo de potencia y nivel de cortocircuito.
5. **Estudiar la tensión transitoria de recuperación:** Se realizan estudios de transitorios electromagnéticos mediante el software PSCAD para comprobar las exigencias de tensión transitoria de recuperación y su tasa de crecimiento en los interruptores de poder de cada nodo modelado.

Una vez terminadas las etapas anteriores se procede a comparar el comportamiento dinámico de las tensiones entre las alternativas de transmisión propuestas y, a partir de ello, se espera determinar el impacto de un enlace asincrónico con respecto a las alternativas convencionales de transmisión en corriente alterna.

## 2. Revisión Bibliográfica

En el presente capítulo se abordan los tópicos relacionados al desarrollo del estudio propuesto, mostrando los sustentos teóricos, cuyo entendimiento y correcta aplicación permiten la obtención de los objetivos planteados.

En primer lugar, se muestran los conceptos relacionados al cálculo de corrientes de cortocircuito y la descomposición de sistemas eléctricos en mallas de secuencia. Desde las definiciones básicas hasta los procedimientos de cálculo, destacando su importancia dentro de los sistemas eléctricos de potencia y la seguridad de los mismos.

A continuación, se presenta el fenómeno de tensión transitoria de recuperación (TRV por sus siglas en inglés, "*Transient Recovery Voltage*"), que muestra el comportamiento dinámico de la tensión entre los polos de un interruptor durante la apertura de los contactos del mismo, frente a una contingencia.

Luego, se describen los interruptores de poder, mostrando los diversos dispositivos y su clasificación según método de apertura y método de extinción de arco. Se muestran equipos presentes en el mercado y aspectos normativos asociados.

Posteriormente, se presenta la teoría relacionada al modelamiento estático y dinámico de sistemas eléctricos, que permiten estudiar la respuesta del sistema en estudios estáticos y de transitorios electromagnéticos.

Finalmente se muestra la tecnología de transmisión en alta tensión mediante corriente continua (HVDC por sus siglas en inglés, "*High Voltage Direct Current*"), la cual se ha presentado como una alternativa válida de transmisión para el sistema eléctrico nacional [2]. Se aborda brevemente el desarrollo histórico de los proyectos HVDC, las principales configuraciones y finalmente, las ventajas y desventajas frente a la solución convencional de transmisión en alta tensión mediante corriente alterna (HVAC por sus siglas en inglés, "*High Voltage Alternating Current*").

### 2.1. Niveles de Cortocircuito

La presente sección se basa principalmente en el estándar IEC 60909-0 (2001) sobre corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna [10] y presenta los aspectos fundamentales de la norma chilena que se relacionan con este tópico.

Es importante definir qué es un cortocircuito, el cual se entiende como un contacto accidental o intencional entre dos o más elementos, que fuerza la diferencia de potencial entre ellos a ser igual o cercano a cero.

El método de cálculo de corrientes de cortocircuito se basa en la introducción de una fuente de voltaje equivalente en la ubicación del cortocircuito, mientras el resto de elementos activos de la red son reemplazados por sus impedancias internas.

El primer paso para el cálculo de corrientes de cortocircuito es obtener la descomposición del sistema, en las mallas de secuencia. Esto corresponde a una transformación lineal que permite trabajar con

ecuaciones independientes en lugar de utilizar ecuaciones relacionadas entre ellas, como es el caso de la descomposición por fase del sistema. La transformación que permite conseguir esto es la Transformación de Fortescue y los detalles para su aplicación se encuentran en [11].

### 2.1.1. Tipos de Cortocircuito

A partir de lo anterior se destaca la importancia de clasificar los cortocircuitos en base a los elementos entre los que ocurre un contacto no deseado, ya que esto determina la interconexión entre las mallas de secuencia y, por lo tanto, el nivel de cortocircuito. Se presentan a continuación, los cuatro tipos principales de cortocircuito.

- a. Cortocircuito trifásico: contacto eléctrico no deseado entre las tres fases de un sistema de potencia.
- b. Cortocircuito bifásico: contacto eléctrico no deseado entre dos fases de un sistema de potencia.
- c. Cortocircuito bifásico a tierra: contacto eléctrico no deseado entre dos fases de un sistema de potencia y tierra.
- d. Cortocircuito monofásico a tierra: contacto eléctrico no deseado entre una fase de un sistema de potencia y tierra.

Cabe destacar que para las fallas que involucran contacto a tierra, puede existir o no una impedancia entre la o las fases falladas y tierra.

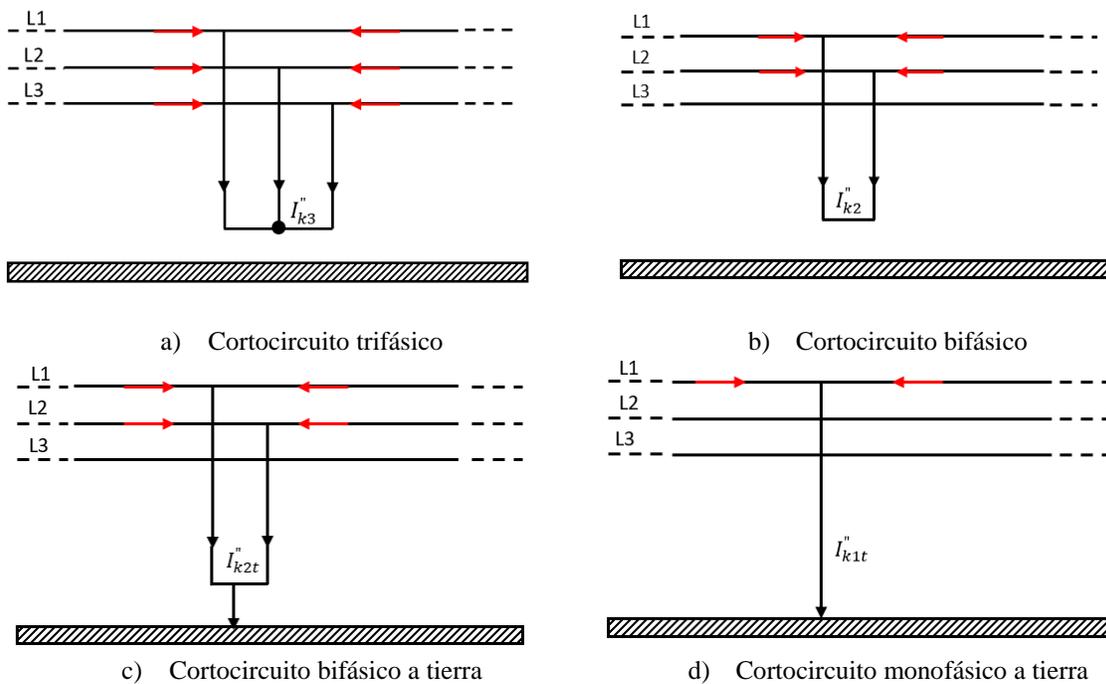
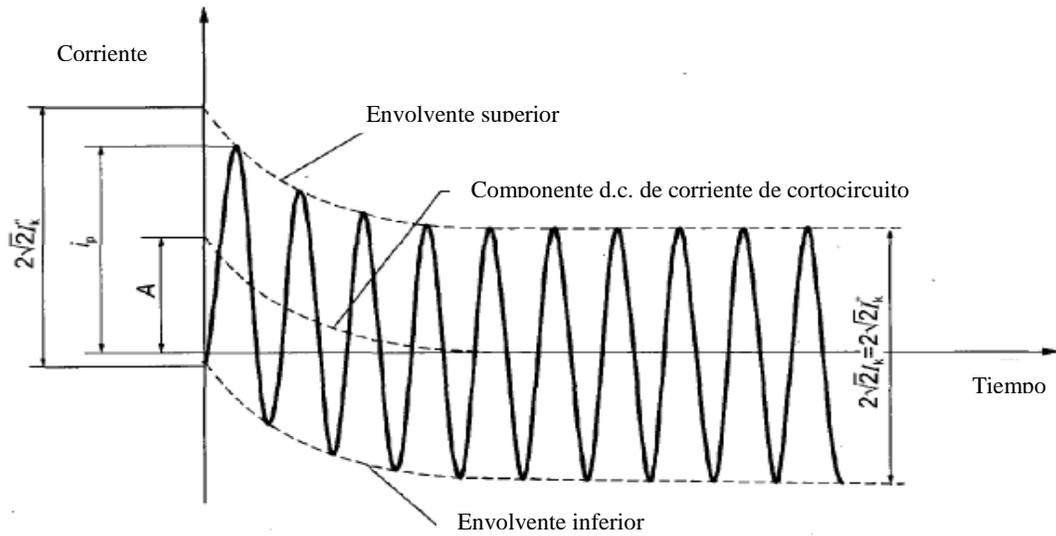


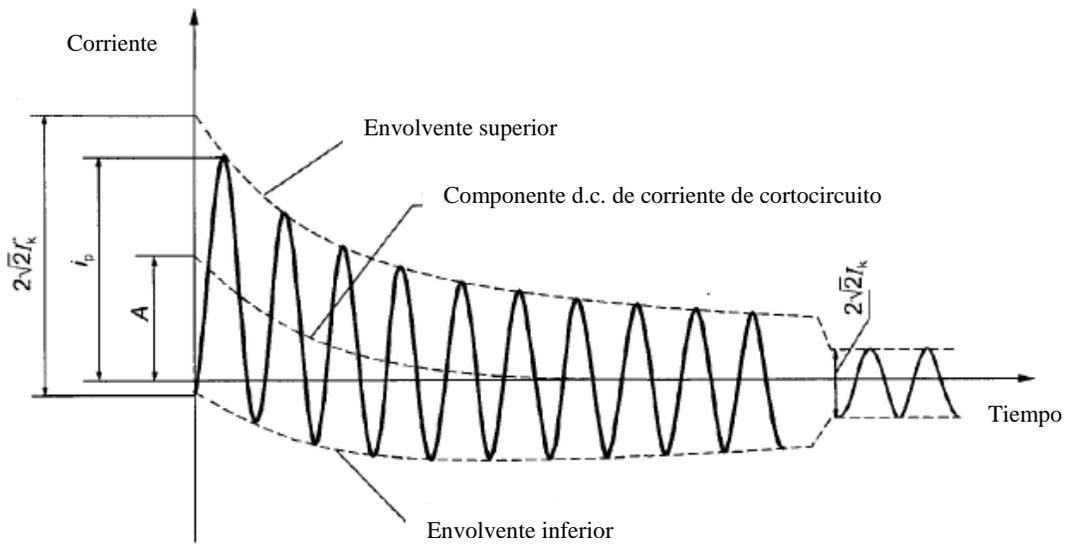
Figura 2.1: Tipos de cortocircuito [10]

### 2.1.2. Corrientes de Cortocircuito

Al momento de ocurrir un cortocircuito se produce una corriente oscilatoria que puede decaer o no, con una componente continua que se reduce en el tiempo. Lo anterior se presenta en los siguientes esquemas.



a) Corriente de cortocircuito con componente A.C. constante



b) Corriente de cortocircuito con componente A.C. amortiguada en el tiempo

Figura 2.2: Corrientes de cortocircuito [10]

Los principales valores que se aprecian en la **Error! Reference source not found.** son:

- $I_k''$ : Corriente de cortocircuito simétrica inicial; corresponde al valor r.m.s. de la corriente inicial de cortocircuito, la cual se mantiene si la impedancia no varía durante el fenómeno transitorio.
- $i_p$ : Peak de corriente de cortocircuito; valor instantáneo máximo que alcanza la corriente de cortocircuito.
- $I_K$ : Corriente de cortocircuito de régimen permanente; corresponde al valor r.m.s. de la corriente de cortocircuito que se mantiene después del decaimiento del fenómeno transitorio.
- $i_{d.c.}$ : Componente d.c. de corriente de cortocircuito; corresponde a la componente aperiódica que decae de un valor inicial ( $A$  en la figura) hasta el valor cero.
- $i_b$ : Corriente de cortocircuito simétrica de ruptura; no aparece en la figura, pero corresponde al valor r.m.s. de un ciclo completo de la componente a.c. de la corriente de cortocircuito al realizar la separación de polos de un dispositivo de interrupción.

Las corrientes recién presentadas permiten describir completamente un cortocircuito, éstas tendrán distintos valores y métodos de cálculo según el tipo de cortocircuito.

### 2.1.3. Cálculo de Corrientes de Cortocircuito

A continuación, se muestran las ecuaciones que permiten conocer la corriente de cortocircuito, describiendo dicha magnitud en base a las corrientes mencionadas anteriormente, estos valores cambian para cada tipo de cortocircuito y en base a la localización de la falla y su cercanía a un generador.

#### a) Corriente de cortocircuito simétrica inicial $I_k''$

Para el caso más común, cuando la impedancia de secuencia cero  $Z_0$  es mayor a las impedancias de secuencia positiva y negativa,  $Z_1$  y  $Z_2$  respectivamente (las cuáles se considerarán iguales), la mayor corriente inicial de cortocircuito se dará en el cortocircuito trifásico. Para el caso en que la falla ocurre cerca de un transformador con baja impedancia  $Z_0$ , menor a  $Z_1$ , la mayor corriente se dará en la falla bifásica a tierra.

A continuación, se presentan las expresiones para la corriente simétrica inicial de cortocircuito para los diversos tipos de falla. Para la falla trifásica se tiene:

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3} \sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \quad (2.1)$$

Donde  $U_n$  corresponde a la tensión nominal entre fases,  $R_k$  corresponde a la resistencia de cortocircuito y  $X_k$  a la reactancia de cortocircuito. Para obtener la resistencia y la reactancia se considera la impedancia de secuencia positiva de todos los elementos presentes entre la ubicación de

la falla y el punto donde se está calculando la corriente. El factor  $c$  corresponde a un factor de ajuste según el nivel de tensión y si se está calculando el mínimo o máximo nivel de cortocircuito. En este caso es de interés el máximo nivel de corriente y considerando tensiones superiores a 35 kV este factor es igual a 1,1.

Para la falla entre fases, la expresión correspondiente es:

$$I_{k2}'' = \frac{cU_n}{|Z_{(1)} + Z_{(2)}|} = \frac{cU_n}{2|Z_{(1)}|} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k'' \quad (2.2)$$

Durante la etapa inicial del cortocircuito bifásico, las impedancias de secuencia positiva y negativa son aproximadamente iguales y se puede aplicar la expresión recién mostrada. Se observa que la corriente de cortocircuito simétrica inicial es levemente menor que para el caso de falla trifásica.

Para una falla bifásica a tierra se distinguen tres corrientes, dos que muestran la corriente circulante por cada una de las fases falladas y la tercera corresponde a la corriente de derivación a tierra, es decir, la suma de las otras dos corrientes.

$$I_{k2F1}'' = cU_n \frac{\left| \frac{Z_0}{Z_1} - a \right|}{|Z_1 + 2Z_0|} \quad (2.3)$$

$$I_{k2F2}'' = cU_n \frac{\left| \frac{Z_0}{Z_1} - a^2 \right|}{|Z_1 + 2Z_0|} \quad (2.4)$$

$$I_{k2E}'' = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|Z_1 + 2Z_0|} \quad (2.5)$$

En las expresiones recién mostradas el factor  $a$  muestra el desplazamiento de  $120^\circ$  entre fases de la siguiente manera:

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3} \quad (2.6)$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3} \quad (2.7)$$

Finalmente, la expresión para la falla monofásica a tierra es:

$$I_{k1}'' = \frac{\sqrt{3}U_n}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (2.8)$$

Si la impedancia de secuencia cero es menor a las de secuencia positiva y negativa, esta corriente será mayor al caso de cortocircuito trifásico, pero menor a la corriente a tierra de la falla bifásica a tierra. No obstante, será la mayor corriente a despejar por la operación del interruptor.

b) Corriente Máxima de Cortocircuito  $i_p$ 

Para el cortocircuito trifásico la corriente máxima es:

$$i_p = k \sqrt{2} I_k'' \quad (2.9)$$

El factor  $k$  que se observa en la expresión anterior se relaciona con el cociente entre resistencia y reactancia del circuito equivalente visto desde la ubicación de la falla y por ende la corriente máxima depende fuertemente del enmallamiento del sistema. Dicha relación es la siguiente:

$$k = 1,02 + 0,98e^{-3R/X} \quad (2.10)$$

Para la falla bifásica se tiene la misma relación que en el caso de la corriente simétrica inicial.

$$i_{p2} = \frac{\sqrt{3}}{2} i_p \quad (2.11)$$

Para el cortocircuito bifásico a tierra se tiene:

$$i_{p2E} = k\sqrt{2} I_{k2E}'' \quad (2.11)$$

Esta misma relación respecto a la corriente inicial se cumple para la falla monofásica a tierra.

$$i_{p1} = k\sqrt{2} I_{k1}'' \quad (2.12)$$

c) Componente D.C. de la Corriente de Cortocircuito  $i_{d.c.}$ 

La componente continua de la corriente de cortocircuito se calcula en relación a la corriente simétrica inicial respectiva, ajustando el resultado según la frecuencia nominal del sistema, la duración de la falla y la relación entre resistencia y reactancia del circuito equivalente visto desde la ubicación de la falla.

$$i_{d.c.} = \sqrt{2} I_k'' e^{2\pi f t R/X} \quad (2.13)$$

d) Corriente de Cortocircuito de Régimen Permanente  $I_k$ 

El cálculo de la corriente de cortocircuito de régimen permanente es menos preciso que el correspondiente al de corriente de cortocircuito simétrica inicial, ya que se debe considerar la influencia de diversos factores.

Por ejemplo, para una falla trifásica cercana a un generador, el valor de la corriente depende del tipo de sistema de excitación, la acción del regulador de voltaje y la saturación del núcleo.

En el estándar IEC 60909-0 se muestran curvas que entregan factores de ajuste según las características recién mencionadas para conocer la corriente de cortocircuito de régimen permanente.

e) Corriente Simétrica de Ruptura de Cortocircuito  $I_b$

Para fallas que se encuentren lejos de un generador, la corriente simétrica de ruptura será igual a la corriente simétrica inicial correspondiente según tipo de cortocircuito. Se considera este valor en el anexo técnico de la norma.

En cambio, para fallas cercanas a un generador, se deben considerar ajustes según el nivel de enmallamiento del sistema, el tiempo de apertura de contactos, presencia de motores asíncronos, entre otros aspectos.

En la norma técnica de seguridad y calidad de servicio, mediante el anexo técnico correspondiente [12-13], se define el nivel máximo de cortocircuito como el valor máximo de la corriente de cortocircuito simétrica inicial para cada tipo de cortocircuito.

## 2.2. Tensión Transitoria de Recuperación

La tensión de recuperación es el voltaje que aparece entre los terminales de un polo de un interruptor de poder [14-15]. Esta tensión se puede analizar en dos intervalos de tiempo sucesivos: uno durante el cual existe un voltaje transitorio de alta frecuencia, seguido de un intervalo donde el voltaje tiene la frecuencia de la red. A continuación, se presenta un esquema de TRV.

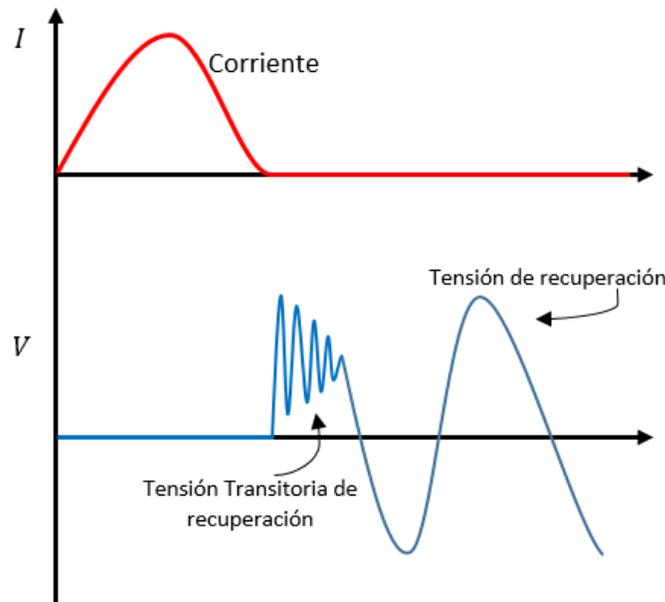


Figura 2.3: Corriente, TRV y tensión de recuperación [14]

Durante el proceso de interrupción, el arco pierde rápidamente su conductividad a medida que la corriente se aproxima a cero. Luego, por unos pocos microsegundos después de que la corriente alcanza el valor cero y deja de circular por el circuito el sistema responde y se genera la tensión transitoria de recuperación. La diferencia entre la tensión del nodo de generación y el de carga representa el TRV.

El comportamiento dinámico de la tensión depende de las características topológicas del sistema al momento de la operación del interruptor. Dicha operación debe soportar el TRV, de lo contrario ocurre la reactivación del arco eléctrico y la conducción no deseada de corriente de falla.

Es importante conocer la naturaleza del sistema en el momento de la operación del interruptor, ya que el comportamiento observado se verá influenciado por las características resistivas, inductivas, capacitivas o una combinación de estas, además del uso de parámetros distribuidos o concentrados según corresponda para realizar la modelación del sistema.

Al momento de despejar una falla en un circuito inductivo, el voltaje de la fuente al momento de pasar la corriente por cero, es máximo. En tanto, para un circuito puramente resistivo esta tensión es cero y por ende no hay una componente transitoria de recuperación. El caso de un circuito capacitivo representa la máxima exigencia al interruptor, ya que la tensión es máxima en los elementos capacitivos al pasar la corriente por cero.

En línea con lo anterior, la máxima tensión que se alcanza en un circuito inductivo es de 1 [p.u.], mientras que para el circuito capacitivo esta tensión puede alcanzar un valor de 2 [p.u.]. La frecuencia de oscilación se relaciona directamente con los parámetros del circuito equivalente, así como sus propiedades de amortiguación.

El siguiente esquema muestra un resumen del comportamiento de la tensión de recuperación dependiendo del tipo de circuito en que se interrumpe la corriente.

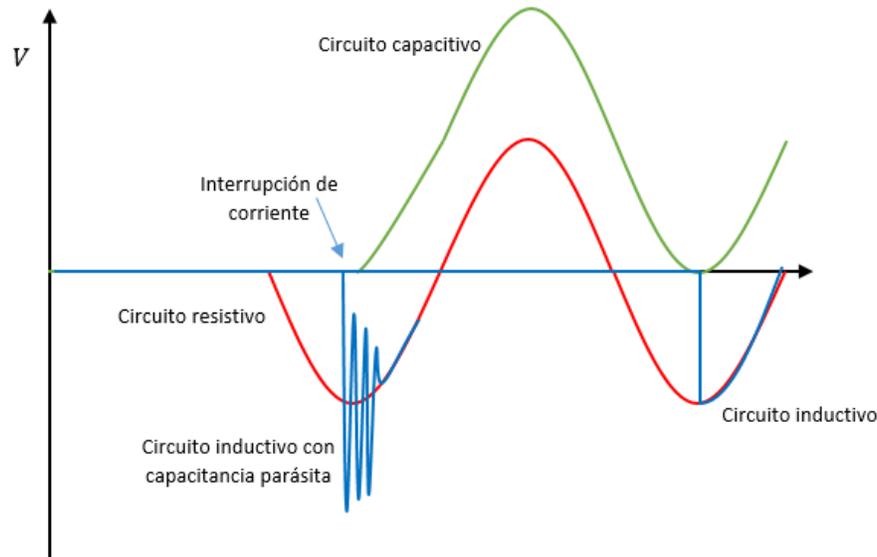


Figura 2.4: TRV según tipo de circuito [14]

La frecuencia de oscilación está determinada por la capacitancia de la fuente y la inductancia de cortocircuito.

$$f_{TRV} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (2.14)$$

Las características de amortiguación son las siguientes:

Subamortiguado si:  $R > \frac{1}{2}\sqrt{LC}$  (2.15)

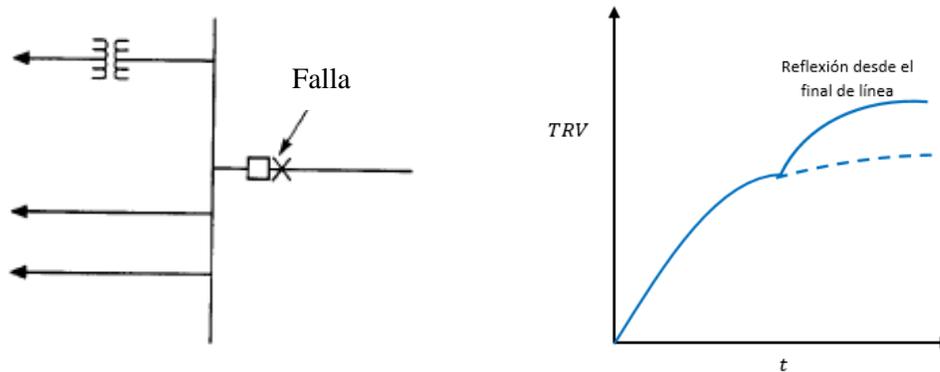
Sobreamortiguado si:  $R < \frac{1}{2}\sqrt{LC}$  (2.16)

Al considerar mayores ventanas de tiempo en el análisis, del orden de varios cientos de microsegundos, son importantes las reflexiones en líneas. En este caso las líneas se analizan como elementos con parámetros distribuidos por los cuales viaja la onda de tensión.

La mayor exigencia de TRV tiende a darse en el primer polo que despeje la falla y el Peak máximo es función de la conexión a tierra del sistema.

### 2.2.1. TRV Exponencial o Sobreamortiguado

El comportamiento típico del TRV exponencial se muestra en el siguiente esquema y se aprecia generalmente en el lado de la fuente de un interruptor al despejar una falla en sus propios terminales.



a) Falla en terminal del interruptor

b) TRV exponencial con reflexión de onda

Figura 2.5: TRV Exponencial [15]

La componente exponencial del TRV se da en el siguiente caso:

$$Z_{eq} < 0.5 \sqrt{\frac{L_{eq}}{C_{eq}}} \quad (2.17)$$

$$Z_{eq} = \frac{\alpha Z_1}{n} \quad (2.18)$$

En las expresiones anteriores,  $n$  corresponde al número de líneas conectadas en paralelo,  $Z_1$  es la impedancia de secuencia positiva de la línea y  $\alpha$  es un factor que vale 1.5 para fallas trifásicas aisladas de tierra y es una función de las impedancias de secuencia cero y secuencia positiva en el caso contrario.

La tasa inicial de aumento de tensión de recuperación (RRRV, por sus siglas en inglés “Rate of Rise of Recovery Voltage”) está dada por:

$$RRRV = \frac{\alpha Z_1}{n} \times \frac{di}{dt} \quad (2.19)$$

Para un nivel de tensión determinado, las corrientes de cortocircuito se relacionan al número de líneas conectadas a una barra. Entonces, si aumenta el número de líneas conectadas a una barra, el TRV se ve menos influenciado por la frecuencia natural del transformador. Lo anterior explica por qué el RRRV decae cuando aumenta la corriente de cortocircuito.

### 2.2.2. TRV Oscilatorio o Subamortiguado

Este caso se observa cuando la falla está aislada por un transformador o un reactor serie y no se cuenta con una línea cuya impedancia entregue amortiguamiento.

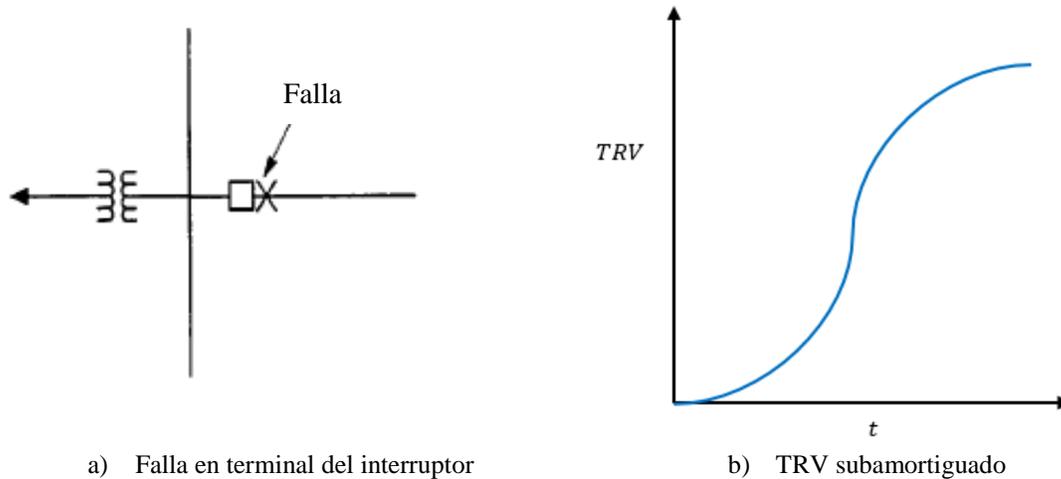


Figura 2.6: TRV Oscilatorio o Subamortiguado [15]

Incluso ante la presencia de líneas aéreas, la tensión de recuperación puede ser oscilatoria. Para estas fallas en general, es más demandante el RRRV en lugar del TRV y suelen provocar la necesidad de sobredimensionar equipos con el costo que esto conlleva.

### 2.2.3. Falla en línea corta

Se analiza en forma particular el caso en que la falla ocurre cerca de su inicio, desde unos pocos cientos de metros a unos cuantos kilómetros [15]. Lo anterior se debe a que esta condición es la que suele presentar la mayor exigencia en términos de RRRV, ya que al producirse la falla cerca del terminal, la onda se refleja rápidamente en el extremo de la línea y provoca un pronunciado aumento de la tensión transitoria de recuperación. Por lo tanto, es de interés analizarla al comprobar la capacidad de interruptores.

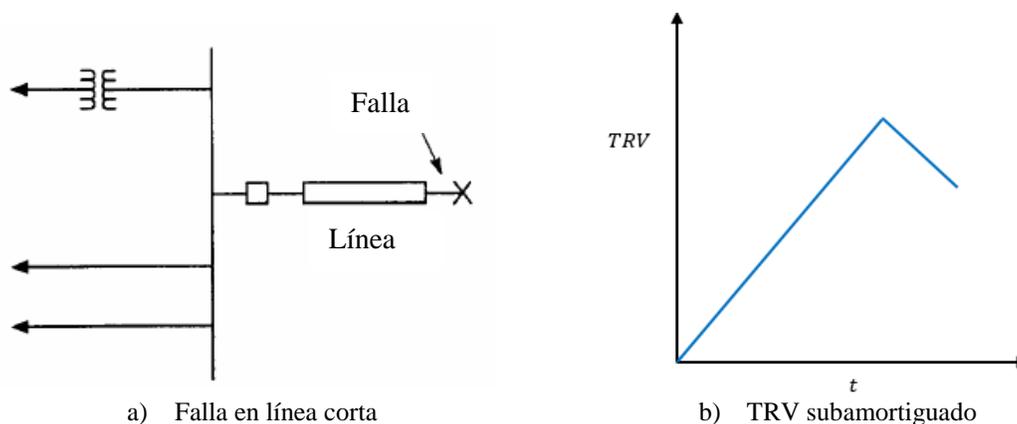


Figura 2.7: TRV en línea corta [15]

## 2.2.4. Envoltentes de referencia

Con el objetivo de facilitar la verificación de capacidad de interruptores, se definen curvas o envoltentes de referencia, las cuales sirven de punto de comparación para analizar el TRV y RRRV.

Cuando la corriente a interrumpir es menor a un 30% de la capacidad nominal del equipo se debe utilizar una envoltente caracterizada por 2 parámetros, para los casos donde esta corriente supera el 30% de capacidad nominal, la envoltente se parametriza mediante 4 valores. A continuación, se presentan a modo de ejemplo, curvas de 2 y 4 parámetros:

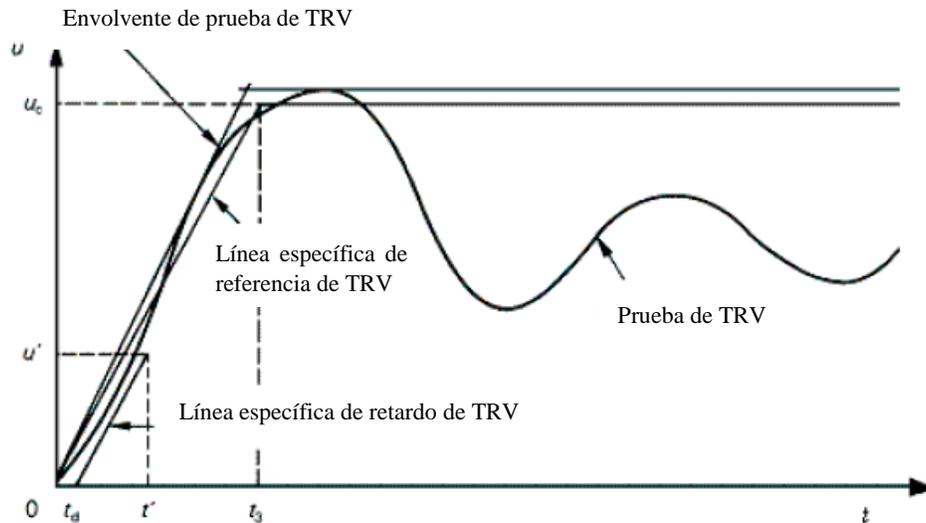


Figura 2.8: Envoltente TRV de dos parámetros [15]

En la Figura 2.8, se aprecia como la forma de onda obtenida queda totalmente cubierta por la curva envoltente, la que en este caso es representada por 2 parámetros: el máximo nivel de tensión y el tiempo en que se alcanza ( $t_3$  y  $U_c$  respectivamente).

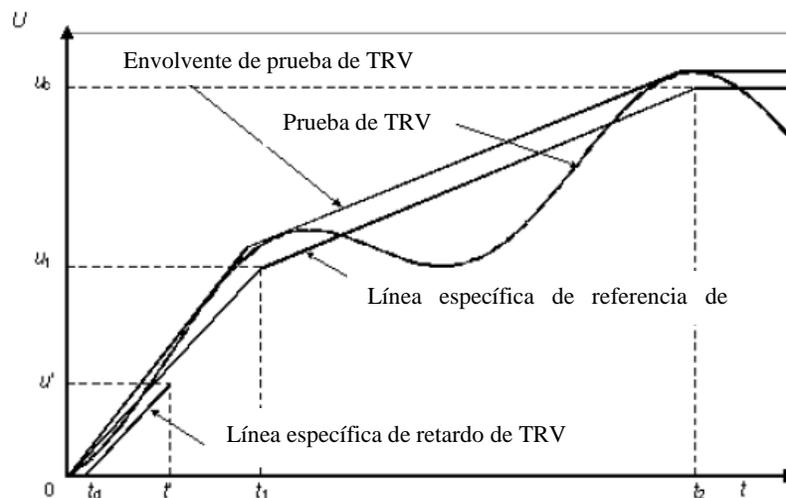


Figura 2.9: Envoltente TRV de cuatro parámetros [15]

Se puede observar como para los casos donde la corriente a interrumpir aumenta, es menor el RRRV soportado por el interruptor, ya que la energía total que se debe disipar es mayor. En este caso los 4 parámetros permiten dividir el comportamiento de la tensión en dos partes: la primera cuando el RRRV es mayor y una segunda donde se alcanza el máximo valor de TRV. La primera región queda limitada por los parámetros  $U_1$ ,  $t_1$  y la segunda por  $U_c$  y  $t_2$ .

A continuación, se presenta el cálculo de los parámetros mencionados.

El primer valor a calcular es  $U_c$ , que corresponde a la tensión máxima alcanzada en ambas envolventes. Este valor varía según la relación entre la corriente a interrumpir y la capacidad del interruptor, el valor base es:

$$U_c = \frac{U_r * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} * k_{pp} * k_{af} \quad (2.20)$$

Donde  $U_r$  corresponde a la tensión nominal entre fases y por ende el primer término es el máximo valor instantáneo del voltaje fase-neutro. El factor  $k_{pp}$  se define como el factor de primer polo en despejar y depende de la relación entre las impedancias de secuencia positiva y secuencia cero. Finalmente, el factor  $k_{af}$  se define como un factor de amplitud entre el máximo valor del voltaje transitorio de recuperación y el máximo valor del voltaje de recuperación a frecuencia industrial (después de la etapa transitoria de alta frecuencia).

La expresión para el factor  $k_{pp}$  es:

$$k_{pp} = \frac{3 * X_0}{X_1 + 2X_0} \quad (2.21)$$

Como se observa en la relación anterior,  $k_{pp}$  depende de la relación que existe entre la reactancia de secuencia cero y la de secuencia positiva (que se asume igual a la de secuencia negativa) y los valores más representativos se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 2.1: Factor de primer polo según configuración del sistema [15]

Neutro	$X_0/X_1$	$k_{pp}$
Levantado de tierra	$\infty$	1.5
Efectivamente aterrizado	3	1.3
Otro	$< 3$	1

Como se aprecia en la Tabla 2.1, el factor  $k_{pp}$  toma 3 valores característicos.

El valor de  $k_{af}$  varía entre 1,4 y 1,7 entre los valores de corriente T100 y T10<sup>4</sup>, que representan la proporción entre la corriente a interrumpir y la corriente nominal del equipo y se define como el nivel de exigencia.

Finalmente, la expresión general para el cálculo del parámetro  $U_c$  para cada nivel de exigencia es:

<sup>4</sup> Las siglas T100, T60, T30 y T10, representan que tipo de curva estandarizada se debe utilizar según la magnitud de la corriente de falla. Si la corriente de falla va entre el 1 y el 10% de la capacidad del interruptor se utiliza la curva T10. En el caso de una corriente entre 11 y el 30% se utiliza la curva T30 y así sucesivamente.

$$U_c(T[X]) = \frac{U_r * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} * k_{pp} * k_{af} * K_{U_c} \quad (2.22)$$

El factor  $K_{U_c}$  toma los siguientes valores:

Tabla 2.2: Factor de tensión, según nivel de corriente de falla [15]

Nivel de Exigencia	$K_{U_c}$
T100	1
T60	1,07
T30	1,13
T10	1,17/1,26

Para el caso de T10, el valor 1,17 se asocia a un factor  $k_{pp} = 1,5$  y el valor 1,26 para valores menores de  $k_{pp}$ .

El valor de  $t_1$  o  $t_3$ , según corresponda, se obtiene a partir del valor de RRRV fijado en el estándar IEEE Std. C37.06 [16] y la siguiente relación:

$$t_{3/1}[\mu s] = \frac{RRRV \left[ \frac{kV}{\mu s} \right]}{U_c[kV]} \quad (2.23)$$

El valor de RRRV varía según el nivel de tensión del equipo y su nivel de exigencia.

El resto de los parámetros se presentan en el estándar, clasificados del mismo modo que el RRRV, a modo de ejemplo se presentan curvas envolventes de TRV.

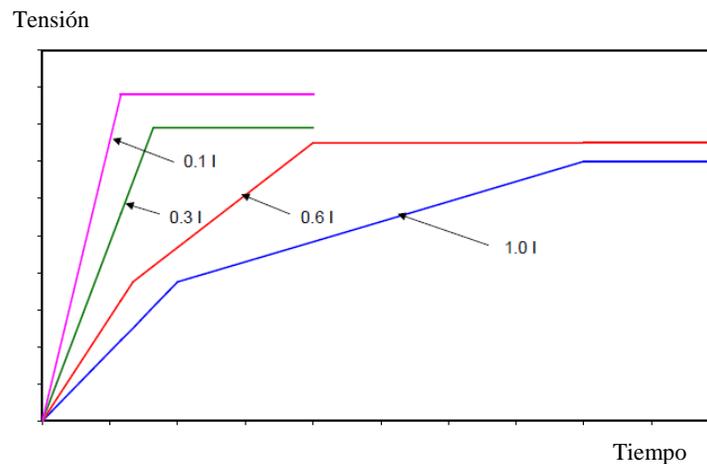


Figura 2.10: Envolventes TRV según nivel de corriente de falla [16]

En el Anexo A, se presentan los parámetros que definen las curvas envolventes de TRV. Dichos parámetros se presentan según nivel de tensión del equipo, capacidad nominal de interrupción de corriente, nivel de corriente de falla, factor de primer polo, entre otros. Para cada uno de los casos muestran el nivel máximo de TRV y el correspondiente RRRV asociado.

## 2.3. Interruptores de Poder

Los interruptores de poder son el principal elemento de protección de los sistemas eléctricos de potencia, son dispositivos mecánicos capaces de interrumpir corrientes en condiciones normales de operación y también para contingencias en un tiempo de operación dado [17].

En el contexto del trabajo y el estudio de instalaciones de transmisión para el sistema nacional, son de particular interés los interruptores que operan sobre los 200 [kV]. Las principales formas de clasificar estos dispositivos son en base a su mecanismo de operación y en base al método de extinción de arco.

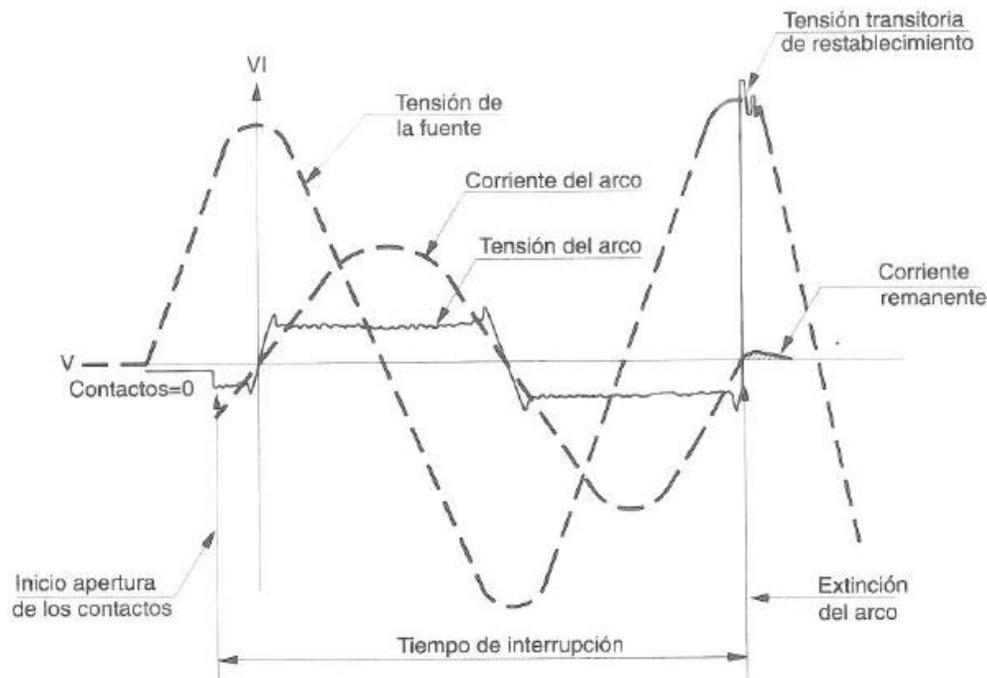


Figura 2.11: Ciclo de interrupción [17]

En la Figura 2.11, se aprecian las principales definiciones del desarrollo del proceso de interrupción de corriente.

Se puede observar como al momento de producirse la extinción del arco eléctrico, la tensión entre los terminales del interruptor se eleva fuertemente y oscila a una alta frecuencia, es lo que se ha definido anteriormente como tensión transitoria de recuperación. Esta tensión se relaciona con el paso natural de la corriente por cero y la naturaleza inductiva o capacitiva del arco.

Cabe destacar que si el interruptor posee más de una cámara de interrupción, la tensión transitoria de recuperación se reparte entre ellas y se disminuye así, la exigencia sobre cada una.

Desde un punto de vista de la estructura física de los interruptores, éstos pueden clasificarse en interruptores de tanque vivo o tanque muerto. En los primeros, el mecanismo de interrupción se ubica en tanques de pequeño diámetro (llamados polos) instalados sobre aisladores de pedestal. En tanto, en los interruptores de tanque muerto, el tanque se encuentra a potencial de tierra y contiene el medio

de extinción, se conecta a través de bushings con el sistema y en ellos se pueden instalar transformadores de corriente.



a) Interruptor Siemens 3AP4 FI de 800 [kV]  
tipo tanque vivo



b) Interruptor Siemens 3AP1 DT de 145 [kV]  
tipo tanque muerto

Figura 2.12: Diseño externo de interruptores de poder [18]

Otra forma de clasificarlos es según el medio de extinción, en un inicio los equipos consistían en cuchillas metálicas que eran operadas manualmente. Con el aumento de tensiones y corrientes en las instalaciones, los equipos evolucionaron a mecanismos de operación autónomos y más rápidos, además de incluir nuevos elementos de extinción de arco eléctrico para disminuir el uso de espacio.

### 2.3.1. Medios de interrupción de arco eléctrico

Dentro de los principales elementos para realizar la extinción del arco eléctrico en los interruptores de poder se pueden reconocer el aceite, el aire comprimido y el hexafluoruro de azufre gaseoso (gas SF<sub>6</sub>).

En el caso del aceite, éste al entrar en contacto con el arco eléctrico, se vaporiza rápidamente formando una burbuja de gas compuesta mayormente por hidrógeno que es un excelente medio de extinción y refrigeración.

Fueron ampliamente utilizados, ya sea en grandes volúmenes en equipo de tanque muerto o en pequeñas cámaras en dispositivos de tanque muerto, sin embargo, su manipulación siempre estuvo relacionada a un gran riesgo de explosión.

Luego, se desarrollaron dispositivos de aire comprimido, ampliamente los más utilizados hasta la masificación de los interruptores con gas SF<sub>6</sub>. Fueron los primeros equipos en ser desarrollados para tensiones de 345 [kV].

Son equipos de alta efectividad y su funcionamiento se basa en el disparo de una fuerte corriente de aire (previamente comprimido), para barrer el aire ionizado que permite la formación del arco.

No obstante, fueron desplazados debido a su alto costo de mantenimiento, pues los dispositivos constaban de un complejo circuito neumático de numerosas etapas que encarecía las labores de mantención.

Finalmente, los interruptores de gas SF<sub>6</sub> son actualmente los dispositivos de mayor uso. La principal ventaja de este gas radica en sus propiedades de aislante y de refrigerante (mejores a las del aceite) y la facilidad de operación y mantenimiento; además, el gas no es un material inflamable, aunque sí está clasificado como un gas de efecto invernadero por lo que debe ser tratado con cuidado para evitar que se libere a la atmósfera.

Su manipulación se debe realizar con especial cuidado para evitar fugas de gas que merme su operación en el momento de una falla, además bajo ciertas condiciones de presión, se puede licuar en climas fríos.

### 2.3.2. Mecanismos de operación

El mecanismo de operación corresponde al sistema que, por medio de energía almacenada, acciona el interruptor (ya sea para abrir o para cerrar). Es importante que la energía almacenada sea suficiente para efectuar la operación requerida, ya que actualmente el 90% de fallas de los interruptores son atribuibles al circuito mecánico [17].

Los elementos mayormente usados son los interruptores de resorte, neumáticos e hidráulicos, se destaca también la existencia de dispositivos que utilizan el gas SF<sub>6</sub> para realizar la operación mecánica.

En los interruptores de resorte la energía se almacena en la compresión del mismo. La principal ventaja de este tipo de dispositivos es que, al efectuarse la operación de cierre, se carga el resorte de apertura, aumentando la confiabilidad del equipo.

El resorte de cierre es cargado previamente utilizando un motor, o en caso de indisponibilidad del mismo se puede realizar de manera manual. Es el mecanismo de operación más utilizado hasta los 245 [kV], principalmente, por su bajo costo de inversión y mantenimiento. Para tensiones superiores, el dispositivo sería demasiado espacioso por lo que se prefieren otras alternativas.

En los interruptores de tipo neumático la energía se almacena en forma de aire comprimido (lógicamente se utiliza como medio de extinción el mismo aire comprimido). La presión del aire se mantiene mediante un motor compresor y se monitorea constantemente.

Luego, se distinguen los interruptores hidráulicos, en los cuales se utiliza aceite a presión para efectuar la operación. Su principal ventaja radica en su rápida operación.

Finalmente existen dispositivos que utilizan el mismo gas SF<sub>6</sub> del medio de extinción para acumular energía y operar el mecanismo de interrupción; tal como en el caso de los interruptores de aire comprimido, se utiliza el mismo mecanismo de operación y de extinción para disminuir requerimientos de espacio.

### 2.3.3. Accesorios adicionales

En la actualidad los interruptores pueden estar acompañados de elementos que permiten optimizar su operación o hacerlos más robustos frente a los nuevos desafíos que se presentan en la protección de los sistemas eléctricos.

Uno de los principales dispositivos que hoy en día se instalan junto a las cámaras de interrupción son los condensadores en paralelo, los cuales permiten mejorar la distribución de voltaje a través del dispositivo.

También es común el uso de resistencia de preinserción, las cuáles también se instalan en paralelo a las cámaras y tienen como principal función disminuir las sobretensiones entre terminales y también permiten en menor medida una mejor distribución de la tensión en las cámaras.



a) Capacitores en paralelo



b) Resistencias de preinserción

Figura 2.13: Accesorios adicionales para interruptores

Actualmente la capacidad máxima de los interruptores más convencionales es de 63 [kA]. Se debe también considerar que el cambio de equipos tiene asociadas algunas desventajas, como la necesidad de reemplazar otros elementos serie, la necesidad de desconexiones y además no se corrige el problema de alto nivel de cortocircuito [37].

## 2.4. Modelamiento Dinámico de Sistemas Eléctricos

Para poder estudiar los efectos de diversas maniobras y configuraciones topológicas considerando variadas soluciones de transmisión, es necesario representar los sistemas en circuitos eléctricos característicos según la frecuencia eléctrica de los fenómenos y así poder estimar dichos efectos.

### 2.4.1. Transitorios Eléctricos según Frecuencia

Los estudios de transitorios eléctricos en los sistemas de potencia involucran un amplio rango de frecuencias, que abarca desde fenómenos asincrónicos (D.C.) hasta eventos con frecuencias sobre los 50 [MHZ] o más en casos específicos [19].

Los fenómenos dinámicos ocurren en la transición de un estado de régimen permanente a otro. Entre estos eventos se cuenta la apertura o cierre de un interruptor, fallas a tierra o por descarga atmosférica, entre otros. Los fenómenos electromagnéticos consecuentes viajan por las líneas o barras u oscilan entre las inductancias y capacitancias del sistema.

La siguiente tabla muestra las frecuencias de los transitorios según su origen.

Tabla 2.3: Origen de transitorios eléctricos y frecuencias asociadas [19]

<b>Origen</b>	<b>Rango de Frecuencia</b>
Energización de transformador o ferroresonancia	(DC) 0,1 Hz – 1 kHz
Rechazo de carga	0,1 Hz – 3 kHz
Despeje de falla	50/60 Hz – 3 kHz
Inicio de falla – Energización de línea	50/60 Hz – 20 kHz
TRV para falla en terminales de interruptor	50/60 Hz – 20 kHz
TRV para falla en línea corta	50-60 Hz – 100 kHz
Múltiples reconexiones de interruptores	10 kHz – 1 MHz
Descargas atmosféricas o fallas en SE	10 kHz – 3 MHz
Reconexión de desconectador o falla en GIS	100 kHz – 50 MHz

### 2.4.2. Representación de Elementos según Frecuencia

No existen representaciones válidas para todo el espectro de frecuencias ya descrito, por lo tanto, se pone énfasis en las características específicas de cada elemento que tienen un mayor efecto en los fenómenos transitorios.

Entonces la representación de cada elemento responde a un específico rango de frecuencias del fenómeno en particular. En consecuencia, se hace conveniente clasificar los eventos en rangos de frecuencia, a los cuales se les asigna una contingencia y denominación característica.

Tabla 2.4: Clasificación de transitorios [20]

Grupo	Rango de Frecuencias	Denominación	Contingencia Característica
I	0.1 Hz – 3 kHz	Oscilaciones de baja frecuencia	Sobretensiones temporales
II	50/60 Hz – 20 kHz	Sobretensiones de frente lento	Sobretensiones de maniobra
III	10 kHz – 3 MHz	Sobretensiones de frente rápido	Sobretensiones por rayo
IV	100 kHz – 50 MHz	Sobretensiones de frente muy rápido	Sobretensiones por re-cierre

Cabe destacar que esta es la clasificación más usada y está presente en el estándar IEC-60071 [20], también se menciona que para el presente trabajo, el interés se centra en las sobretensiones de maniobra. A continuación, se procede a mostrar la representación para cada uno de estos rangos de frecuencia de los principales elementos del sistema de potencia.

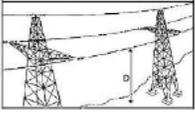
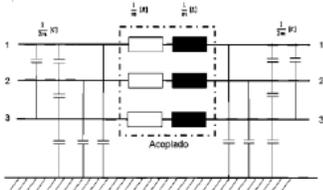
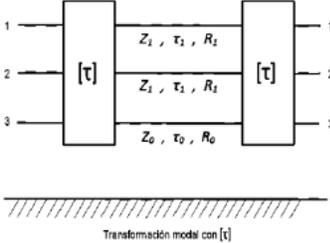
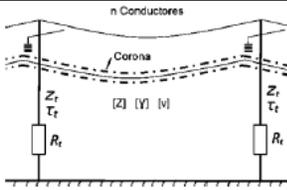
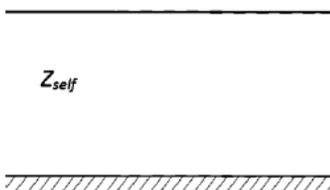
Es importante reconocer el paso de tiempo a utilizar en las simulaciones dinámicas, el cual debe ser 10 veces más rápido que el fenómeno más rápido que se estudie.

$$\Delta t \leq \frac{1}{10 f_{max}} \quad (2.23)$$

Todos los equipos a representar tienen capacitancias parásitas, las cuáles son fundamentales a la hora de determinar el comportamiento del TRV. Para el estudio, se utiliza la información disponible en [14] y los valores se presentan en detalle en el Anexo B.

Se muestra a continuación la representación de líneas de transmisión, transformadores de poder y medida, pararrayos, desconectores e interruptores según rango de frecuencia.

Tabla 2.5: Representación de líneas de transmisión [19] (tabla traducida en [7])

Líneas Aéreas		Tipo de sobretensión según rango de frecuencia			
		Oscilaciones de baja frecuencia 0.1 Hz - 3 kHz Grupo I	Onda de frente lento 50 Hz - 20 kHz Grupo II	Onda de frente rápido 10 kHz - 3 MHz Grupo III	Onda de frente muy rápido 100 kHz - 50 MHz Grupo IV
		 <p>[R] es una matriz de 3x3 con  <math>R_{diagonal} = (R_0 + 2R_1)/3</math>  <math>R_{off diagonal} = (R_0 - R_1)/3</math>  <math>m = 1, \dots, 5</math>                      Lo mismo para [L] y [C]                      O modelo igual al grupo II</p>	 <p>Transformación modal con [τ]</p>	 <p>n Conductores Corona</p> <p>[Z] = Matriz impedancias características                      [Y] = Matriz de admitancias                      [v] = Matriz de velocidades  <math>Z_1</math> = Impedancia característica de torre  <math>t_1</math> = Tiempo de propagación de la torre  <math>R_1</math> = Resistencia puesta a tierra de torre</p>	 <p><math>Z_{self} = \frac{1}{3} \times Z_0 + \frac{2}{3} \times Z_1</math></p>
Línea no transpuesta	Capacitiva	Importante	Importante	Despreciable para simulaciones monofásicas	Despreciable
	Inductiva	Importante	Despreciable para simulaciones monofásicas	Despreciable para simulaciones monofásicas	Despreciable
Parámetros dependientes de la frecuencia	Modos de tierra ( $Z_0$ )	Importante	Importante	Importante	Importante
	Modos aéreos ( $Z_1$ )	Despreciable	Despreciable	Despreciable	Despreciable
Efectos corona		Importante si $U > U_c$	Despreciable	Muy importante	Despreciable

$L$  = Inductancia  
 $R$  = Resistencia  
 $C$  = Capacitancia

$Z$  = Impedancia característica  
 $t$  = Tiempo de propagación  
 $f$  = frecuencia

Indice 1 : Sistema a secuencia positiva  
 Indice 0 : Sistema a secuencia cero

Tabla 2.6: Representación de pararrayos [19] (tabla traducida en [7])

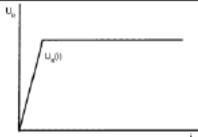
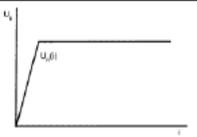
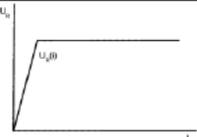
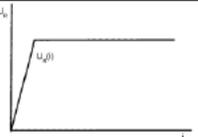
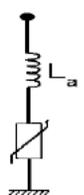
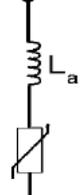
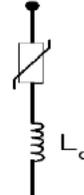
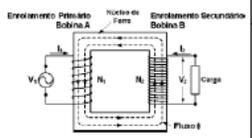
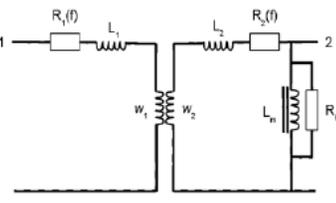
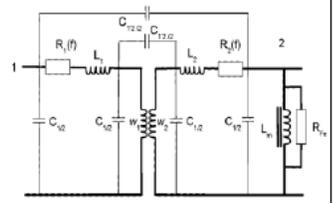
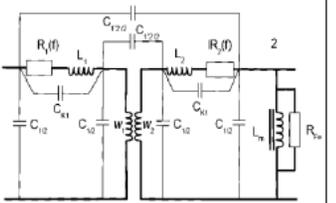
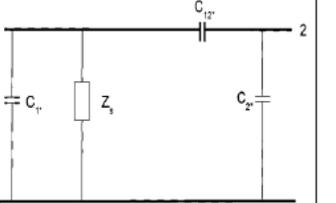
Pararrayos de óxido metálico	Tipo de sobretensión según rango de frecuencia			
	Oscilaciones de baja frecuencia 0.1 Hz - 3 kHz Grupo I	Onda de frente lento 50 Hz - 20 kHz Grupo II	Onda de frente rápido 10 kHz - 3 MHz Grupo III	Onda de frente muy rápido 100 kHz - 50 MHz Grupo IV
Tensión residual característica $U_R(i)$				
Variación de la tensión residual característica $U_R(i)$ con la temperatura	<i>Importante para la evaluación de disipación de energía</i>	<i>Despreciable</i>	<i>Despreciable</i>	<i>Despreciable</i>
Inductancia inherente $L_a$	<i>Despreciable</i>	<i>Despreciable</i>	 <p>Importante</p>	 <p>Muy Importante</p>
Inductancia $L_c$ del cable de conexión a tierra	<i>Despreciable</i>	<i>Despreciable</i>	 <p>Importante</p>	 <p>Muy Importante</p>

Tabla 2.7: Representación de transformador de poder [19] (tabla traducida en [7])

Transformador de Poder	Tipo de sobretensión según rango de frecuencia			
	Oscilaciones de baja frecuencia 0,1 Hz - 3 kHz Grupo I	Onda de frente lento 50 Hz - 20 kHz Grupo II	Onda de frente rápido 10 kHz - 3 MHz Grupo III	Onda de frente muy rápido 100 kHz - 50 MHz Grupo IV
				
Modelo				
Impedancia de cortocircuito	Muy importante	Muy importante	Importante solo para transferencia de tensión	Despreciable
Saturación	Muy importante	Muy importante para conexión de transformadores y pérdida brusca de carga con aumento elevado en la tensión	Despreciable	Despreciable
Pérdidas serie dependientes de la frecuencia	Muy importante	Importante	Despreciable	Despreciable
Pérdidas de entrehierro	Importante solo para fenómenos por resonancia	Importante solo para conexión de transformadores	Despreciable	Despreciable
Acoplamiento capacitivo	Despreciable	Importante solo para transferencia de tensión	Importante solo para transferencia de tensión	Importante solo para transferencia de tensión

Transformador monofásico de 2 enrollados (índice 1: enrollado exterior, índice 2: enrollado interior, relación de espiras  $w_1:w_2$ )

$L$  = Inductancia

$f$  = frecuencia

$Z_s$  = Impedancia características

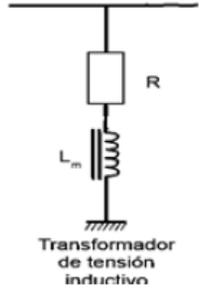
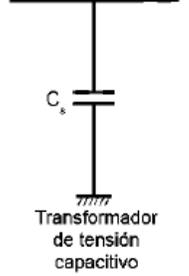
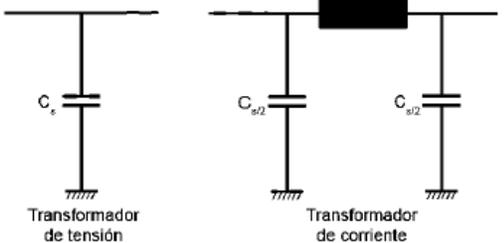
$R$  = Resistencia

$L_m$  = Inductancia de magnetización

$C$  = Capacitancia

$R_{fe}$  = Pérdidas de entre hierro

Tabla 2.8: Representación de transformador de medida [19] (tabla traducida en [7])

Transformador de medida	Tipo de sobretensión según rango de frecuencia			
	Oscilaciones de baja frecuencia 0,1 Hz - 3 kHz Grupo I	Onda de frente lento 50 Hz - 20 kHz Grupo II	Onda de frente rápido 10 kHz - 3 MHz Grupo III	Onda de frente muy rápido 100 kHz - 50 MHz Grupo IV
Modelo	 <p>Transformador de tensión inductivo</p>	Despreciable	 <p>Transformador de tensión capacitivo</p>	 <p>Transformador de tensión Transformador de corriente</p>
Saturación	Importante si hay carga atrapada y no hay transformadores o reactores en paralelo	Despreciable	Despreciable	Despreciable
Capacidad	Despreciable	Despreciable	Importante para transformadores de tensión capacitivos	Muy importante
Inductancia de transformadores de corriente	Despreciable	Despreciable	Despreciable	Importante para frecuencias muy elevadas

$R$  = Resistencia     $L$  = Inductancia     $L_m$  = Inductancia de magnetización     $C_s$  = Capacitancia fuente     $\Psi$  = Flujo

Tabla 2.9: Consideraciones para interruptores y desconectores [19] (tabla traducida en [7])

Interruptores, seccionadores		Tipo de sobretensión según rango de frecuencia			
		Oscilaciones de baja frecuencia 0,1 Hz - 3 kHz Grupo I	Onda de frente lento 50 Hz - 20 kHz Grupo II	Onda de frente rápido 10 kHz - 3 MHz Grupo III	Onda de frente muy rápido 100 kHz - 50 MHz Grupo IV
Cierre	Dispersión mecánica de los polos	<i>Importante</i>	<i>Muy importante</i>	<i>Despreciable</i>	<i>Despreciable</i>
	Cebados (disminución de la tensión de cebado en función del tiempo)	<i>Despreciable</i>	<i>Importante</i>	<i>Importante</i>	<i>Muy importante</i>
Apertura	Interrupción de corrientes elevadas (ecuación de arco)	<i>Importante solo para estudios de capacidad de corte</i>	<i>Importante solo para estudios de capacidad de corte</i>	<i>Despreciable</i>	<i>Despreciable</i>
	Current chopping (inestabilidad del arco)	<i>Despreciable</i>	<i>Importante solo para interrupción de pequeñas corrientes inductivas</i>	<i>Importante solo para interrupción de pequeñas corrientes inductivas</i>	<i>Despreciable</i>
	Características de reencendido (Aumento de la tensión de cebado en función del tiempo)	<i>Despreciable</i>	<i>Importante solo para interrupción de pequeñas corrientes inductivas</i>	<i>Muy importante</i>	<i>Muy importante</i>
	Interrupción de corrientes de alta frecuencia	<i>Despreciable</i>	<i>Importante solo para interrupción de pequeñas corrientes inductivas</i>	<i>Muy importante</i>	<i>Muy importante</i>

## 2.5. Transmisión HVDC

En los sistemas eléctricos de potencia, la mayor parte de la energía es generada, transportada y distribuida en corriente alterna, sin embargo, existen circunstancias donde es técnica y económicamente ventajoso realizar el transporte en corriente continua.

La transmisión HVDC se aplica actualmente en cuatro situaciones particulares, las cuales son [21-22]:

- Transmisión de grandes cantidades de energía, donde el uso de HVAC no es económico, factible técnicamente o no cumple con restricciones ambientales.
- Interconexión entre sistemas que operan a diferente frecuencia o entre sistemas de igual frecuencia cuyo sincronismo implica pérdida de estabilidad o confiabilidad.
- Gran aumento de inyección de potencia sin que provoque un aumento significativo en los niveles de cortocircuito.
- Mejora y apoyo a la red AC por el mejor control que provee la tecnología HVDC.

En el caso de la solución a estudiar en el presente trabajo se pueden identificar todos los elementos recién presentados, excepto la necesidad de interconectar dos sistemas que se encuentre operando a distinta frecuencia.

En términos generales un enlace de transmisión HVDC se compone por un extremo donde la corriente AC alimenta un convertidor que opera como rectificador, la corriente pasa a ser DC y es transmitida por un conductor hasta el otro extremo del enlace, donde la corriente DC alimenta a otro convertidor que esta vez cumplirá las funciones de un inversor para entregar corriente AC del otro lado.

En la actualidad los dispositivos mayormente utilizados para las estaciones convertidoras son los tiristores, cuya operación es similar a la del diodo, con la diferencia de que el encendido es controlado de manera independiente. Cada vez se desarrollan convertidores basados en dispositivos IGBT que permiten controlar tanto el encendido como el apagado y así brindan un mayor control sobre el enlace.

Un esquema básico de HVDC se presenta a continuación.

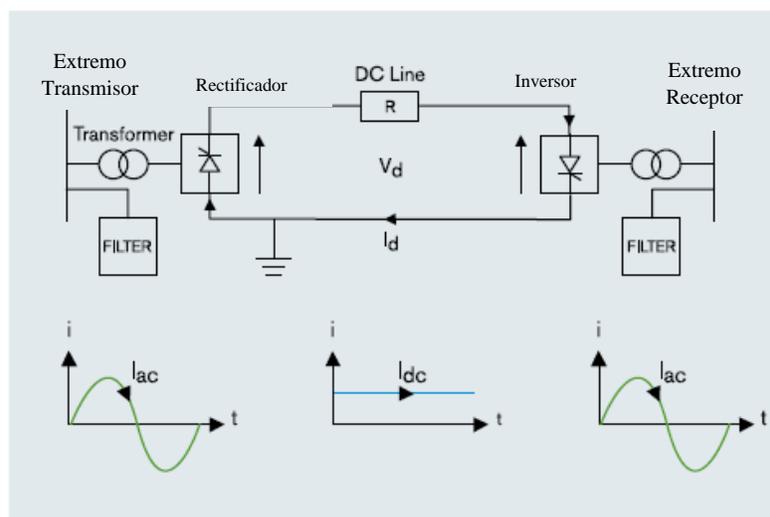


Figura 2.14: Esquema básico de HVDC [21]

### 2.5.1. Configuraciones de HVDC

Los enlaces HVDC tienen diversas topologías, las cuales son descritas en la presente sección, cabe destacar que los desarrollos en las tecnologías asociadas y también en las normativas respectivas van estandarizando las soluciones escogidas.

#### a) Enlace Monopolar con Electrodo de Tierra

Este primer enlace es el más simple de todo y tiene sólo un conductor polarizado a cierta tensión por el cual circula la corriente, la que retorna por tierra, entrando por un electrodo.

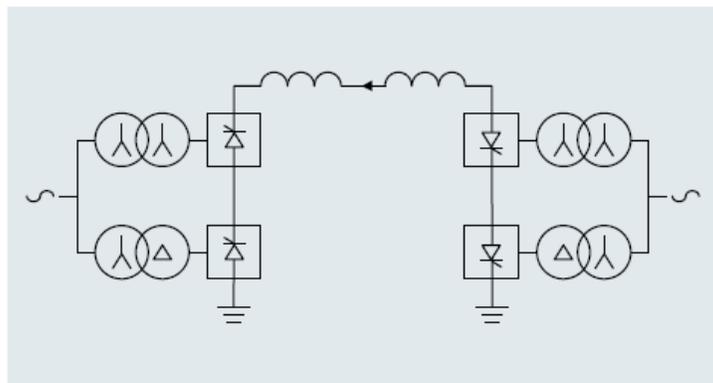


Figura 2.15: Enlace HVDC monopolar con retorno por tierra [21]

#### b) Enlace Monopolar con Retorno Metálico

Este enlace es similar al anterior, pero se cuenta con la presencia de un segundo conductor que cumple la función de ser un camino de retorno para la corriente.

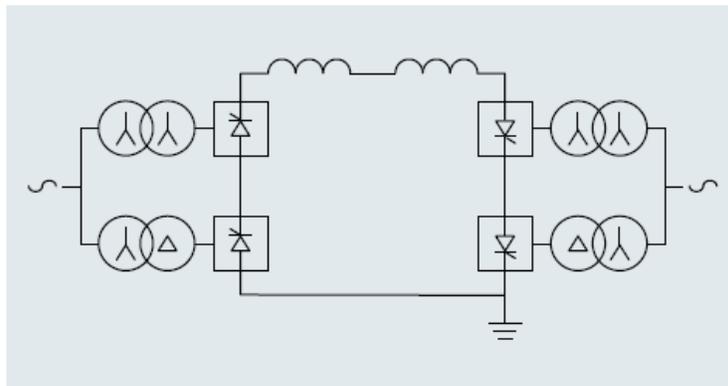


Figura 2.16: Enlace HVDC monopolar con retorno metálico [21]

c) Enlace Bipolar con Electrodo de Tierra

Este enlace se forma de la unión de dos enlaces monopolares puestos en paralelo, en este caso uno de los conductores estará polarizado a cierta tensión, y el otro lo estará con la tensión opuesta. En caso de fallar un polo, el enlace funciona con retorno por tierra como el caso de un enlace monopolar.

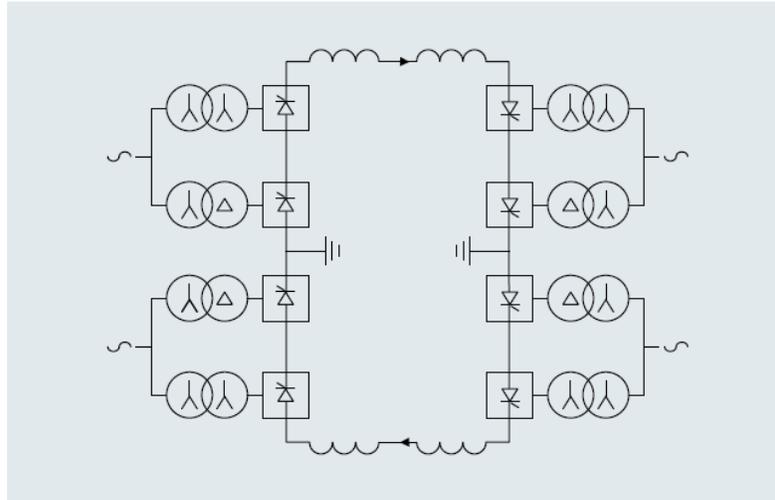


Figura 2.17: Enlace HVDC bipolar con retorno por tierra [21]

d) Enlace Bipolar con Retorno Metálico

Corresponde a la alternativa más usada en la actualidad, donde se tienen dos conductores con polarización opuesta y se cuenta con un tercer conductor metálico no polarizado que sirve de retorno en caso de falla de uno de los polos.

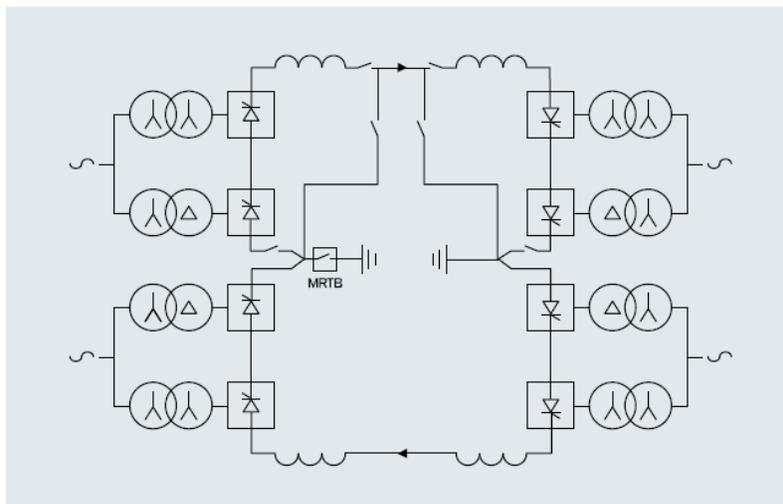


Figura 2.18: Enlace HVDC bipolar con retorno metálico [21]

e) Enlace Back-to-Back

Este enlace no cuenta con una línea de transmisión y se utiliza para interconectar subestaciones cercanas que operen a diferente frecuencia o para aislar sincrónicamente dos zonas de un mismo sistema. Es similar al enlace anterior sin la línea de transmisión.

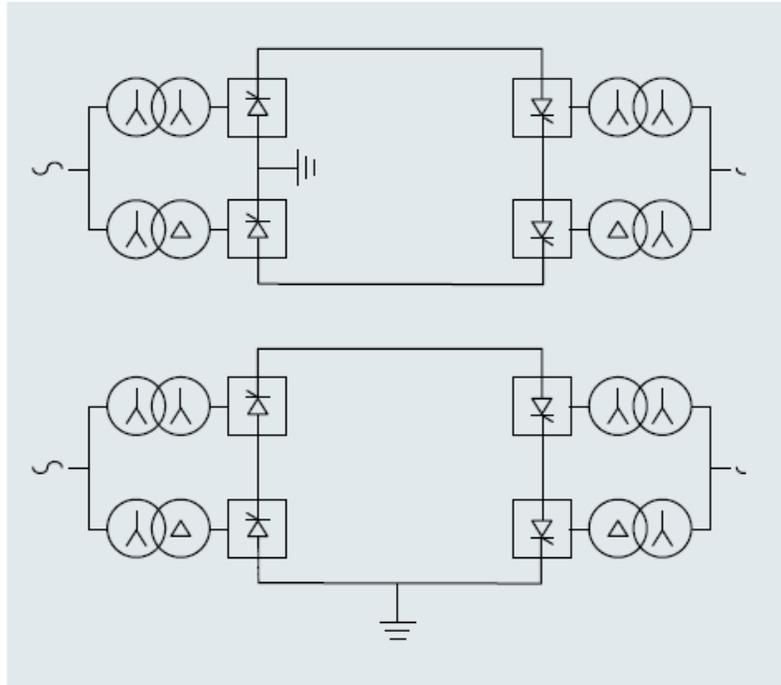
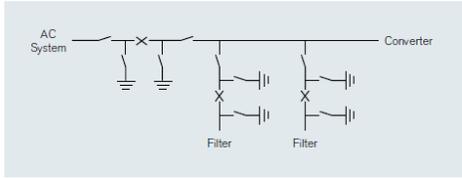


Figura 2.19: Enlace HVDC back-to-back [21]

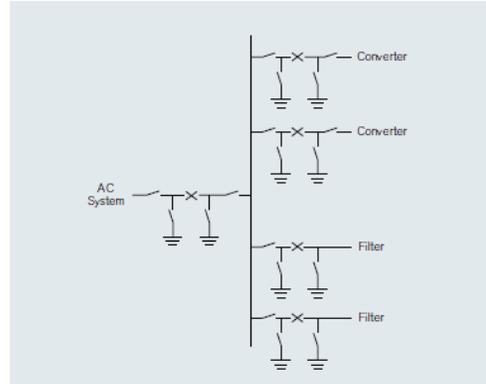
### 2.5.2. Estaciones Convertidoras

Finalmente, se presentan las estaciones convertidoras, las cuales representan la transición entre el contexto de AC a DC y por ende su operación es vital para poder aprovechar las ventajas y mitigar las desventajas de ambas tecnologías.

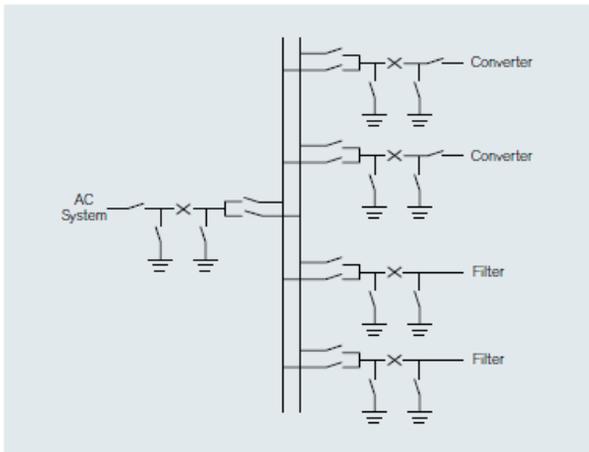
La primera característica relevante es la configuración de la subestación, la cual, tal como ocurre para el mundo DC, es determinada en base a una relación óptima de beneficio-costos en base a lo que se espera conseguir. Así, encontramos estaciones simples y estaciones con redundancia en todos los equipos e incluso existe una configuración de interruptor y medio, tal como ocurre en las subestaciones AC. Todo esto se presenta a continuación, donde se pueden apreciar los esquemas asociados a todas las configuraciones.



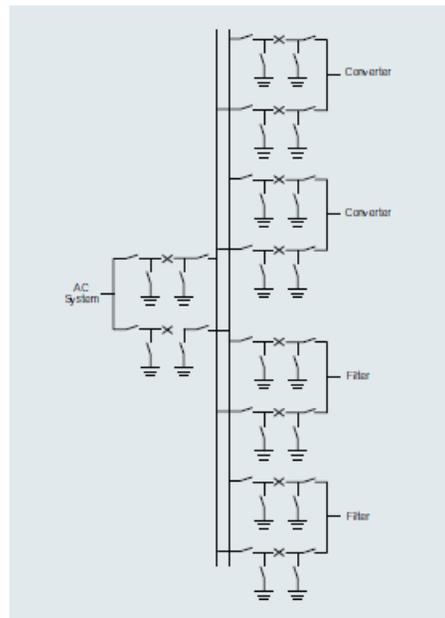
a) Barra simple



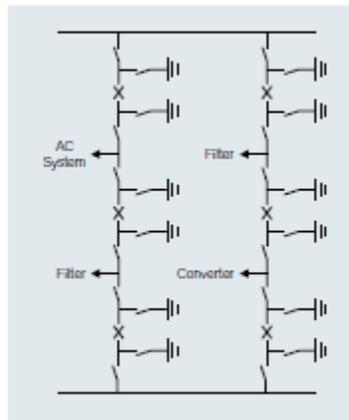
b) Barra simple con interruptor separado



c) Doble barra



d) Doble barra, doble interruptor



e) Interruptor y medio

Figura 2.20: Configuraciones de estaciones convertidoras [21]

Una vez escogida la configuración, es necesario instalar filtros de armónicos, ya que la operación de dispositivos semiconductores provoca la generación de armónicos de corrientes y además se consume potencia reactiva y esto debe ser compensado.

Los principales problemas asociados a la presencia de armónicos se relacionan con la disminución de capacidad de transmisión que provoca, además de eventuales operación de interruptores sin la ocurrencia de una falla, por lo tanto, es vital tener instalar los filtros adecuados.

Otro problema asociado a la operación de convertidores, es la generación de interferencia de alta frecuencia, lo que no afecta la operación del sistema de potencia AC, sin embargo, algunas veces éstos sistemas realizan intercambios de información por medio de señales de alta frecuencia y son estas señales las que resultan afectadas, entonces, la instalación de filtros de alta frecuencia depende exclusivamente de la existencia de estos esquemas de comunicación.

Luego aparecen los elementos principales de las estaciones, los transformadores y conversores. Los primeros representan la interfaz entre el sistema AC y las válvulas de tiristores y debe tener la aislación adecuada para el lado de AC predominantemente inductivo y para el lado DC, predominantemente resistivo. Luego están los conversores, válvulas de tiristores cuyo encendido es controlado para obtener la transmisión deseada.

Otro elemento importante son los desconectores, dispositivos que deben permitir cambiar la topología del enlace. No deben interrumpir la circulación de corriente, ya que esto se hace desde el convertidor.

Para finalizar se mencionan otros dispositivos utilizados para aumentar la calidad de servicio de los enlaces, entre los que se encuentran:

- Transductores DC: permiten obtener información en tiempo real y así mejorar los insumos para el control.
- Filtros DC: mejoran la calidad de onda continua y permiten mantener niveles de transferencia altos.
- Reactor de suavizado DC: cumplen una función similar a la del dispositivo anterior, es decir, mejoran las formas de onda que se obtienen.

A continuación, se muestra un esquema típico de una estación convertidora HVDC, el diseño presentado fue desarrollado por Siemens [22]. Se presentan en la siguiente tabla los elementos según la numeración de la Figura 2.21.

Tabla 2.10: Elementos estación convertidora HVDC [22]

N°	Elemento	N°	Elemento
1	Válvula de tiristores cuádruple	9	Desconector
2	Transformador convertidor	10	Transformador de corriente
3	Reactor de suavizado	11	Transformador de voltaje
4	Sala de control	12	Transformador de corriente y voltaje combinado
5	Condensadores filtros AC	13	Transformador de voltaje capacitivo
6	Reactores filtros AC	14	Pararrayos
7	Resistencias filtros AC	15	Desconector a tierra
8	Interruptor de poder	16	Filtro AC para PLC

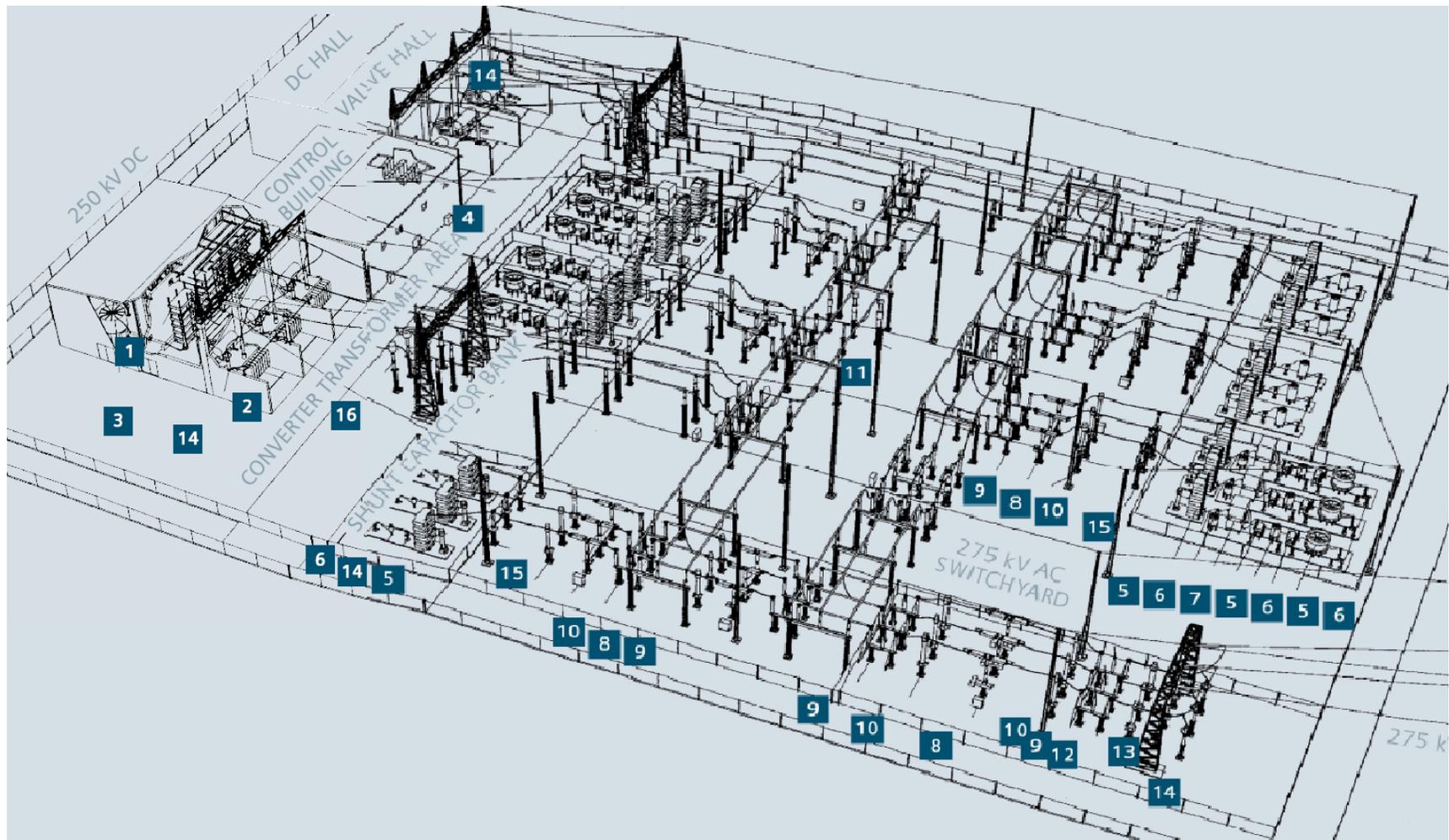


Figura 2.21: Estación convertidora HVDC Siemens [22]

## 3. Experiencia HVDC en Chile

En el presente capítulo se presentan antecedentes sobre diversos estudios realizados referentes a distintos proyectos HVDC. La mayoría se enmarca en los sistemas de transmisión asociados a los proyectos Hidroaysén y de Energía Austral, aunque también hay estudios acerca de alternativas HVDC para el desarrollo de la interconexión SIC-SING e incluso estudios de uso de tecnología HVDC VSC en aplicaciones de *Smart Grid*.

### 3.1. Hidroaysén

El proyecto Hidroaysén consiste en la construcción y operación de 5 centrales hidroeléctricas, dos en el río Baker y tres en el río Pascua, ubicadas en la XI Región de Chile. El complejo hidroeléctrico puede aportar 2.750 [MW] al sistema interconectado central con una capacidad de generación media anual de 18.430 [GWh]<sup>5</sup>.

Como se puede desprender a partir de la descripción del proyecto, se trata de obras de gran envergadura y, por ende, gran impacto en el funcionamiento del sistema, además de contar con un sistema de transmisión HVDC para su interconexión. Dicho sistema consta de un enlace de aproximadamente 2000 [km] desde el complejo hasta la subestación Lo Aguirre, ubicada en la Región Metropolitana.

En [23] se presenta un completo estudio de la transmisión del proyecto, que incluye:

- Dimensionamiento general de transmisión en base a diversos escenarios: análisis de distintos escenarios de potencia nominal de las central y pérdidas asociadas, datos que permitían dimensionar la capacidad del sistema de transmisión.
- Requerimientos de sobrecarga continua, de corta duración y transitoria: para cada escenario es necesario conocer los requerimientos de reserva y la disponibilidad de la misma. También se debe conocer la sobrecarga esperada y así desarrollar un sistema robusto.
- Estudios sistémicos del sistema colector: Estudio de diversas topologías de interconexión de las centrales del complejo hidroeléctrico, comparación entre alternativas en 220 [kV] y 500 [kV] y distintos niveles de respaldo.
- Estudios sistémicos del sistema completo, contrastando escenarios con y sin proyecto: análisis general de impacto en flujos de potencia, contingencias, regulación de tensión del sistema AC, estabilidad, niveles de cortocircuito, entre otros.
- Determinación de parámetros técnicos del sistema de transmisión: dimensionamiento final de todo el sistema, estaciones convertidoras y conductor.

---

<sup>5</sup> Descripción disponible en el sitio web: [www.hidroaysen.cl](http://www.hidroaysen.cl)

A modo de ejemplo se muestra uno de los esquemas propuestos para la interconexión de las centrales.

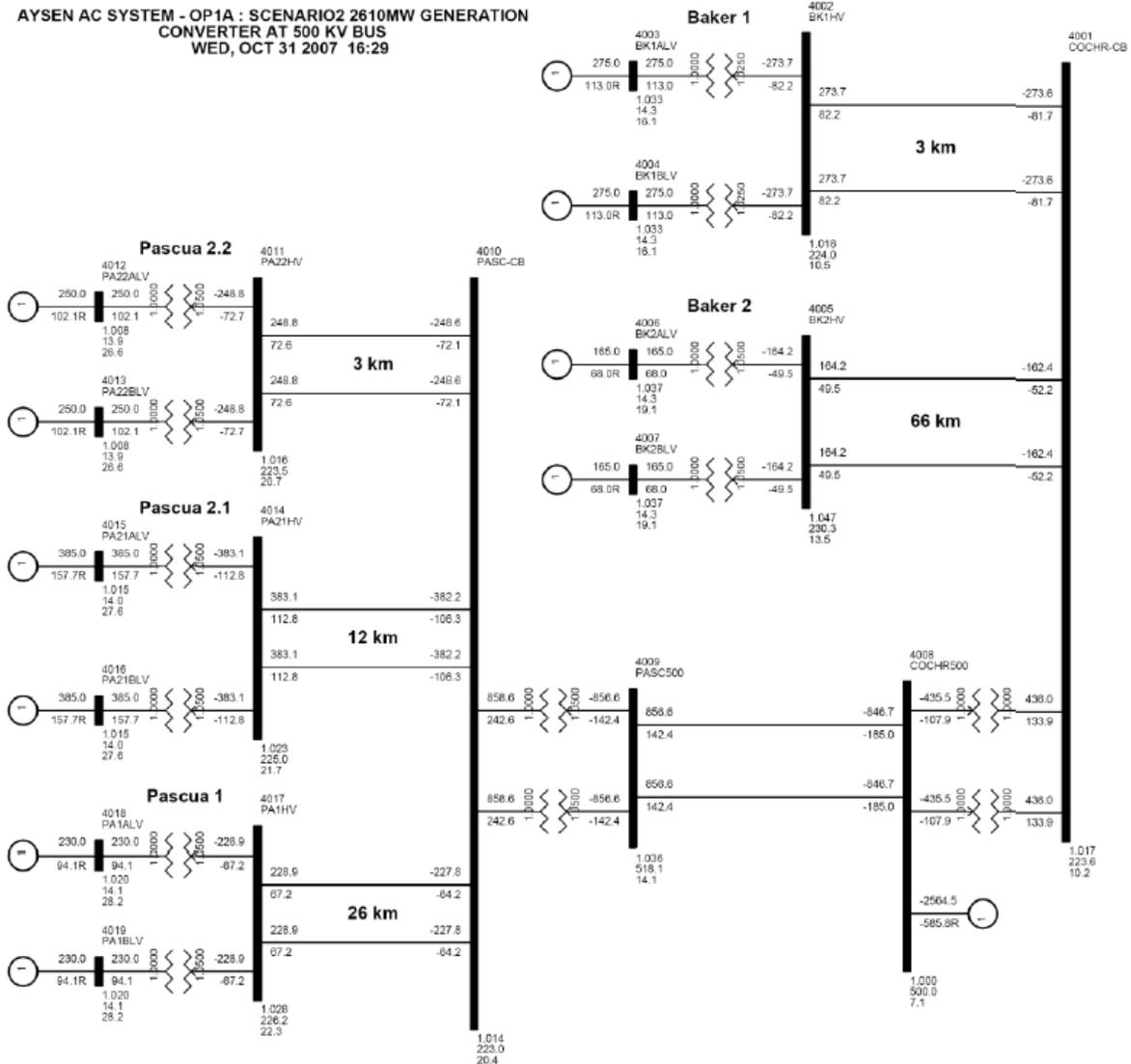


Figura 3.1: Alternativa de sistema colector para Hidroaysén [23]

En la Figura 3.1 se aprecia un sistema de doble circuito de 220 [kV] y la conversión a 500 [kV] en la conexión a la barra Cochrane (a la derecha en la imagen).

El estudio del proyecto Hidroaysén motivó también el desarrollo de memorias de título, incluyendo desde temas asociados al diseño de elementos que son parte de la transmisión HVDC, el comportamiento del mismo y las opciones de sacarle provecho hasta análisis de operación y mercado considerando su conexión al sistema. A continuación, se presenta un breve resumen de los principales trabajos asociados al desarrollo de Hidroaysén realizados en la Universidad de Chile, en cooperación con Transelec en la mayoría de ellos:

- **Amortiguación de oscilaciones electromecánicas usando control de enlace HVDC (Lorenzo Reyes, Tesis UChile, 2009) [24]:** En este trabajo se busca aprovechar la presencia de los componentes de electrónica de potencia del enlace HVDC y su rápida respuesta. El objetivo planteado es desarrollar un esquema de control que contribuya a la seguridad y estabilidad dinámica del sistema. En particular se desarrolla una metodología para amortiguar las oscilaciones electromecánicas en el intervalo 0.1 – 2 [Hz].
- **Fallas de conmutación en HVDC: Origen, efectos y mitigación (Alejandro González, Tesis UChile, 2010) [25]:** En esta memoria el objetivo es estudiar y mostrar las causas que originan fallas de conmutación. Se busca estimar sus efectos en la calidad y seguridad en la potencia suministrada y finalmente entregar estrategias de mitigación de estas fallas.
- **Diseño de sistema de filtros de armónicas en corriente alterna para un enlace HVDC (Gaspar Rogers, Tesis UChile, 2008) [26]:** Este trabajo muestra una metodología de diseño general para filtro de armónicas para enlaces HVDC, motivado principalmente por lo que en ese momento eran proyectos futuros de dicha tecnología. La metodología es probada en las estaciones convertidoras del proyecto de transmisión asociado a Hidroaysén y el diseño propuesto cumple con todas las restricciones normativas.
- **Proyecto de electrodo de puesta a tierra terrestre para sistema HVDC (Leopoldo Vallejos, Tesis UCHILE, 2008) [27]:** En este trabajo se aborda el diseño de los electrodos de tierra correspondiente al sistema de transmisión HVDC bipolar de Hidroaysén. En la memoria se busca modelar un electrodo terrestre en forma de anillo en un terreno de dos capas paralelas de distintas resistividades con el fin de calcular: el potencial del electrodo, su resistencia, su temperatura y los potenciales de paso en su contorno, calcular los potenciales en la superficie del suelo en las lejanías del electrodo, y mostrar los costos más importantes en los que se debe incurrir para implementarlos.
- **Análisis operacional del proyecto Hidroaysén en contraste con una alta entrada de generación en base a ERNC en el SIC (Luis Bolvarán, Tesis UCHILE, 2010) [28]:** En esta memoria se realiza una comparación operacional entre la presencia del proyecto Hidroaysén y una alta entrada de centrales ERNC. El trabajo incluye el desarrollo del modelo.
- **Control de sistemas HVDC (Fabián Elgueta, Tesis UCHILE, 2008) [29]:** El objetivo de este trabajo es modelar un sistema de control para un enlace HVDC, con el cual se puedan estudiar las principales fallas y las acciones de control asociadas para minimizar su efecto. La verificación del modelo propuesto se realiza en un modelo del sistema interconectado central considerando el proyecto Hidroaysén.
- **Análisis de mercado en el SIC central post-incorporación Hidroaysén (enlace HVDC) en el nudo Charrúa (Manuel Betancur, Tesis UCHILE, 2008) [30]:** En esta memoria se busca comparar la conexión del enlace HVDC en la zona de Santiago, frente a realizar la conexión en Charrúa. Entonces, el análisis considera tanto la hidrología como el crecimiento de demanda para finalmente entregar un análisis económico que indique que alternativa es más conveniente según las condiciones.

## 3.2. Energía Austral

Energía Austral<sup>6</sup> es una iniciativa de generación hidroeléctrica que consta de tres centrales generadoras ubicadas en la Región de Aysén y una línea de transmisión HVDC para inyectar la energía al sistema interconectado central en la Región de Los Ríos.

Las centrales que componen el proyecto son: Cuervo con 640 [MW] instalados, ubicada aproximadamente a 45 [km] al noroeste de Puerto Aysén; Blanco con 375 [MW] de capacidad, ubicada aproximadamente a 30 [km] al sureste de Puerto Aysén y Cóndor con 54 [MW] instalados, ubicada a 15 [km] al suroeste de Puerto Chacabuco.

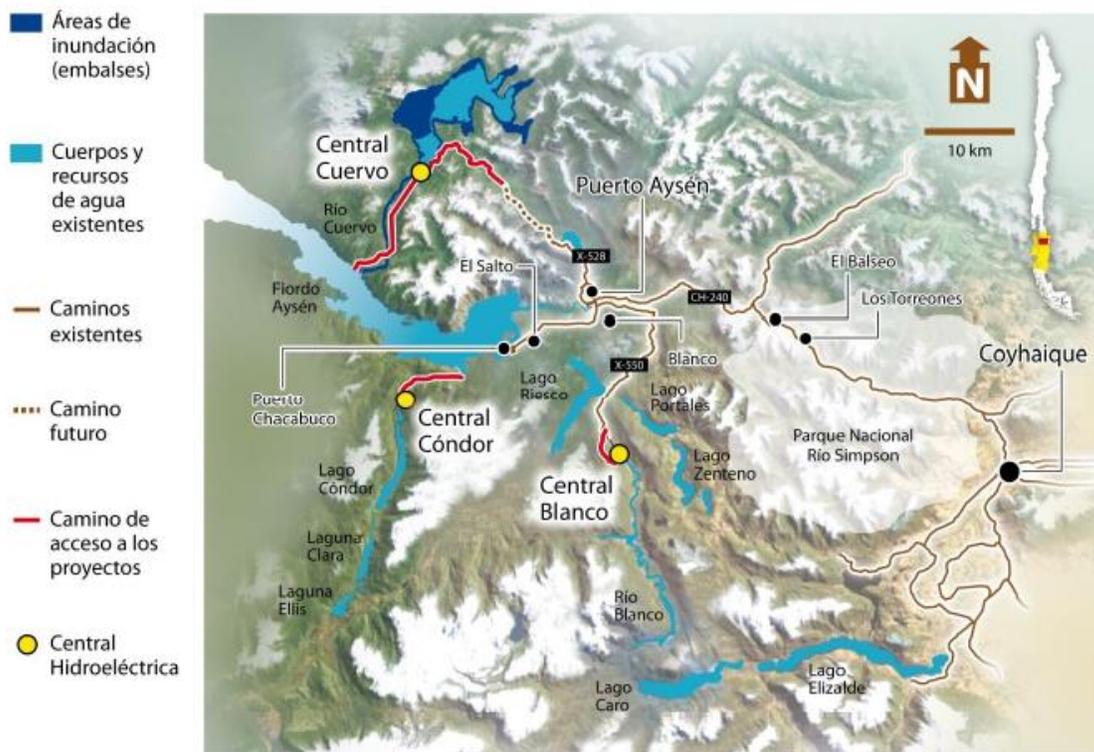


Figura 3.2: Esquema geográfico de proyecto Energía Austral [31]

En la Figura 3.2 se aprecia la disposición de las centrales.

En [32] se presenta un estudio acabado en lo que respecta a la transmisión del proyecto e incluye:

- Estudios de flujo de potencia: presenta los principales supuestos, los modelos de estudio y los diversos escenarios de generación.
- Análisis de cortocircuito: realizados bajo combinaciones de escenarios de demanda (alta y baja) e hidrología (seca y húmeda).

<sup>6</sup>Más información es: <http://www.energiaaustral.cl/ES/QuienesSomos/Paginas/AcercadeEnergiaAustral.aspxq>

- Estudios transitorios: estudios según contingencias de distinta severidad, con un total de 22 casos.
- Determinación del voltaje óptimo de transmisión: comparación con enlaces existentes de capacidad similar, análisis de costos y desempeño.
- Análisis de confiabilidad: estudio estadístico de proyectos similares y procedimientos de mantenimiento en estaciones y para los conductores.
- Diseño básico de sistema HVDC: haciendo uso de las etapas anteriores se concluye con un diseño inicial a utilizar en el proyecto.

Se destaca además el desarrollo de un trabajo de título respecto a este proyecto:

- **Estudios eléctricos de un sistema colector de potencia conectado a una rectificadora HVDC (Christian González, Tesis UChile, 2012) [31]:** En este trabajo el objetivo consiste en estudiar la operación de un sistema de generación AC (sistema colector), que alimenta una estación rectificadora HVDC como única carga. Se realizan estudios estáticos (flujo de potencia y cortocircuitos) y dinámicos. El modelo a utilizar corresponde un esquema representativo del sistema Energía Austral.

### 3.3. Interconexión SIC-SING

La interconexión SIC-SING es el conjunto de obras que permitirán interconectar los dos principales sistemas eléctricos del país en el corto plazo. Dichas obras se encuentran actualmente en desarrollo y corresponden a proyectos de corriente alterna, sin embargo, en las etapas previas de análisis y estudios, la interconexión HVDC se consideró dentro de las alternativas.

En el Anexo 1 del Informe Final sobre Análisis Técnico-Económico de una Interconexión SIC-SING, elaborado por la CNE [33], se muestran los análisis realizados para establecer las características y determinar el costo de las alternativas para la interconexión SIC-SING, tanto para corriente alterna como para continua.

En la Figura 3.3 se aprecia la topología considerada en ese momento para realizar la interconexión, cabe destacar que la imagen es una de las alternativas propuestas en el informe.

Las siguientes variables fueron consideradas:

- Tecnología: como ya se ha mencionado, se estudió la posibilidad de utilizar HVAC o HVDC.
- Capacidad: se estudian alternativas de 1000 [MW] y de 1500 [MW].
- Puntos de conexión: siempre se considera Cardones en el SIC, en tanto, para el SING se analizan: El Cobre y Encuentro.

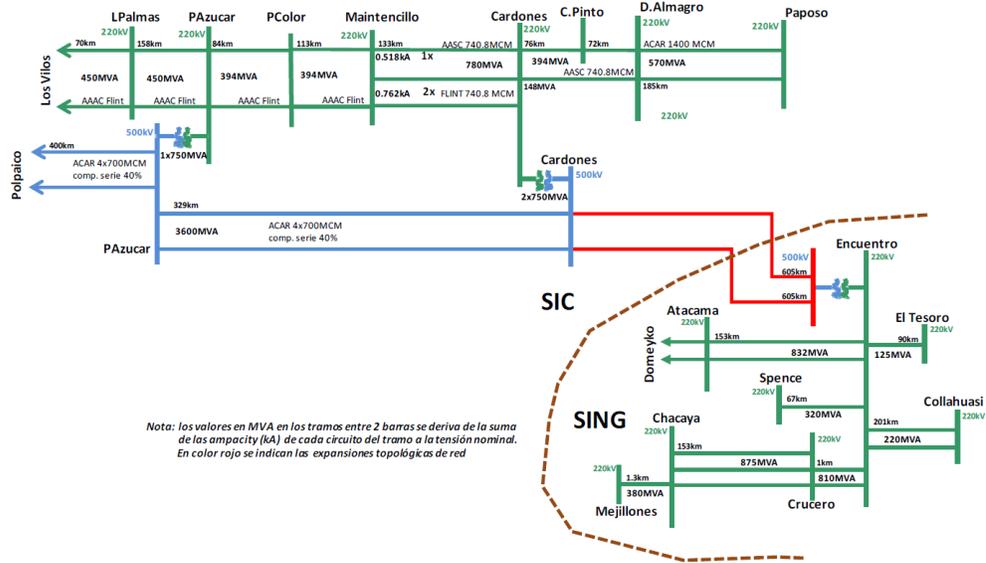
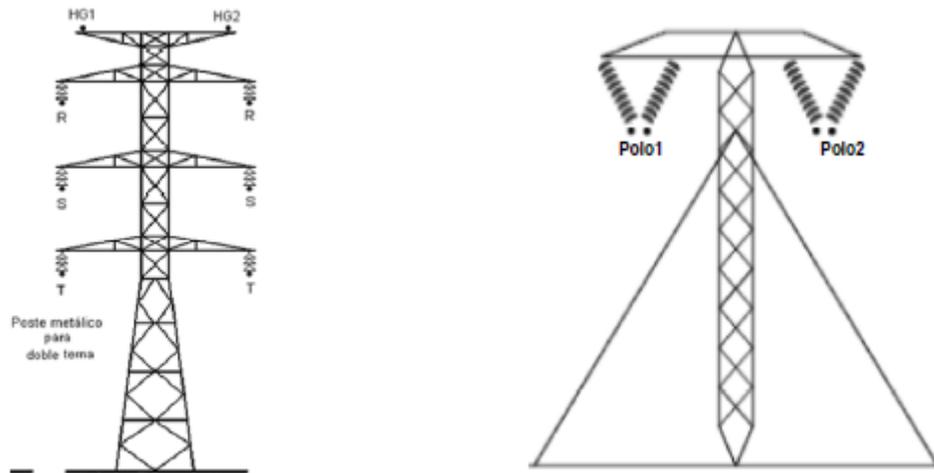


Figura 3.3: Topología de interconexión SIC-SING [33]

Se muestra también la disposición física de los circuitos para las principales alternativas.



a) Estructura para doble circuito HVAC      b) Estructura para bipolo HVDC

Figura 3.4: Comparación estructuras para HVAC y HVDC [33]

En [34] también se puede encontrar un estudio acabado de diversas alternativas de transmisión para el proyecto de interconexión. Se analizan variadas alternativas (similares a las de la CNE) a través de estudios de flujo de potencia, estabilidad de voltaje, estudios dinámicos, análisis modal, entre otros.

### 3.4. Tecnología HVDC VSC para el centro de Santiago

Finalmente se destaca el trabajo de título **Factibilidad Técnica para el suministro eléctrico del centro de Santiago mediante un enlace subterráneo con tecnología HVDC VSC** [35].

En este trabajo se propone estudiar la factibilidad de implementar un proyecto de interconexión en las subestaciones Alto Jahuel 220 [kV] y San Cristóbal 110 [kV], que contempla el transporte de 200 [MW] a través de un cable subterráneo de 40 [km] de largo.

La tecnología propuesta es HVDC VSC (de las siglas en inglés, “*Voltage Source Converter*”), la cual tiene como ventaja la posibilidad de controlar potencia activa y reactiva de manera independiente.

El trabajo se divide en dos partes, la primera aborda el estudio dinámico del sistema HVDC VSC utilizando un modelo de Matlab Simulink y la segunda parte se encarga de dimensionar los efectos sobre la red de distribución de Chilectra con la implementación del enlace.

Utilizando un modelo reducido elaborado en DigSilent se establecen escenarios de operación según hidrología y demanda y se concluye un mejor comportamiento del sistema al disminuir pérdidas y nivel de carga de los elementos, al optimizar la distribución de energía.

## 4. Desarrollo e Implementación

En el presente capítulo se muestra el procedimiento correspondiente al desarrollo del trabajo de título, para lo cual es necesario presentar los antecedentes utilizados y su aplicación.

Para el trabajo se utiliza un modelo del sistema considerando el año 2024, ya que se considera un plazo razonable para la entrada en servicio de una alternativa de transmisión propuesta. Por lo tanto, se presentan en primer lugar, las obras decretadas por la autoridad para el plazo ya descrito.

Luego, se estudia la operación del sistema para obtener un despacho de carga en el que se maximicen las transferencias por el corredor Alto Jahuel – Charrúa. A continuación, se presentan las alternativas de transmisión propuestas en los antecedentes utilizados y se confirma su correcta operación para dimensionar los refuerzos necesarios, obras que permiten la operación segura de cada alternativa.

A continuación, se presenta la metodología de reducción de redes aplicada para crear los equivalentes a utilizar en los estudios de transitorios electromagnéticos y se muestran los modelos finalizados que se utilizan. Cabe destacar que este modelo incluye los detalles de patios de las subestaciones de interés además de modelos de bipolo HVDC según aplique para cada caso.

Finalmente se detalla el procedimiento para el estudio de TRV realizado, explicitando las consideraciones y supuestos asumidos para el desarrollo del mismo.

### 4.1. Plan de Obras

Es importante conocer la topología esperada del sistema para el año 2024, para lo cual se consideran las obras decretadas por la autoridad [36] en el período de interés. Las nuevas obras de transmisión se muestran a continuación ordenadas según el decreto donde se mencionan.

Tabla 4.1: Obras nuevas de expansión del sistema eléctrico nacional decretadas [36]

N°	Obra	Decreto	Plazo
1	Nueva Línea Cardones-Maitencillo 2x500 kV	115	60 Meses
2	Nueva Línea Maitencillo-Pan de Azúcar 2x500 kV	115	60 Meses
3	Nueva Línea Pan de Azúcar-Polpaico 2x500 kV	115	60 Meses
4	Nueva Línea 2x500 Charrúa-Ancoa: tendido del primer circuito	115	60 Meses
5	Nueva Línea 2x220 Ciruelos-Pichirropulli: tendido del primer circuito	115	66 Meses
6	Subestación Seccionadora Lo Aguirre: Etapa I	115	36 Meses
7	Instalación de un CER en S/E Cardones	115	18 Meses
8	Nueva Línea Cardones-Diego de Almagro 2x220 kV: tendido del primer circuito	115	60 Meses
9	Segundo Transformador Ancoa 500/220 kV	082	36 Meses
10	Nueva Línea 1x220 kV A. Melipilla-Rapel	082	60 Meses
11	Nueva Línea 2x220 Lo Aguirre-A. Melipilla, con un circuito tendido	082	60 Meses
12	Nueva Línea 2x220 Lo Aguirre-Cerro Navia	082	48 Meses
13	Nueva Línea 2x220 kV Tarapacá-Lagunas, primer circuito	082	48 Meses
14	Nueva Línea 2x220 kV Crucero-Encuentro, primer circuito	082	48 Meses
15	Nueva Línea 2x220 kV Crucero-Lagunas, primer circuito	082	42 Meses

N°	Obra	Decreto	Plazo
16	Banco Autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 kV, 750 MVA.	310	36 Meses
17	Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo, 500/220 kV, 750 MVA.	310	36 Meses
18	Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 kV, 750 MVA.	310	36 Meses
19	Tercer Banco de Autotransformadores 500/220 kV, de 750 MVA, en la S/E Alto Jahuel	310	36 Meses
20	Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa-Ancoa 1 y 2 y nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa-Charrúa	201	36 Meses
21	Línea 2x500 kV Pichirropulli-Puerto Montt, energizada en 220 kV	201	66 Meses
22	Nueva Subestación Crucero Encuentro	201	36 Meses
23	Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro, Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Diego de Almagro-Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV	158	24 y 48 Meses
24	Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur	158	24 y 54 Meses
24	Nuevo Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Cardones, S/E Nueva Maitencillo y S/E Nueva Pan de Azúcar	373	36 Meses
26	Nueva Línea Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	373	48 Meses
27	S/E Seccionadora a Nueva Lampa 220 kV	373	30 Meses
28	Subestación Seccionadora Nueva Pozo Almonte 220 kV; Nueva línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte – Pozo Almonte, tendido del primer circuito; Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte –Cóncores, tendido del primer circuito; y Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Nueva Pozo Almonte – Parinacota, tendido del primer circuito	373	24 y 48 Meses

Cabe destacar que además de las obras ya presentadas, los decretos incluyen ampliaciones a las instalaciones ya existentes, que incluyen renovación de equipos, normalizaciones, ampliaciones de capacidad, ente otros, con el objetivo de garantizar la operación segura de las nuevas obras.

También se consideran obras presentadas en el informe de propuesta de expansión de transmisión del sistema eléctrico nacional [2], las cuales son presentadas siempre con el objetivo de mantener los estándares de seguridad y calidad de servicio. Estas obras deberán ser decretadas prontamente y se resumen a continuación.

Tabla 4.2: Obras propuestas en plan de expansión del sistema troncal del coordinador eléctrico nacional [2]

N°	Obra	Plazo
1	Nueva S/E Seccionadora Nueva Taltal 500/220, 2x750 MVA	42 Meses
2	Nueva Línea Paposó-Nueva Taltal 2x220 kV, 500 MVA	42 Meses
3	Ampliación en S/E Paposó	42 Meses
4	S/E Nueva Cautín	84 Meses
5	Línea Nueva Charrúa-Nueva Mulchén- Nueva Cautín-Ciruelos 2x500 kV, 2x1700 MVA energizada en 220 kV	84 Meses
6	Líneas de enlace Mulchén-Nueva Mulchén 220 kV y Cautín-Nueva Cautín 220 kV	84 Meses
7	Ampliación S/E Nueva Charrúa	84 Meses
8	Ampliación S/E Mulchén	84 Meses

N°	Obra	Plazo
9	Ampliación S/E Cautín	84 Meses
10	Nuevo banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA en S/E Nueva Charrúa	48 Meses
11	Nueva Línea Lagunas – Nueva Pozo Almonte, 2x220 kV 297 MVA, tendido del primer circuito	72 Meses

Estas obras permiten estimar la configuración del sistema hacia el año 2024, la que se resume en el siguiente esquema del sistema eléctrico nacional:

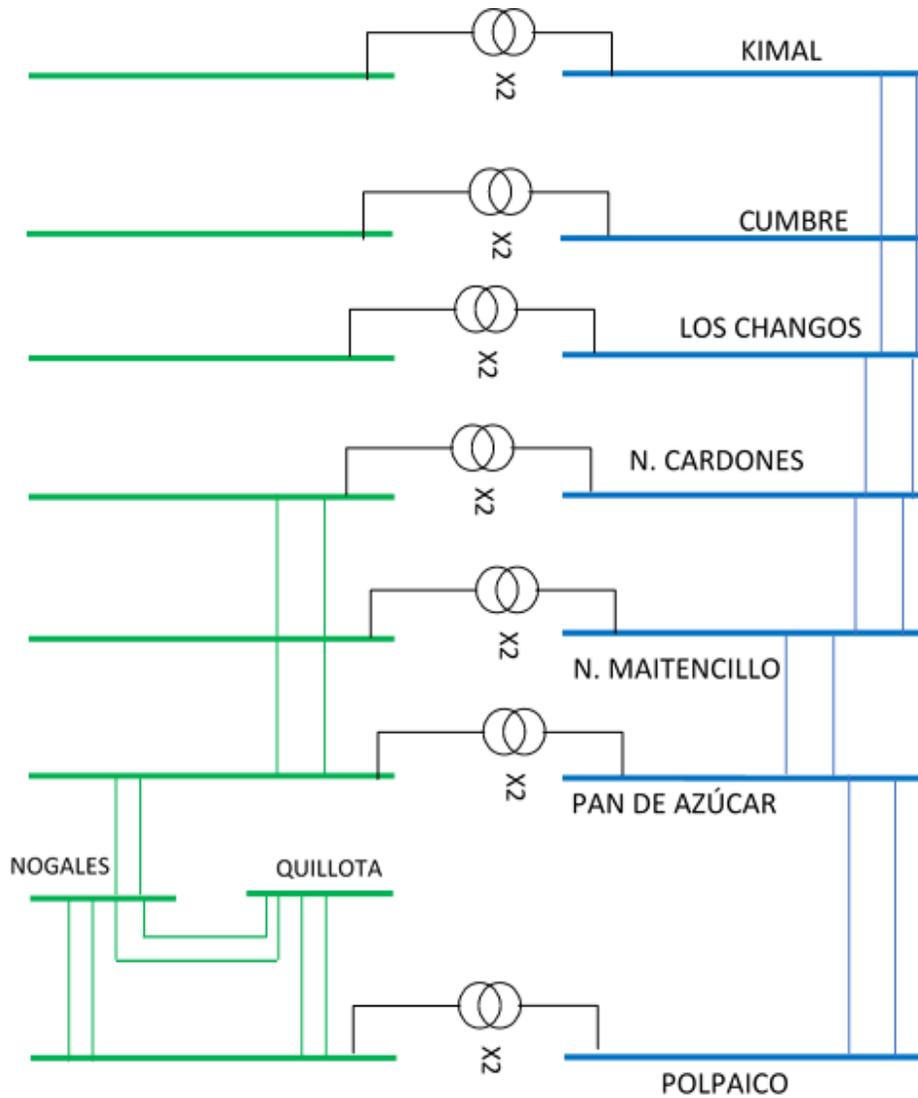


Figura 4.1: Sistema eléctrico nacional, desde S/E Kimal hasta S/E Polpaico

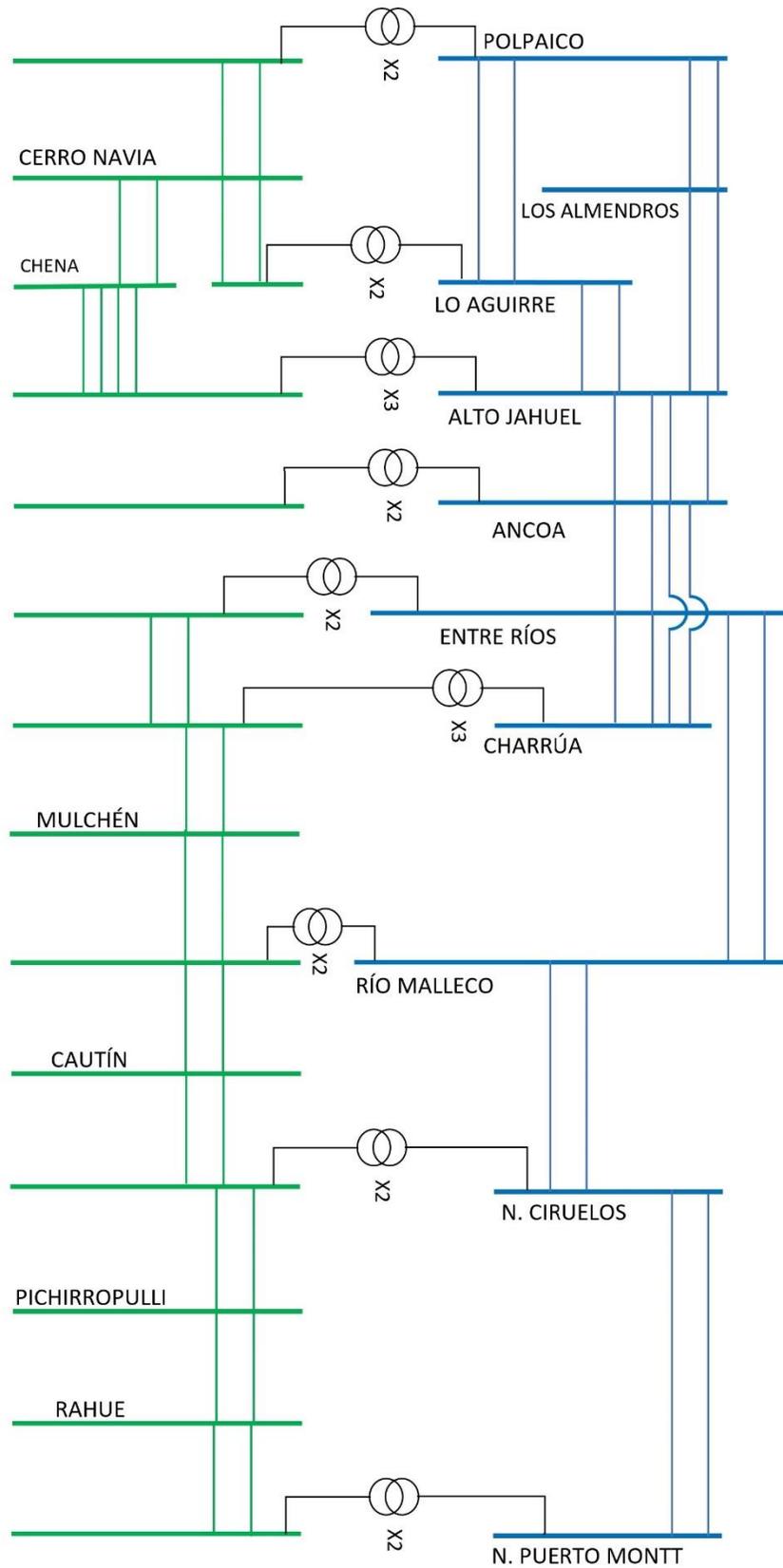


Figura 4.2: Sistema eléctrico nacional desde S/E Polpaico hasta S/E N. Puerto Montt

## 4.2. Despacho de Carga

A continuación, se presenta un resumen del despacho de carga del sistema, el cual representa un punto de operación en el que se maximizan las transferencias de potencia en el corredor Alto Jahuel-Charrúa, este despacho se obtiene utilizando el software OSE2000 que permite considerar todas las series hidrológicas.

Las obras de transmisión existentes fueron presentadas en el punto anterior, en tanto, para la generación se utiliza información recopilada por Transelec S.A. que se basa principalmente en las recientes licitaciones de suministro para estimar la futura instalación de generación.

El punto de operación del sistema corresponde a un despacho de alta demanda e hidrología húmeda, ya que en estas condiciones se obtienen las máximas transferencias en el corredor Alto Jahuel-Charrúa. Además, existen más centrales prendidas y mayor generación en la zona de Charrúa.

A continuación, se presenta un resumen de la generación del despacho utilizado.

Tabla 4.3: Generación por tecnología

Tipo	Potencia [MW]	% total
<b>Eólico</b>	2.455,15	17,81
<b>Hidráulica</b>	5.918,88	42,95
<b>Otro</b>	5.407,56	39,24
<b>Total</b>	13.781,59	100

Como se puede observar en la Tabla 4.3, en el punto de operación estudiado, más de un 60% de la generación corresponde a energía eólica e hidráulica. Las centrales de generación hidroeléctrica se concentran en la cuenca del Maule y principalmente en la del Biobío. Para el caso de las centrales de generación eólica, estas se ubican mayormente en zonas al sur de la subestación Charrúa, como por ejemplo en la subestación Mulchén.

Se observa además un alto despacho de carga, es decir, alta demanda y el despacho casi no muestra producción de centrales fotovoltaicas, por lo que se puede asumir que el escenario corresponde a un momento de punta fuera del horario de producción solar.

En el Anexo C, se presentan las nuevas centrales ERNC consideradas en el despacho de carga, éstas corresponden a una estimación de Transelec S.A., en base a lo esperado como desarrollo de generación, basándose en resultados de licitaciones de suministro recientes.

Esta operación implica una gran transferencia de potencia por el corredor Alto Jahuel – Charrúa, con más de 4500 [MW] para todas las alternativas de transmisión estudiadas, las cuales son presentadas a continuación.

### 4.3. Alternativas de Transmisión

A partir de las recomendaciones presentadas en [9], se desarrollan cinco alternativas de transmisión entre las subestaciones Charrúa y Alto Jahuel. Cada una de ellas tiene asociados ciertos refuerzos que permiten cumplir con criterios de calidad y seguridad de servicio, tales como el criterio N-1 y mantener un perfil de tensiones dentro de las bandas aceptables.

#### 4.3.1. Enlace HVAC 500 kV Lo Aguirre – Entre Ríos

La primera de las alternativas propuestas consiste en una solución convencional de enlace en corriente alterna con conexión en las subestaciones Lo Aguirre por el extremo norte y Entre Ríos por el extremo sur, pasando por la subestación Ancoa.

En la Figura 4.3 se puede observar en líneas punteadas en enlace propuesto, éste consta de un doble circuito de 500 [kV] en corriente alterna. Se muestran además en líneas punteadas los elementos de refuerzo que requiere esta alternativa para su instalación, los que se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 4.4: Refuerzos enlace HVAC Lo Aguirre - Entre Ríos

Subestación	Refuerzo
Polpaico	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA
Lo Aguirre	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA
Alto Jahuel	Cuarto banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA
Entre Ríos	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA

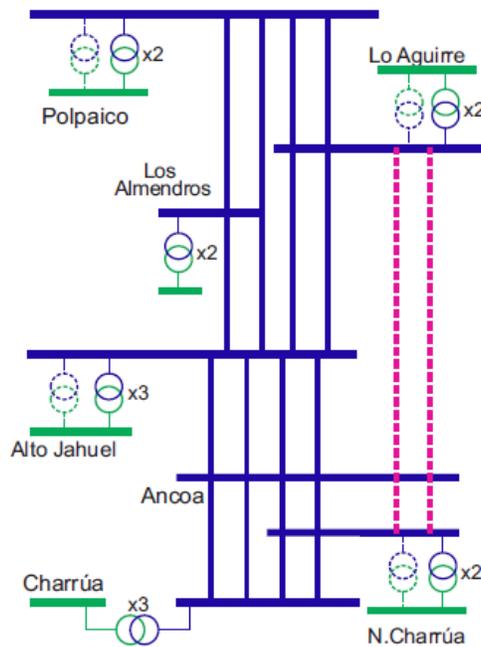


Figura 4.3: Enlace HVAC Lo Aguirre - Entre Ríos (Nueva Charrúa)

### 4.3.2. Enlace HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 – Entre Ríos 500

La segunda alternativa corresponde a un enlace de corriente continua, realizando la reconversión de uno de los circuitos existentes entre las subestaciones Alto Jahuel y Entre Ríos, que pasa también por la subestación Ancoa. Se propone un enlace punto a punto entre las subestaciones Alto Jahuel y Entre Ríos y en ambas la conexión se realiza en el patio de 500 kV de corriente alterna.

Como se puede observar en la Figura 4.4, el enlace corresponde a un bipolo que reemplaza uno de los circuitos de corriente alterna como ya se ha mencionado. Los refuerzos para esta alternativa son los siguientes.

Tabla 4.5: Refuerzos enlace HVDC Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500

Subestación	Refuerzo
Lo Aguirre	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA
Alto Jahuel	Cuarto banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA
Entre Ríos	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA
Lo Aguirre – Alto Jahuel	Tercer circuito 500 kV

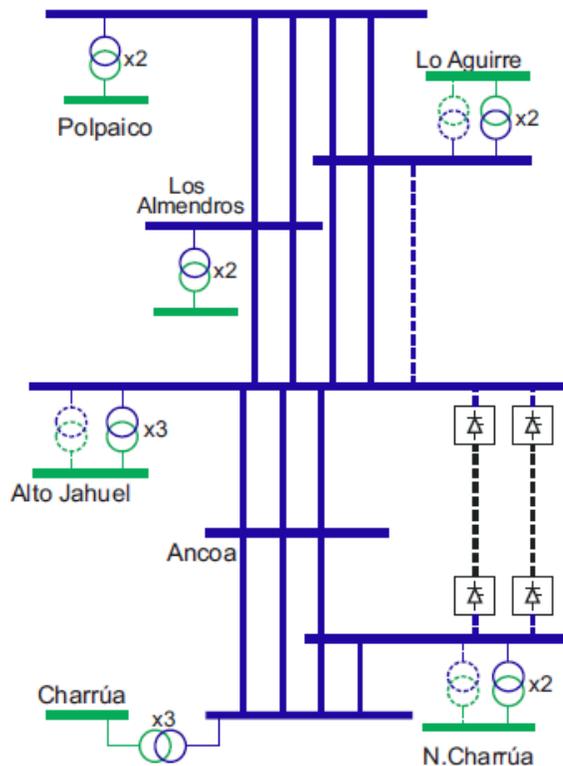


Figura 4.4: Enlace HVDC Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500

### 4.3.3. Enlace HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 – Entre Ríos 500

La tercera alternativa es similar a la anterior, pero el extremo norte del bipolo HVDC se conecta en la subestación lo Aguirre. Desde La subestación Entre Ríos hasta la subestación Alto Jahuel, corresponde a la reconversión de un circuito de alterna. Desde Alto Jahuel hacia el norte se tiene un nuevo tramo de línea.

A continuación, se muestran los refuerzos correspondientes.

Tabla 4.6: Refuerzos enlace HVDC Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500

Subestación	Refuerzo
Lo Aguirre	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA
Alto Jahuel	Cuarto banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA
Entre Ríos	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA
Lo Aguirre – Alto Jahuel	Tercer circuito 500 kV

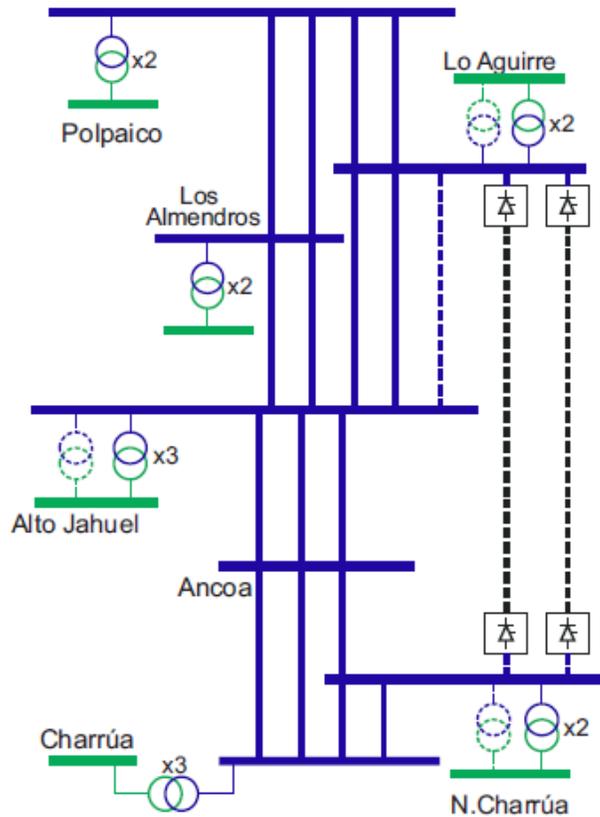


Figura 4.5: Enlace HVDC Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500

#### 4.3.4. Enlace HVDC +/- 500 kVdc Alto Jahuel 500 – Entre Ríos 220

La cuarta alternativa explora la opción de realizar una conexión en 220 [kV] en el extremo sur, esta opción se estudia ante los altos niveles de cortocircuito registrados en dicho nivel de tensión en la zona sur del sistema (más detalles en la siguiente sección).

Tabla 4.7: Refuerzos enlace HVDC Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220

Subestación	Refuerzo
Lo Aguirre	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA
Lo Aguirre – Alto Jahuel	Tercer circuito 500 kV
Charrúa – Entre Ríos	Tercer circuito 220 kV

Cabe destacar que en esta alternativa es necesario reforzar la infraestructura de 220 [kV] en el extremo sur del enlace para permitir una mayor evacuación de energía.

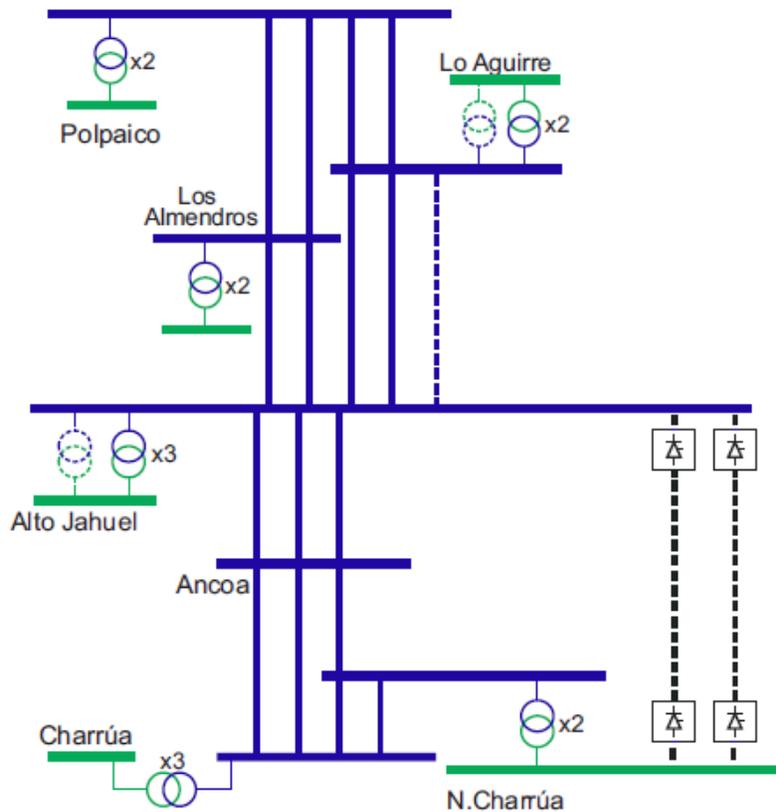


Figura 4.6: Enlace HVDC Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220

#### 4.3.5. Enlace HVDC +/- 50 kVdc Lo Aguirre 500 – Entre Ríos 220

Finalmente, esta alternativa considera nuevamente la conexión en 220 {kV} en el extremo sur y utiliza la subestación Lo Aguirre en 500 [kV] para la conexión del extremo norte. Cabe recordar que el tramo comprendido entre la subestación Alto Jahuel y la subestación Lo Aguirre corresponde a una obra nueva.

Los refuerzos necesarios son presentados a continuación.

Tabla 4.8: Refuerzos enlace HVDC Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220

Subestación	Refuerzo
Lo Aguirre	Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, 750 MVA
Lo Aguirre – Alto Jahuel	Tercer circuito 500 kV
Charrúa – Entre Ríos	Tercer circuito 220 kV

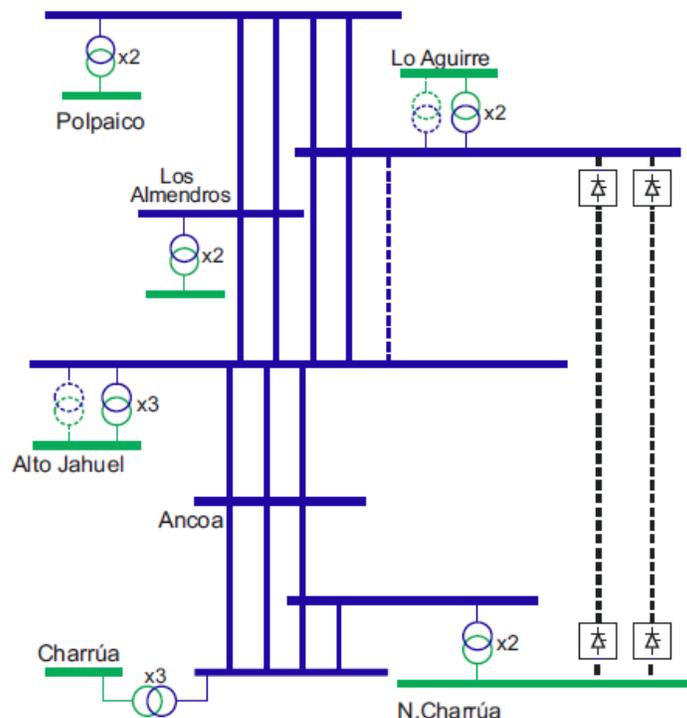


Figura 4.7: Enlace HVDC Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220

Para todas estas alternativas, se obtiene el nivel de cortocircuito máximo según el procedimiento indicado en la norma técnica mediante el anexo técnico respectivo [12]. Este documento permite obtener un máximo teórico asumiendo el máximo enmallamiento posible del sistema, es decir, considerando todas las instalaciones en servicio.

En la subestación Charrúa se obtienen niveles de cortocircuito muy por sobre la capacidad de interrupción de los equipos, a modo de ejemplo se muestran preliminarmente algunos de los resultados que respaldan esta afirmación.

Tabla 4.9: Nivel de cortocircuito preliminar S/E Charrúa 220 [kV]

<b>Alternativa de Transmisión</b>	<b>Nivel de Cortocircuito [kA]</b>
HVAC 2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos	83,698
HVDC +/- 500kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500	81,523
HVDC +/- 500kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500	81,242
HVDC +/- 500kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220	79,82
HVDC +/- 500kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220	79,8

Tal como se puede observar en la Tabla 4.9, para todas las alternativas de transmisión los niveles de cortocircuito son muy superiores a lo deseado, en especial, considerando que la capacidad actual de los interruptores en dicha instalación va de los 40 [kA] a los 63 [kA]. Sin embargo, se observa una leve ventaja de los enlaces HVDC, la cual es aún mayor cuando la conexión es en 220 [kV].

En vista de lo anterior se estudian medidas adicionales para configurar tres alternativas definitivas, para las cuales se realiza un estudio de TRV en los nodos de interés.

#### 4.4. Medidas de reducción de nivel de cortocircuito en Charrúa 220

La primera medida a considerar para disminuir el nivel de cortocircuito en el patio de 220 [kV] de la subestación Charrúa, es la instalación de reactores limitadores de corriente (CLR por sus siglas en inglés “*Current Limiting Reactor*”), que consiste en la instalación de reactores serie en cada una de las secciones de barra e interconectarlos.

Esta alternativa es estudiada en [37] y presenta auspiciosos resultados, ya que se logra efectivamente una fuerte disminución del nivel de cortocircuito. A modo de resumen se presenta la topología propuesta, la cual consiste en la conexión en estrella de tres reactores limitadores de corriente, cada uno conectado a una sección de barra de 220 [kV] de la subestación Charrúa.

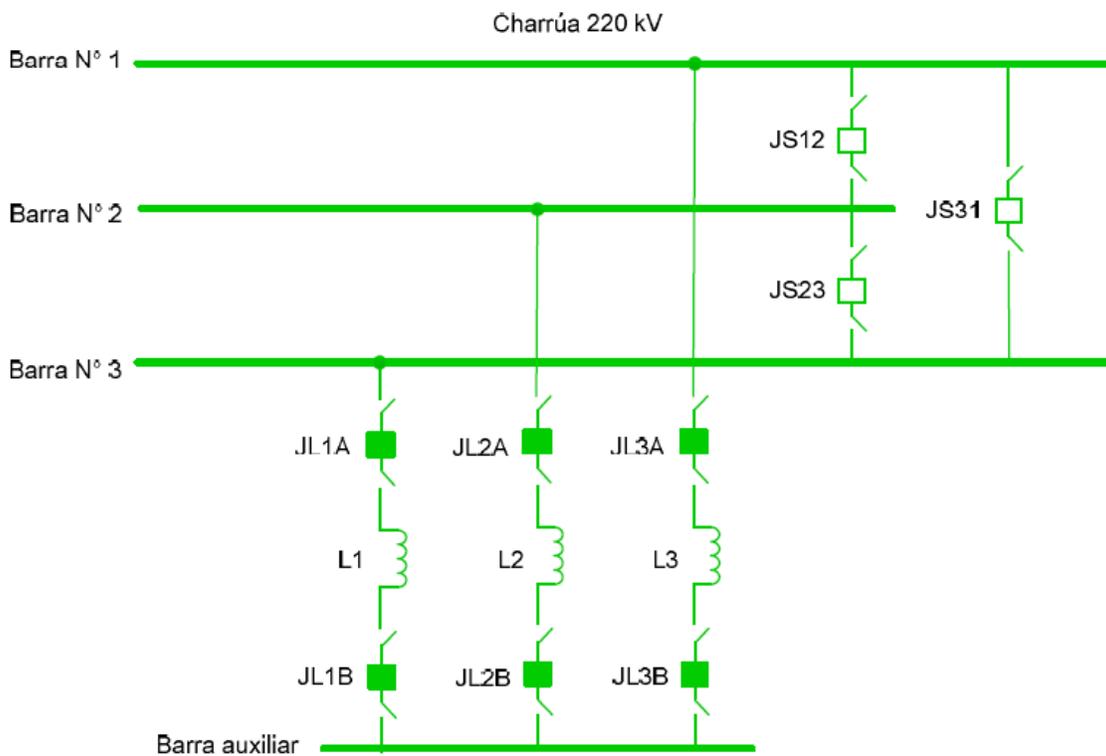


Figura 4.8: Topología CLR en S/E Charrúa 220 [kV] [37]

A pesar de la efectividad de la solución propuesta, es necesario estudiar el comportamiento de la tensión transitoria de recuperación tras la instalación de los reactores, ya que éstos inciden en el aumento de tasa de aumento del TRV. En el mismo documento ([37]), este problema se mitiga instalando condensadores en cada lado de los reactores y así cambiar la frecuencia de oscilación de la tensión.

Otra alternativa considerada es la derivación de líneas provenientes de centrales generadoras a la nueva subestación Entre Ríos, la cual se ubica a 15 [km] de la subestación Charrúa. Esta solución responde a la situación actual, donde muchos recursos de generación se conectan a Charrúa, entonces lo que se propone es distribuir dichas inyecciones en más de una instalación.

En particular, se derivan los dos circuitos de la línea proveniente de la subestación Antuco y los dos circuitos de la línea proveniente de la subestación Ralco. De este modo, una importante porción de la inyección de energía se realiza directamente en la subestación Entre Ríos que, para todas las alternativas de transmisión, sirve como punto de conexión en el extremo sur.

Así se observa como disminuye el nivel de cortocircuito en la subestación Charrúa, al no recibir los aportes de estas instalaciones y también disminuye el nivel de cortocircuito en la subestación Entre Ríos, ya que estos aportes de cortocircuito tienen un camino de mayor impedancia.

Considerando estas medidas mitigatorias, se configuran las alternativas de transmisión definitivas, las cuáles son:

- **Alternativa HVAC 2x500 kV:** Enlace convencional de corriente alterna entre las subestaciones Entre Ríos, Ancoa y Lo Aguirre (ver Figura 4.3). Considera los refuerzos ya mencionados y además la instalación de CLR en la subestación Charrúa y la derivación de generación hacia la subestación Entre Ríos.
- **Alternativa HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 – Entre Ríos 500:** Bipolo de corriente continua mediante la reconversión de un circuito existente y considerando los refuerzos ya mencionados (ver Figura 4.4). También considera las dos medidas de reducción de cortocircuito presentadas en esta sección.
- **Alternativa HVDC +/- 500 kVdc Alto Jahuel 500 – Entre Ríos 220:** Bipolo de corriente continua mediante la reconversión de un circuito existente y considerando los refuerzos ya presentados (ver Figura 4.6). Para esta opción sólo se considera la instalación de CLR como medida de reducción de cortocircuito en la subestación Charrúa y se aumenta la capacidad de transmisión en 220 [kV] hacia Entre Ríos.

Se debe mencionar, que el proceso de selección de alternativas de transmisión es iterativo y se van probando combinaciones de medidas para encontrar la solución óptima.

## 4.5. Desarrollo de Equivalentes de Red

Para el desarrollo de estudios de transitorios electromagnéticos, es suficiente modelar en detalle una sección reducida del sistema [23], en tanto, que el resto del sistema puede ser representado mediante algún circuito equivalente.

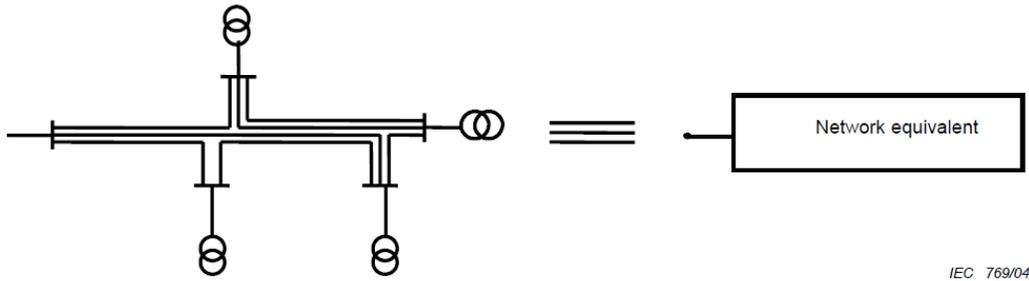


Figura 4.9: Ejemplo de reducción de sistema [23]

Es importante que el sistema reducido mantenga condiciones de flujo de potencia y nivel de cortocircuito para validar el modelo [38] y proceder al estudio de TRV.

### 4.5.1. Equivalentes de red reducida

A continuación, se muestra el desarrollo de uno de los modelos de red reducida para ilustrar la forma en que se lleva a cabo este procedimiento para las instalaciones de interés.

En primer lugar, es necesario definir hasta qué punto se realiza la representación detallada del sistema y desde dónde se emplean sistemas equivalentes. En este tipo de estudios se requiere de una porción menor del sistema, pero debe ser modelada en detalle [39].

Entonces se procede a desarrollar modelos detallados hasta una barra, desde la barra de interés. Así, por ejemplo, para la barra Alto Jahuel 220 [kV], se modelan todas las barras de la subestación que se conectan a ella mediante transformadores y otras barras de 220 [kV], conectadas mediante líneas.

Tal como se menciona anteriormente y como se puede observar en la Figura 4.10, se modelan todos los elementos que están dentro de una zona definida de interés y con el mayor detalle posible.

Para que el modelo tenga el comportamiento deseado se debe conocer la tensión en todas las barras donde se conecta una fuente de tensión con una reactancia serie. El valor de la reactancia se obtiene mediante el cálculo de nivel de cortocircuito utilizando DigSilent. Esta herramienta muestra los aportes individuales de cada elemento, por lo tanto, se puede estimar la reactancia equivalente de aquellos elementos que no son representados mediante su potencia y corriente de cortocircuito.

$$X_1 = \frac{S_{kss}}{I_{kss}^2} \quad (4.1)$$

Luego, y según el tipo de cortocircuito aplicado, la reactancia se debe ajustar para obtener el valor adecuado que finalmente se utiliza en la modelación. Para el caso de un cortocircuito trifásico, la relación se presenta en la ecuación (2.1) y permite obtener el valor buscado.

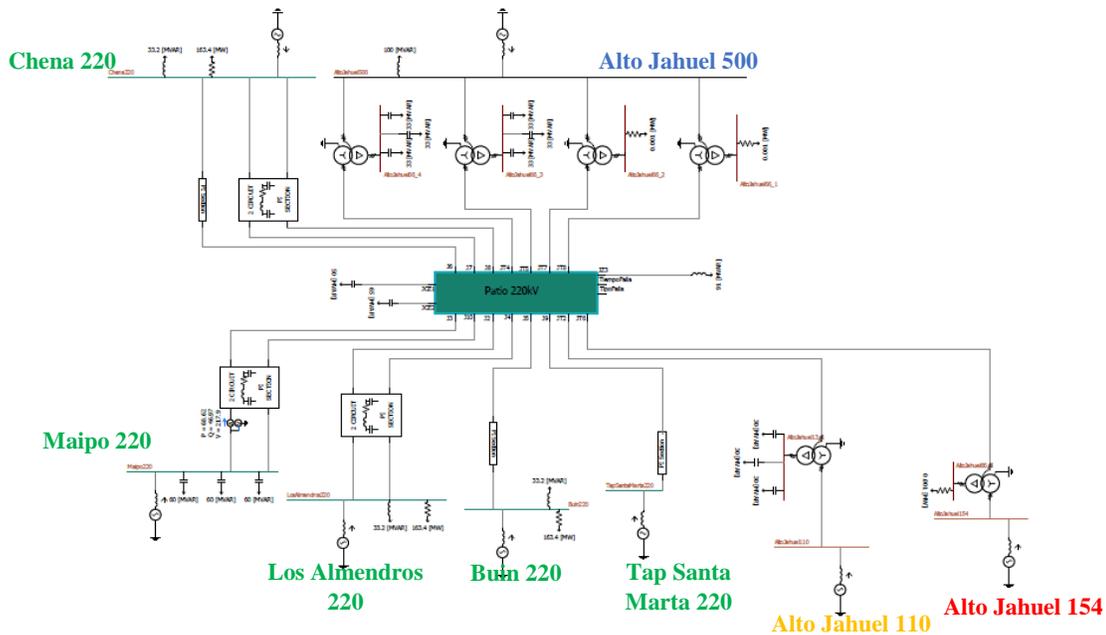


Figura 4.10: Modelo Alto Jahuel 220 [kV] desarrollado en PSCAD

Finalmente, las tensiones de cada fuente se obtienen al conocer la tensión deseada en barra, la inyección (o retiro) de potencia y el valor de la impedancia de fuente. La importancia de representar correctamente el nivel de cortocircuito y el flujo de potencia, recae en el hecho de estudiar el fenómeno transitorio desde un punto de operación esperable.

Se presenta la validación del modelo de Alto Jahuel 220 [kV] para una de las alternativas de transmisión, en lo referente a las tensiones de las barras y el flujo. Cabe destacar que la topología de este modelo no cambia entre los distintos casos, sólo cambian sus condiciones operacionales.

Tabla 4.10: Validación de modelo de PSCAD, tensiones en barra

Tensiones Barras	DigSilent	PSCAD	
Barra	V [kV]	V [kV]	Error [%]
Los Almendros 220	220	219,2	-0,36
Maipo 220	219,4	217,7	-0,77
Alto Jahuel 154	153	149,4	-2,35
Alto Jahuel 110	109,4	110,7	1,19
Chena 220	219,1	217,7	-0,64
Buin 220	219,3	217,7	-0,73
Alto Jahuel 500	500,5	501,4	0,18
Tap Santa Marta 220	219,5	218	-0,68
Alto Jahuel 220	219,3	217,4	-0,87

Como se puede observar en la Tabla 4.10, las tensiones obtenidas en PSCAD son muy similares a las esperadas, además cabe destacar que todas se encuentran dentro de la banda de operación que exige la norma [13].

Tabla 4.11: Validación de modelo de PSCAD, flujo de potencia

Flujo de Potencia		DigSilent	PSCAD	
Barra	Elemento	P [MW]	P [MW]	Error [%]
<b>Los Almendros 220</b>	Lin. LALM-AJA 2x220 kV	-15,2	-13	-14,47
	Carga	163,4	163,4	0
<b>Maipo 220</b>	Lin. MAI-AJA 2x220 kV	151,4	150,4	-0,66
<b>Alto Jahuel 154</b>	Trf. 220/154/66 kV	-107,6	-106,9	-0,65
<b>Alto Jahuel 110</b>	Trf. 220/110/13,2 kV	-179	-180,8	1,01
<b>Chena 220</b>	Lin. CHE-AJA 2x220 kV	-369,8	-369,8	0
	Lin. CHE-AJA 222 kV	-152,9	-146,9	-3,92
	Carga	163,4	163,4	0
<b>Buin 220</b>	Lin. BUI-AJA 220 kV	-414,1	-411,7	-0,58
	Carga	163,4	163,4	0
<b>Alto Jahuel 500</b>	2x Trf. 500/220/66 kV	620	614,6	-0,87
	2x Trf. 500/220/66 kV + 3x BC	618,4	617,4	-0,16
<b>Tap Santa Marta 220</b>	Lin. TSM-AJA 220kV	-143,8	-145,4	1,11

Tal como para las tensiones, se observa que el flujo de potencia presenta sólo leves diferencias respecto a los valores que se busca reproducir. El mayor error porcentual se da en el flujo de la línea Los Almendros – Alto Jahuel 2x220, sin embargo, la diferencia es de sólo 2 [MW]. Las cargas no tienen error asociado, pues se pueden configurar como valores fijos.

Tabla 4.12: Validación de modelo, nivel de cortocircuito

Nivel de Cortocircuito	DigSilent	PSCAD
Barra	I <sub>cc</sub> [kA]	I <sub>cc</sub> [kA]
<b>Los Almendros 220</b>	31,459	28,78
<b>Maipo 220</b>	42,213	43,22
<b>Alto Jahuel 154</b>	12,797	13,37
<b>Alto Jahuel 110</b>	24,177	25,02
<b>Chena 220</b>	34,19	32,35
<b>Buin 220</b>	42,544	44,56
<b>Alto Jahuel 500</b>	25,303	23,73
<b>Tap Santa Marta 220</b>	22,989	23,73
<b>Alto Jahuel 220</b>	42,84	44,33

Finalmente, se presentan los valores obtenidos para el nivel de cortocircuito. Se destaca nuevamente, la cercanía de los valores obtenidos respecto a los buscados. Este procedimiento se repite para todos los modelos utilizados, previo a realizar el estudio de TRV.

#### 4.5.2. Detalle de la representación de las subestaciones

La modelación posible a través de PSCAD incluye una representación detallada de los elementos de la subestación de interés de cada esquema, por lo que se representan todos los equipos de todos los paños según lo indicado en el estándar C37.011 de IEEE [14]. A modo de ejemplo se muestra parte del modelo detallado del patio de 220 [kV] de la subestación Alto Jahuel.

En la Figura 4.11, se puede observar parte del patio de 220 [kV], en particular dos paños de transformación. Se observa que la subestación tiene dos secciones de barra y una barra de transferencias. Los elementos se conectan alternadamente a alguna de las secciones de barra y existe la posibilidad de derivarlos a la barra de transferencia.

Se puede apreciar, como los equipos del paño están representados por su capacitancia parásita, en particular estos paños cuentan con transformador de corriente (CT), transformador de potencia capacitivo (CVT), pararrayo (SA), desconectador (DS) e interruptor (BRK).

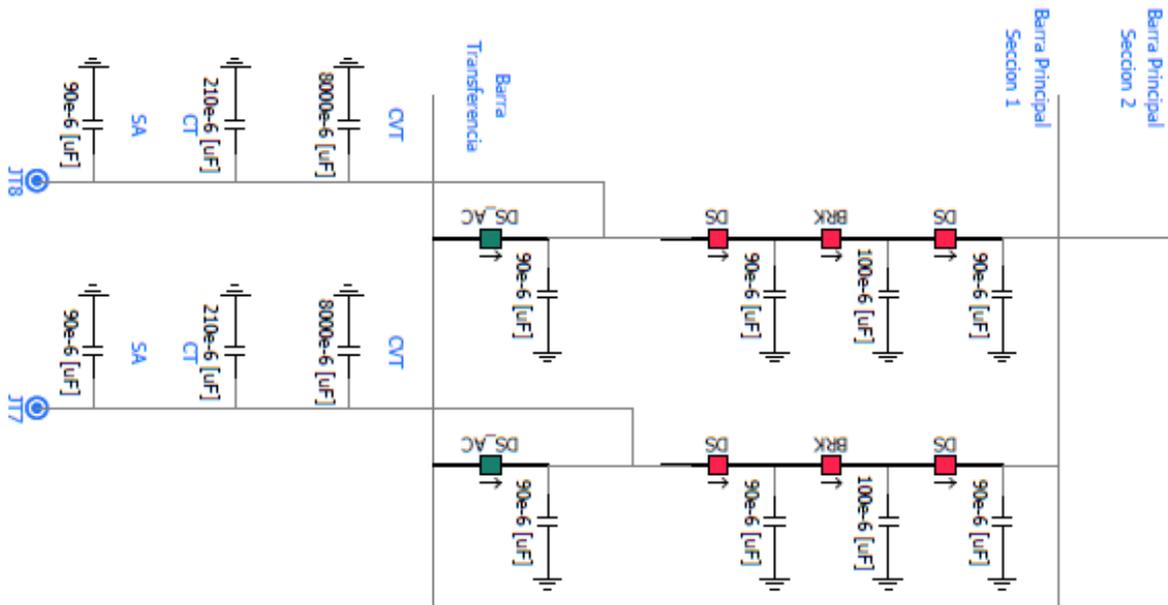


Figura 4.11: Sección de patio de patio de 220 [kV] de Alto Jahuel desarrollada en PSCAD

La correcta representación de los elementos de cada paño es fundamental en los estudios de TRV, ya que el nivel de capacitancias determina fuertemente el comportamiento del mismo. Las capacitancias parásitas determinan la frecuencia y magnitud del TRV.

En tanto, la correcta representación estática del modelo es necesaria para establecer condiciones iniciales del fenómeno transitorio que se correspondan al sistema real.

### 4.5.3. Modelo de enlace HVDC

Finalmente, se muestra el modelo de HVDC empleado, según corresponda a cada caso. Cabe recordar que el enlace está constituido por un bipolo de +/- 500 kVdc, con sus respectivos filtros de armónicos y control asociado.

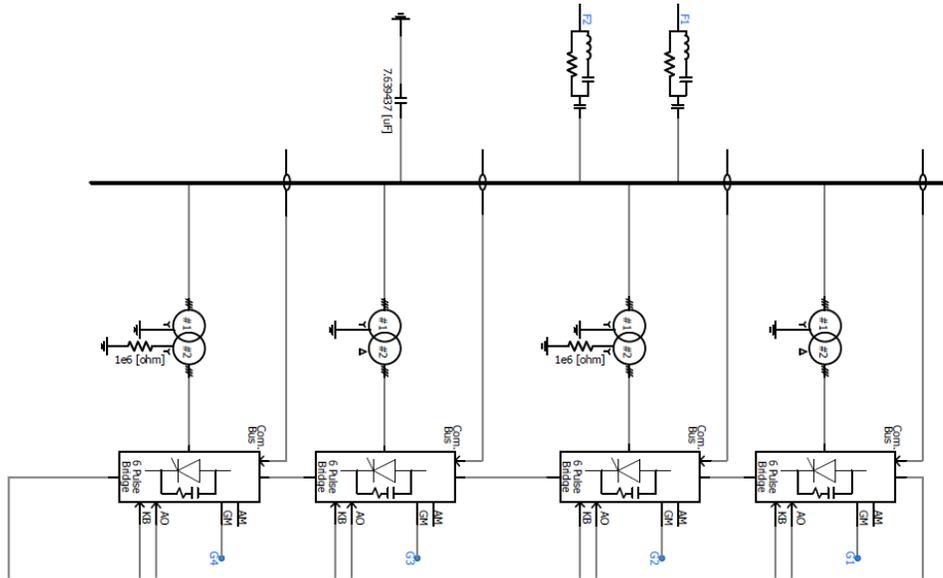


Figura 4.12: Modelo estación convertidora HVDC desarrollado en PSCAD

Como se puede apreciar en la Figura 4.12, se debe incluir todos los elementos: filtros de armónicos, compensación reactiva, transformadores, válvulas rectificadoras/inversoras y el conductor de la línea de transmisión. Además, se debe incluir el diagrama de control asociado que permite la operación del enlace.

El sistema de control consta de tres lazos:

- Control de potencia: se fija una consigna de potencia y se mide la tensión para calcular referencia de corriente del inversor. Todas las mediciones se realizan sobre las variables físicas, sin embargo, todas estas mediciones son filtradas para eliminar variaciones de alta frecuencia y para transformarlas a magnitudes en por unidad.

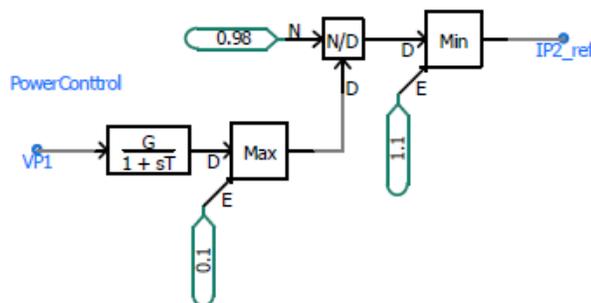


Figura 4.13: Control de potencia de HVDC desarrollado en PSCAD

- Control de corriente de inversor: recibe las mediciones de tensión y corriente del inversor, la referencia de corriente del lazo anterior y las mediciones del ángulo gamma, para calcular el ángulo de disparo de las válvulas inversoras y la referencia de corriente para el rectificador. Los controladores PI son tomados de uno de los ejemplos disponibles en el soporte del software PSCAD.

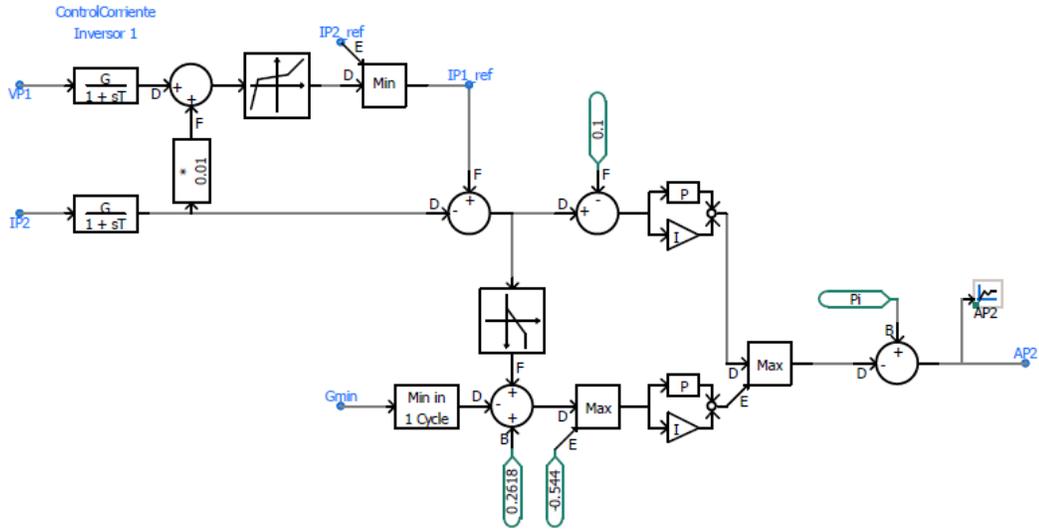


Figura 4.14: Control de corriente de inversor HVDC desarrollado en PSCAD

- Control de corriente de rectificador: recibe medidas de corriente del rectificador y la referencia del lazo anterior para calcular el ángulo de disparo de las válvulas rectificadoras.

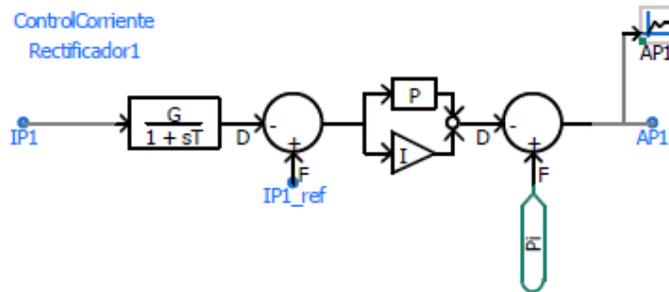


Figura 4.15: Control de corriente de rectificador de HVDC desarrollado en PSCAD

Una vez desarrollados los modelos se procede a realizar los estudios de transitorios electromagnéticos.

## 4.6. Estudio de TRV

Para el estudio de TRV se debe desarrollar un modelo con el mayor detalle posible, en la sección de interés del sistema y es de particular importancia representar los equipos mediante su capacitancia parásita según corresponda [14].

Luego es necesario definir el paso de tiempo a utilizar en las simulaciones. Como se menciona en la revisión bibliográfica, este tiempo debe ser al menos 10 veces más rápido que el más rápido de los fenómenos y por ende para estudios de TRV el paso suele estar entre los 1 y 5 [ $\mu$ s], para fenómenos de entre 20 y 100 [kHz] según la Tabla 2.3.

Cabe mencionar que no existe un procedimiento formal para el estudio de TRV y el desarrollo del estudio se basa en recomendaciones emanadas de las diversas experiencias realizadas hasta la fecha. Algunas de estas se presentan en [14], [15], [20], [38] y [39].

Con estas consideraciones presentes se procede a explicar el procedimiento aplicado. Los estudios de TRV en general constan de dos etapas principales:

- Análisis estadístico: en esta etapa se busca identificar la falla o el conjunto de fallas críticas. Esto se define en función de la máxima tensión alcanzada, dentro de un conjunto de fallas aplicadas en distintos tiempos.
- Análisis determinístico: se estudia en detalle la forma de onda de la o las fallas críticas, según lo establecido en la etapa anterior. Se obtiene el máximo punto de TRV y el máximo valor de RRRV para compararlo con la envolvente correspondiente al equipo estudiado.

### 4.6.1. Análisis estadístico

En el análisis estadístico se realizan varias simulaciones, variando el tipo de falla aplicado (monofásica, bifásica, etcétera) y el momento en que se aplica la falla. Las fallas se aplican en distintos momentos de un ciclo de onda con el fin de identificar el peor de los escenarios posibles.

Para el caso particular de este trabajo se consideran pasos de 1 [ms], es decir, hay 20 pasos dentro de un ciclo de onda (20 [ms] para sistemas de 50 [Hz]), en los cuáles se aplicarán todos los tipos de falla. El tiempo de apertura se mantiene constante en 0.05 [s] desde la aplicación de la falla. Cabe mencionar que la falla se aplica cuando el sistema se encuentra en estado permanente.

En la Figura 4.16 se presenta un diagrama explicativo de este proceso. El tiempo  $t_0$  corresponde al momento en que el sistema se encuentra en estado permanente, en el punto de operación mencionado en las secciones anteriores.

Luego para cada tipo de falla se realizan múltiples simulaciones. En la primera de ellas la aplicación de la falla se hace al inicio de un ciclo de onda y la apertura se realiza en un tiempo definido tras esta aplicación. Luego en la segunda, la aplicación de la falla es un paso de tiempo posterior y así sucesivamente hasta el tiempo  $t_n$  que representa el fin de ciclo de onda.

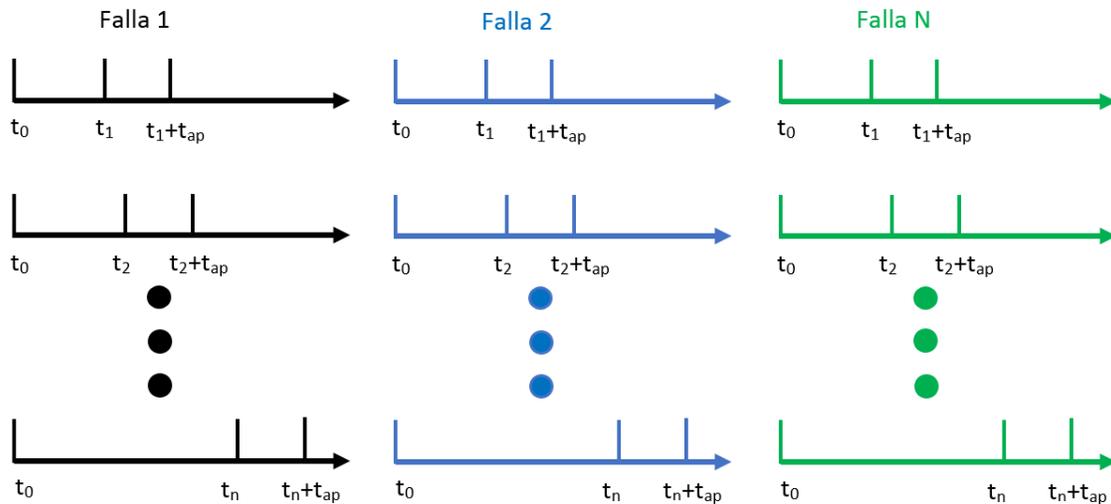


Figura 4.16: Línea de tiempo de análisis estadístico

Como se ha mencionado, en este trabajo se utilizan 20 pasos, pero para una mejor representación del fenómeno se pueden realizar hasta 1000 simulaciones dentro de un ciclo de onda. El aumento de detalle trae consigo el aumento en el tiempo de cómputo, por lo que un análisis de esa magnitud requiere de una infraestructura especializada y alta capacidad de procesamiento.

El estudio se realiza para los principales interruptores de cada subestación y el primer paso es conocer el tipo de falla y el tiempo de aplicación de la misma que representan el peor escenario, en términos de la exigencia sobre el equipo.

Para la implementación de este procedimiento se utiliza el software PSCAD. Una vez desarrollado el equivalente (previamente presentado) se deben utilizar los siguientes elementos.

- *Three Phase Fault* Elemento que permite aplicar una falla en el punto donde se desee y del tipo que se quiera estudiar.

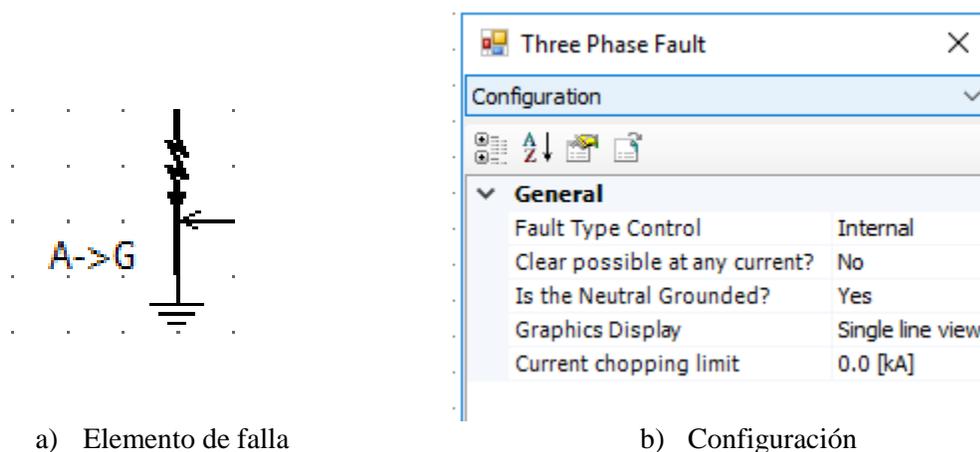


Figura 4.17: Three Phase Fault PSCAD

En el menú de configuración del elemento de falla se observa cómo se puede definir el tipo de falla y su conexión a tierra. El control del tipo de falla puede ser externo, donde números del 1 al 11 definen los distintos tipos de falla entre fases y su conexión a tierra.

- *Timed Fault Logic*: Elemento que permite establecer el momento de aplicación de la falla y la duración de la misma.

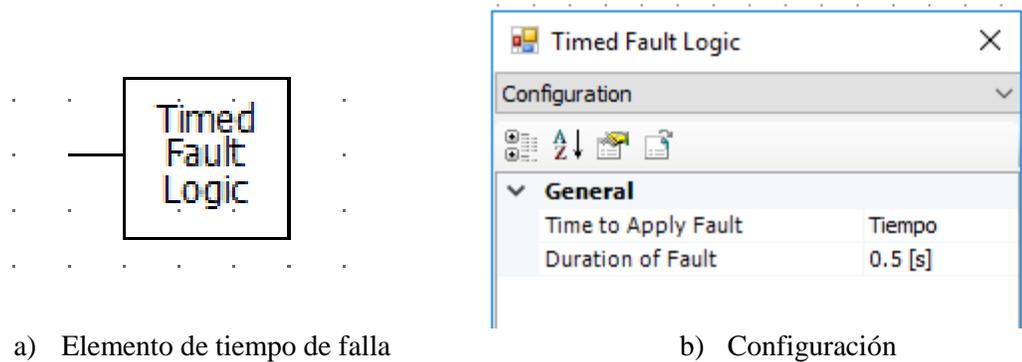


Figura 4.18: Timed Fault Logic PSCAD

El menú de configuración permite ingresar un tiempo de aplicación de falla directamente o mediante una variable externa definida en el modelo, tal como es el caso de la Figura 4.18, donde la variable “Tiempo” depende de cuál de las múltiples simulaciones se está llevando a cabo.

- *Multiple Run Component*: Elemento que permite realizar múltiples simulaciones variando los parámetros que el usuario desee, en este caso el tipo de falla y tiempo de aplicación.

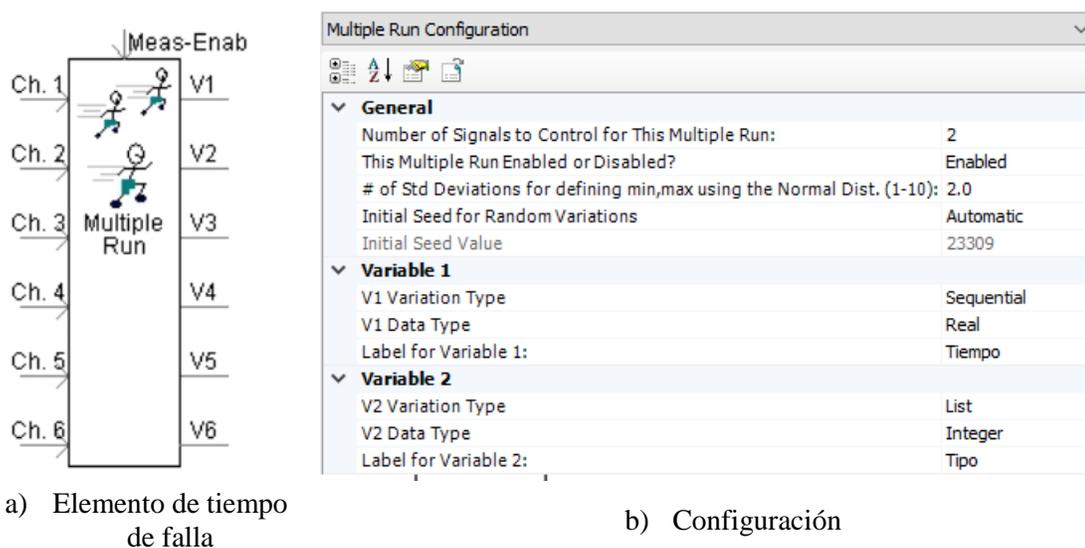
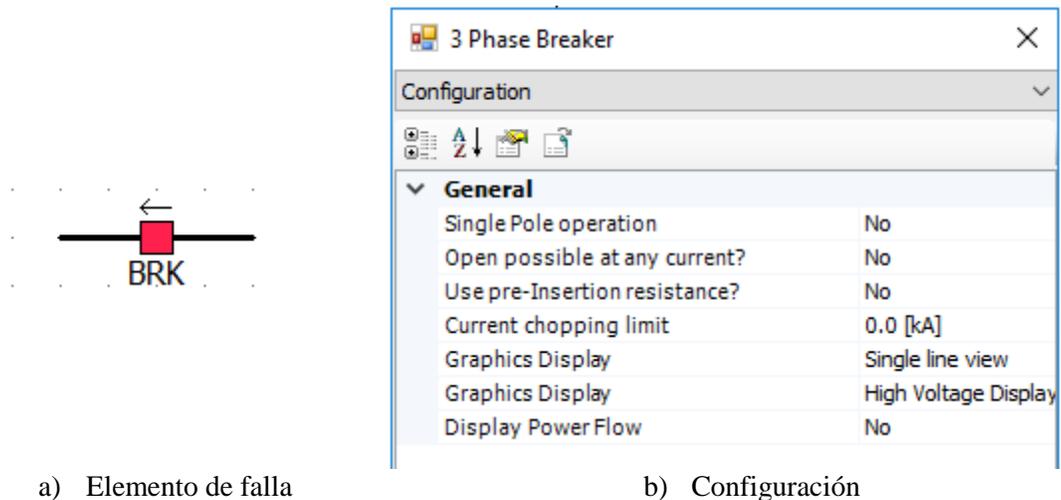


Figura 4.19: Multiple Run Component PSCAD

Este elemento permite realizar simulaciones múltiples. Las variables (V1, V2, ..., V6) son establecidas por el usuario y determinan el número de simulaciones. Para este caso se utilizan 2, la primera es una variable Real que define el tiempo de aplicación de la falla y que va recorriendo el ciclo de onda. La segunda corresponde a una variable entera que define el tipo de falla a aplicar.

- *3 Phase Breaker*: Interruptor trifásico que puede operar de forma monopolar o tripolar.



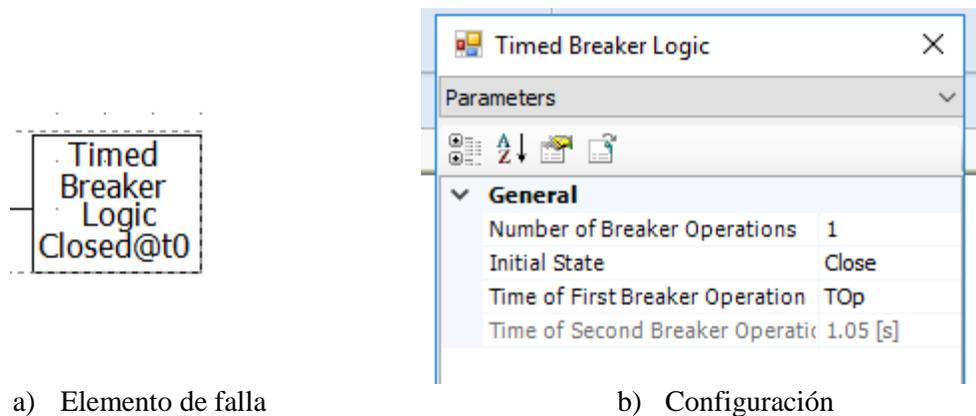
a) Elemento de falla

b) Configuración

Figura 4.20: 3 Phase Breaker PSCAD

Para el caso del trabajo la configuración es la mostrada en la Figura 4.20, donde el modelo incluye la definición de resistencias para cada estado del interruptor. Para el interruptor cerrado es de  $5 \text{ [m}\Omega\text{]}$  y para el interruptor abierto es de  $1 \times 10^{16} \text{ [\Omega]}$ .

- *Timed Breaker Logic*: Elemento que permite configurar la operación del interruptor, estado inicial, número de operaciones (hasta 2) y tiempos respectivos.



a) Elemento de falla

b) Configuración

Figura 4.21: Timed Breaker Logic

Este elemento permite controlar la operación del interruptor. En la Figura 4.21, se establece una operación, con el interruptor inicialmente cerrado. Esta operación se dará en el tiempo “TOp”, el cual se define como el tiempo de falla más un tiempo de 0,05 [s].

Con estos elementos se puede realizar el análisis estadístico de los diversos interruptores de cada subestación modelada, luego el programa genera un archivo de salida que muestra las variables que el usuario defina y en este caso la tensión máxima alcanzada en cada simulación permite identificar la falla crítica.

#### 4.6.2. Análisis determinístico

Una vez identificado el tipo de falla crítica y su tiempo de aplicación, se procede a ingresar estos parámetros en el programa de manera de registrar en detalla la forma de onda de esa única simulación.

A modo de ejemplo, se muestra parte del resultado del análisis estadístico del interruptor JT8 de la subestación Alto Jahuel 220 [kV]. Este interruptor corresponde a uno de los paños de transformación hacia el patio de 500 [kV].

Tabla 4.13: Resultado de análisis estadístico

Run#	Tipo Falla	Tiempo [s]	V Max  [kV]
24	3FT	0,408	284,91
25	3FT	0,41	276,57
26	3FT	0,412	255,74
27	3FT	0,414	264,83
28	3FT	0,416	264,18
29	3FT	0,418	278,23
30	3FT	0,42	284,55
31	2F	0,402	257,04
32	2F	0,404	266,96
33	2F	0,406	264,92
34	2F	0,408	233,45
35	2F	0,41	219,9
36	2F	0,412	256,76
37	2F	0,414	314,65
38	2F	0,416	254,66
39	2F	0,418	228,9
40	2F	0,42	202,19

Las fallas comienzan a aplicarse a los 0,4 segundos de empezada la simulación, ya que se ha comprobado previamente mediante simulación que el sistema alcanza un estado de régimen permanente transcurrido ese tiempo. Luego, de lo observado en la Tabla 4.13, se desprende que la falla más crítica corresponde a la falla bifásica aislada de tierra aplicada en el instante 0,414 [s] (simulación 37).

Para realizar un estudio más acabado, se puede considerar eventualmente una segunda falla crítica, que en este caso sería la simulación 24 correspondiente a una falla trifásica a tierra aplicada en el instante 0,408 [s]. Esta segunda falla crítica podría estar eventualmente asociada a una corriente mayor y por ende se relaciona con otra envolvente de TRV, lo que justifica la elección de más de una falla cuando se realizan estudios formales de TRV.

Para esta simulación crítica se conoce la corriente máxima, la que debe ser comparada con la corriente nominal del equipo para determinar en primer lugar el nivel de exigencia de la falla. En [16] se definen cuatro niveles de referencia T10, T30, T60 y T100 que corresponden a los casos de 10%, 30%, 60%

y 100% de corriente a interrumpir respecto a la nominal respectivamente, donde las envolventes de referencia son presentadas en la Figura 2.10.

Una vez determinado el nivel de exigencia, se conoce la envolvente de TRV que se debe utilizar. Esta envolvente debe ser comparada con la forma de onda obtenida para comprobar si el equipo cumple con las exigencias de tensión máxima de recuperación (máximo TRV) y máxima tasa de crecimiento de tensión transitoria de recuperación (máximo RRRV).

Se muestra a continuación la forma de onda obtenida para la falla crítica del interruptor JT8, según lo obtenido en Tabla 4.13. La corriente de falla obtenida en este caso es de aproximadamente un 50% del valor nominal del equipo y por ende se usa la curva T(60) de 245 [kV] (ver Tabla A.2). Se presentan las tres fases con la envolvente correspondiente.

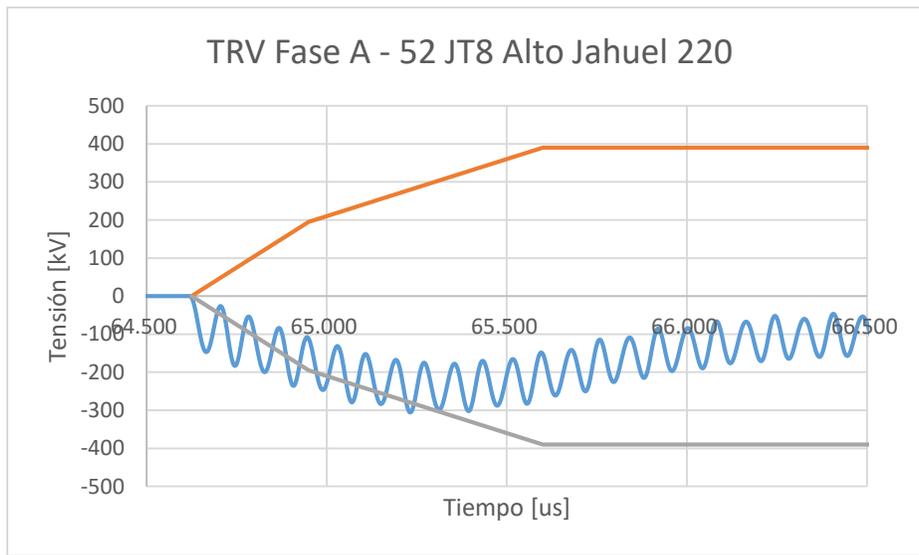


Figura 4.22: Ejemplo TRV fase A

En la Figura 4.22, se observa que el TRV de la fase A no respeta la envolvente respectiva, ya que la tasa inicial de crecimiento de TRV (el RRRV de la fase), es mayor al establecido en la norma

El cálculo de RRRV correspondiente es:

$$RRRV = \frac{|V_{MAX1}|}{t_1} = \frac{146,96[kV]}{45 [\mu s]} = 3,27 \left[ \frac{kV}{\mu s} \right] \quad (4.1)$$

Según lo descrito en el estándar [16], el valor de RRRV no debiese ser mayor a 3 [kV/us].

En cambio, y tal como se puede apreciar en la Figura 4.23, el TRV de la fase B queda totalmente contenido en la envolvente correspondiente. Tal como para la fase A, se aprecia una importante componente oscilatoria, lo cual se corresponde a lo esperado cuando la falla está limitada por un rector serie o transformador sin un amortiguamiento adicional, el cual puede estar dado por una línea en paralelo.

Finalmente, según la Figura 4.24, la fase C tiene un TRV de muy baja magnitud, sin embargo, el primer máximo alcanzado supera levemente la tasa de crecimiento soportada.

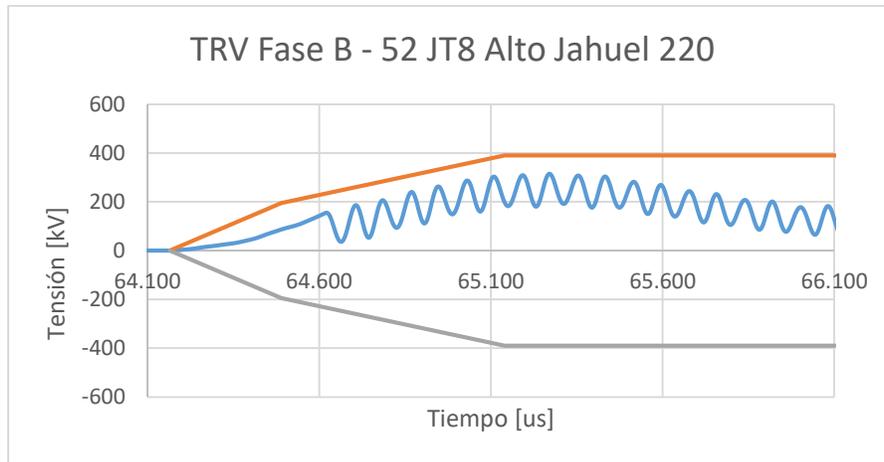


Figura 4.23: Ejemplo TRV fase B

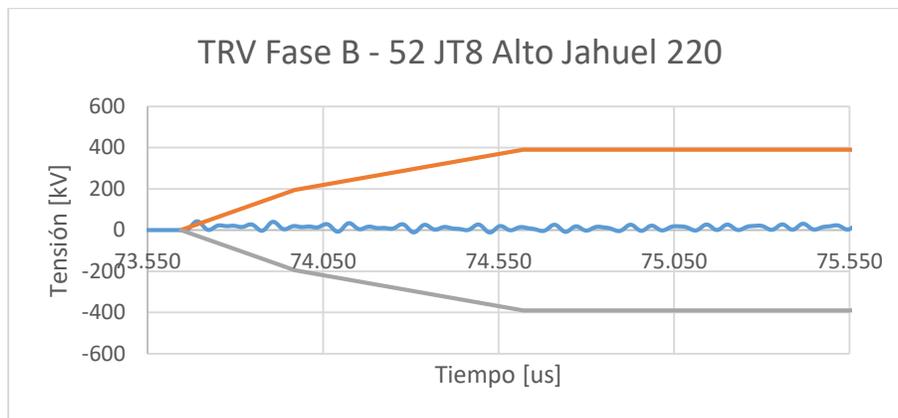


Figura 4.24: Ejemplo TRV fase C

A continuación, una vez realizado el estudio determinístico se pueden proponer medidas mitigatorias en caso de ser necesarias. En [37] y [38], por ejemplo, se muestra que los problemas de RRRV que se observan en fallas cercanas a transformadores o reactores series, se pueden solucionar con la instalación de pequeños condensadores a tierra que disminuyan la frecuencia de oscilación.

En tanto, para aumentar la capacidad de TRV máximo, se puede reemplazar el equipo por uno de nivel de tensión superior [38]. Cabe mencionar que las formas de onda de TRV se están comparando con curvas envolventes estandarizadas que no necesariamente representan el desempeño real de cada equipo.

En resumen, los resultados más relevantes de análisis son:

- Porcentaje de corriente de falla: permite determinar qué envolvente utilizar.
- Primer máximo de TRV: para determinar la tasa de crecimiento.
- Tiempo para alcanzar primer máximo de TRV: junto al valor de primer máximo definen el RRRV.
- Máximo valor de TRV: puede coincidir o no con el primer máximo, permite verificar la capacidad máxima del equipo.

## 5. Resultados y Análisis

En la presente sección se dan a conocer los principales resultados obtenidos en el desarrollo del trabajo. En primer lugar, se presentan los resultados de nivel de cortocircuito obtenido para las distintas alternativas de transmisión en los distintos nodos de interés, estos resultados junto a las condiciones de operación del sistema permiten seleccionar las mejores alternativas de transmisión a evaluar.

Luego, para estas alternativas escogidas se muestran los resultados del análisis estadístico de TRV, destacando que fallas se estudian en detalle. Finalmente se presentan los resultados del análisis determinístico, donde se muestra qué interruptores cumplen con las exigencias esperadas y en qué casos esto no es así.

### 5.1. Nivel de Cortocircuito

Para obtener el nivel de cortocircuito de las distintas alternativas, se utiliza el software DigSilent. Para poder realizar la aplicación de distintas fallas en distintas ubicaciones se utiliza un código DPL (de las siglas en inglés “*DigSilent Programming Language*”), el cual puede ser revisado en el Anexo D.

Se obtiene el nivel de cortocircuito para distintos de falla en las siguientes subestaciones en 220 y 500 [kV]:

- Ancoa
- Alto Jahuel
- Charrúa
- Entre Ríos
- Lo Aguirre
- Los Almendros
- Polpaico

Estas subestaciones corresponden a la principal infraestructura que existe en la zona centro-sur del sistema troncal y permiten estimar el impacto de las diversas alternativas de transmisión. Se presentan los resultados de máximo nivel de cortocircuito para las diversas subestaciones según la alternativa de transmisión propuesta.

Los resultados que se muestran corresponden a la falla trifásica a tierra y se muestran las subestaciones que sirven de punto de conexión en alguna de las alternativas propuestas como son Alto Jahuel, Entre Ríos y Lo Aguirre conjuntamente con Charrúa, por ser el punto principal de inyección de energía del sistema.

Las subestaciones Alto Jahuel y Lo Aguirre están separadas por aproximadamente 37 [km] y entre las subestaciones Charrúa y Entre Ríos la distancia es de aproximadamente 15 [km].

Dentro de la documentación adjunta se pueden ver los resultados para todos los tipos de falla en todas las subestaciones mencionadas.

### 5.1.1. Barras de 220 [kV]

Se muestran los resultados para las alternativas de transmisión HVAC y las diversas topologías de reconversión HVDC. Es importante destacar que este nivel se calcula de acuerdo a la metodología expuesta en el anexo técnico de cálculo de cortocircuito de la NTSyCS [12] y que la capacidad de los equipos oscila entre los 40 y 63 [kA].

Tabla 5.1: Nivel de cortocircuito en Alto Jahuel 220 [kV]

<b>Subestación Alto Jahuel 220</b>	
<b>Alternativa de Transmisión</b>	<b>Nivel de C.C. [kA]</b>
2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos	52,231
2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos + CLR Charrúa 220	52,019
Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220	46,51
Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500	46,502
Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500	46,502
Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220	46,502
Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220	46,501
Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500 + CLR Charrúa 220	46,501
Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220	46,452

A partir de lo expuesto en la Tabla 5.1, se observa como las alternativas de reconversión HVDC reducen el nivel de cortocircuito en al menos 5 [kA] respecto a las alternativas convencionales de transmisión. Entre alternativas de la misma tecnología no hay mayores diferencias.

Tabla 5.2: Nivel de cortocircuito en Charrúa 220 [kV]

<b>Subestación Charrúa 220</b>	
<b>Alternativa de Transmisión</b>	<b>Nivel de C.C. [kA]</b>
2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos	69,502
Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220	64,301
Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500	64,295
Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500	64,295
Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220	64,295
Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220	39,568
2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos + CLR Charrúa 220	39,123
Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500 + CLR Charrúa 220	38,6
Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220	38,6

En tanto, en la Tabla 5.2, el mayor impacto se debe a la instalación de reactores limitadores de corriente que permiten reducir el nivel de cortocircuito en más de 20 [kA]. Esta medida tiene un efecto

local y por ende, no se observan estas diferencias en Alto Jahuel o en Lo Aguirre. Cuando no se instalan los reactores, nuevamente se ve una ventaja en la tecnología HVDC de unos 5 [kA] de menor nivel de cortocircuito.

Tabla 5.3: Nivel de cortocircuito en Entre Ríos 220 [kV]

<b>Subestación Entre Ríos 220</b>	
<b>Alternativa de Transmisión</b>	<b>Nivel de C.C. [kA]</b>
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220</b>	49,342
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220</b>	48,022
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220</b>	47,561
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220</b>	47,062
<b>2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos</b>	43,088
<b>2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos + CLR Charrúa 220</b>	42,806
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500</b>	41,062
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500</b>	41,062
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500 + CLR Charrúa 220</b>	41,029

Para la subestación Entre Ríos, se observa que el máximo nivel de cortocircuito corresponde a las alternativas donde la conexión del enlace HVDC se realiza en dicha subestación en la barra de 220 [kV].

Tabla 5.4: Nivel de cortocircuito en Lo Aguirre 220 [kV]

<b>Subestación Lo Aguirre 220</b>	
<b>Alternativa de Transmisión</b>	<b>Nivel de C.C. [kA]</b>
<b>2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos</b>	44,815
<b>2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos + CLR Charrúa 220</b>	44,672
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220</b>	41,948
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500</b>	41,942
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500</b>	41,942
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220</b>	41,942
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220</b>	41,941
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500 + CLR Charrúa 220</b>	41,941
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220</b>	41,905

Finalmente, en la subestación Lo Aguirre se produce un efecto similar a lo observado en Alto Jahuel, pero levemente menor, es decir, una ventaja en los enlaces HVDC respecto a los convencionales HVAC.

Teniendo en consideración que no hay mayores beneficios de conectar el enlace HVDC en Lo Aguirre en términos de disminución de cortocircuito y, además, recordando que la conexión del enlace HVDC en dicha subestación implica la construcción de un nuevo tramo de línea, la conexión del enlace HVDC en Alto Jahuel presenta mayores ventajas.

No obstante, es importante considerar las restricciones de espacio de las instalaciones actuales y los eventuales costos de cada alternativa para complementar el análisis.

Respecto al punto de conexión sur, es claro que la instalación de CLR en Charrúa 220 presenta importantes ventajas. También se aprecia que la conexión del enlace HVDC en 220 [kV] implica un aumento en el nivel de cortocircuito en Entre Ríos 220 [kV], debido principalmente a que aumenta el enmallamiento por la infraestructura que permite solventar esta operación. Los interruptores de esta subestación cuentan con una capacidad de diseño de 50 [kA] y por ende, cumplen con el criterio de seguridad de la instalación, considerando las configuraciones propuestas.

### 5.1.2. Barras de 500 [kV]

A continuación, se presentan los resultados para las barras de 500 [kV], los equipos, tal como en el caso anterior, tienen una capacidad que va de los 40 a 63 [kA].

Tabla 5.5: Nivel de cortocircuito en Alto Jahuel 500 [kV]

<b>Subestación Alto Jahuel 500</b>	
<b>Alternativa de Transmisión</b>	<b>Nivel de C.C. [kA]</b>
<b>2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos</b>	31,799
<b>2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos + CLR Charrúa 220</b>	31,538
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220</b>	27,797
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500</b>	27,787
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500</b>	27,787
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220</b>	27,787
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220</b>	27,786
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500 + CLR Charrúa 220</b>	27,786
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220</b>	27,724

Nuevamente se observa como todas las alternativas HVDC tienen un menor nivel de cortocircuito respecto a las alternativas HVAC. El cambio de punto de conexión del extremo norte (Lo Aguirre o Alto Jahuel), no tiene un impacto apreciable.

Tabla 5.6: Nivel de cortocircuito en Charrúa 500 [kV]

<b>Subestación Charrúa 500</b>	
<b>Alternativa de Transmisión</b>	<b>Nivel de C.C. [kA]</b>
<b>2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos</b>	34,612
<b>2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos + CLR Charrúa 220</b>	33,463
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220</b>	30,853
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500</b>	30,786
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500</b>	30,786
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220</b>	30,786
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220</b>	30,778
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500 + CLR Charrúa 220</b>	30,778
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220</b>	30,374

Similar a lo visto en Alto Jahuel 500 [kV], se aprecia en la Tabla 5.6, que las alternativas de HVDC se asocian a un menor nivel de cortocircuito respecto a alternativas HVAC. No se aprecia un mayor impacto de la instalación de CLR, ya que esta medida se aplica en el patio de 220 [kV].

Tabla 5.7: Nivel de cortocircuito en Entre Ríos 500 [kV]

<b>Subestación Entre Ríos 500</b>	
<b>Alternativa de Transmisión</b>	<b>Nivel de C.C. [kA]</b>
<b>2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos</b>	37,074
<b>2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos + CLR Charrúa 220</b>	36,164
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220</b>	31,629
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500</b>	31,533
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500</b>	31,533
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220</b>	31,533
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220</b>	31,523
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500 + CLR Charrúa 220</b>	31,523
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220</b>	31,061

El comportamiento observado es muy similar al de Charrúa 500 [kV], este resultado permite confirmar la ventaja que tiene la instalación de un enlace HVDC respecto a una alternativa convencional de HVAC.

Tabla 5.8: Nivel de cortocircuito en Lo Aguirre 500 [kV]

<b>Subestación Lo Aguirre 500</b>	
<b>Alternativa de Transmisión</b>	<b>Nivel de C.C. [kA]</b>
<b>2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos</b>	31,121
<b>2x500 kV Lo Aguirre - Entre Ríos + CLR Charrúa 220</b>	30,898
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220</b>	26,405
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 500</b>	26,398
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500</b>	26,398
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220</b>	26,398
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Lo Aguirre 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220</b>	26,397
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 500 + CLR Charrúa 220</b>	26,397
<b>Rec HVDC +/-500 kVdc Alto Jahuel 500 - Entre Ríos 220 + CLR Charrúa 220</b>	26,351

En todas las subestaciones en 500 [kV] estudiadas se aprecia el mismo comportamiento dado por un menor nivel de cortocircuito para las alternativas de transmisión HVDC. No se aprecian grandes diferencias entre realizar la conexión del extremo norte en Alto Jahuel o Lo Aguirre (tampoco para lo visto en las subestaciones de 220 [kV]). Por lo tanto, la conexión en Alto Jahuel presenta una importante ventaja respecto al nivel de cortocircuito y la posibilidad de ahorrarse un tramo de enlace dc.

Entonces, en lo referente a las subestaciones de 500 [kV] es claro ver que un enlace HVDC disminuye el nivel de cortocircuito en alrededor de 4 [kA]. En tanto, para las subestaciones de 220 [kV] este

efecto se repite en las subestaciones del norte del enlace. El mayor impacto en Charrúa se relaciona con la instalación de CLR, mientras en Entre Ríos se relaciona mayormente con el punto de conexión escogido.

## 5.2. TRV

A continuación, se presentan los principales resultados para el estudio de TRV realizado a las diferentes alternativas de transmisión ya mencionadas.

Los resultados se presentan para cada subestación, contrastándolos según la alternativa de transmisión correspondiente, éstas serán denominadas de la siguiente forma para simplificar la notación:

- Alternativa HVAC: doble circuito de corriente alterna 2x500 kV entre las estaciones Lo Aguirre y Entre Ríos.
- Alternativa HVDC 1: bipolo HVDC +/- 500 kVdc conectado en Alto Jahuel 500 y Entre Ríos 220.
- Alternativa HVDC 2: bipolo HVDC +/- 500 kVdc conectado en Alto Jahuel 500 y Entre Ríos 500.

El código del software Matlab que permite procesar los archivos de salida de PSCAD se presenta en el Anexo E y los modelos utilizados en el Anexo F.

Los resultados obtenidos se comparan con los valores presentados en el estándar IEEE C37.06 [16] y no necesariamente se corresponden con el comportamiento real del interruptor, el cual puede ser determinado mediante la información presentada por el fabricante respectivo.

La gran cantidad de equipos dificulta dicha obtención de datos, por lo cual se realizan análisis en base a interruptores genéricos derivados del estándar mencionado.

### 5.2.1. Alto Jahuel 220

La barra de 220 [kV] de Alto Jahuel es de interés, ya que presenta los mayores niveles de cortocircuito de la zona centro del sistema, además la barra de 500 [kV] representa el punto de conexión norte en las alternativas de HVDC. Por lo tanto, se espera observar dicho impacto en los resultados obtenidos.

Los paños estudiados son los siguientes:

- Paño JT8: es uno de los paños de transformación hacia el patio de 500 [kV].
- Paño J7: paño de uno de los circuitos de línea Alto Jahuel – Chena 2x220 [kV].
- Paño JT2: paño de transformación hacia el patio de 110 [kV].
- Paño JT6: paño de transformación hacia el patio de 154 [kV].
- Paño JCE1: paño de banco de condensadores de 65 MVAr, 220 [kV].
- Paño JCE2: paño de banco de condensadores de 50 MVAr, 220 [kV].
- Paño J3: paño de uno de los circuitos de línea Alto Jahuel – Maipo 2x220 [kV].
- Paño JZ3: paño de reactor de barra de 91 MVAr, 242 [kV].

Se realiza un estudio estadístico de cada interruptor y se escoge la falla crítica en términos de la máxima tensión alcanzada luego, se aplica esta falla según los siguientes criterios:

- En transformadores: ambos terminales principales (no se considera el terciario).
- En compensación reactiva: terminal de bancos de condensadores y reactores.

- En líneas: en terminal de S/E Alto Jahuel, en terminal del otro extremo y a 2 kilómetros de Alto Jahuel (falla en línea corta).

La configuración de la subestación es de barra seccionada con barra de transferencia.

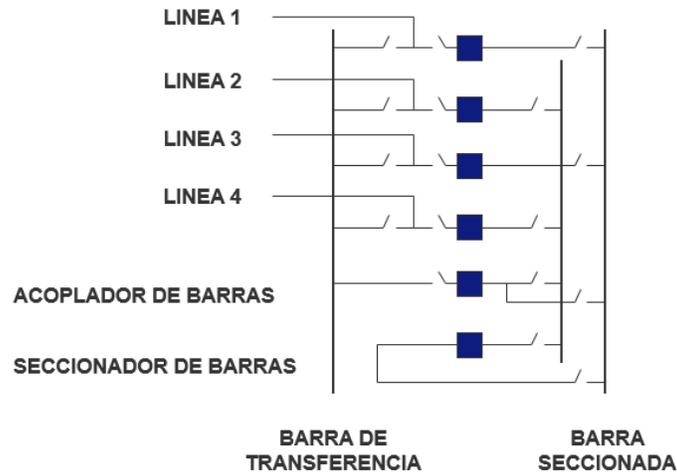


Figura 5.1: Configuración de subestación: barra seccionada con barra de transferencia

Los resultados obtenidos para el patio de 220 [kV] de la subestación Alto Jahuel se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 5.9: TRV Alto Jahuel 220 Alternativa HVAC

ALTO JAHUEL 220 ALTERNATIVA HVAC											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación <sup>7</sup>	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 JT8	2F	T 220	60	305	315	42	390	2,94	0,35	1,20	3,00
	2F	T 500	60	112	134	52	390	1,60	1,86	0,25	3,00
52 J7	2FT	S/E	100	242	313	84	364	0,10	0,18	0,30	2,00
	2FT	SLF	100	227	242	114	364	2,06	3,82	1,03	2,00
	2FT	TL	100	203	234	80	364	0,74	0,55	0,24	2,00
52 JT2	2F	T 220	100	429	381	59	364	0,49	3,70	0,69	2,00
	2F	T 110	100	349	348	71	364	4,34	4,84	0,70	2,00
52 TJ6	2F	T 220	100	419	404	-	364	3,17	0,48	-	2,00
	2F	T 154	100	351	358	-	364	4,05	4,17	-	2,00
52 JCE1	1FT	S/E	30	245	375	400	400	0,18	-	-	5,00
52 JCE2	1FT	S/E	100	239	371	399	364	0,19	-	-	2,00
52 J3	2FT	S/E	100	52	37	-	364	0,18	0,13	-	2,00
	2FT	TL	100	29	22	13	364	1,12	0,60	0,00	2,00

<sup>7</sup> T220: terminal 220 [kV] de transformador. T500: terminal 500 [kV] de transformador. S/E: terminal correspondiente a subestación. SLF: falla en línea corta (2-3 [km] de línea). TL: terminal de final de línea. T110: terminal 110 [kV] de transformador. T154: terminal 154 [kV] de transformador.

Según lo que se puede observar resaltado en amarillo en la Tabla 5.9, existen problemas de máximo TRV y de RRRV en algunos elementos de la subestación.

Para el circuito de línea a Chena se observa un RRRV mayor al de la norma para el caso de falla en línea corta, en general estas fallas son las que representan la mayor tasa de crecimiento de TRV en las líneas [14-15].

Para los transformadores hacia 110 y 154 [kV] se tienen problemas de máximo TRV en el lado de 220 [kV] y problemas de RRRV en ambos terminales, lo que también se corresponde a lo presentado en [14-15].

Finalmente, para los paños de compensación reactiva capacitiva se observan problemas de máximo TRV.

Existen diversas formas de mitigar estos problemas [17,38], respecto a los valores máximos de TRV, el mercado ofrece alternativas como instalación de hasta 4 cámaras de extinción, lo que de alguna forma reparte la sollicitación del equipo entre las cámaras. Sin embargo, es una intervención mayor al dispositivo y se debe considerar el costo de inversión y la disponibilidad de espacio en la subestación.

Otras soluciones son la instalación de resistencias de preinserción y de condensadores paralelos, ya que ambos ayudan a reducir la diferencia de tensión entre terminales y a disminuir la tasa de crecimiento del TRV, por lo tanto, son medidas para reducir el máximo TRV y el RRRV simultáneamente.

Las soluciones recién mencionadas, representan mejoras al interruptor para soportar de mejor manera la tensión transitoria de recuperación, no obstante, también existen medidas para reducir el RRRV de los transformadores que no se relacionan al interruptor. En particular, se pueden instalar capacitores (de algunos nanofaradios) en los terminales de los transformadores hacia tierra, lo que disminuye la frecuencia de las oscilaciones y por ende la tasa inicial de crecimiento es menor [38].

Tabla 5.10: Alternativa de disminución de RRRV en interruptor 52 JT6

Instalación condensadores 25 [nF] en terminales de transformador 220/154/66 [kV] Alto Jahuel											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 TJ6	2F	T 220	100	419	404	-	364	3,17	0,48	-	2,00
	2F	T 154	100	351	358	-	364	4,05	4,17	-	2,00
52 TJ6 + SC 25 [nF]	2F	T 220	100	423	409	-	364	1,66	0,48	-	2,00
	2F	T 154	100	385	358	-	364	1,02	2,00	-	2,00

Se puede observar en la Tabla 5.10, la instalación de condensadores (SC por sus siglas en inglés, “Surge Capacitor”), provoca una importante disminución de RRRV y la falla crítica no presenta ahora problemas de RRRV, sin embargo, también se produce un ligero aumento en el máximo de TRV.

En la Figura 5.2 se presentan las formas de onda para el TRV de la fase A del interruptor JT6 para la falla en el terminal de 154 [kV]. Se aprecia claramente que la instalación de condensadores disminuye fuertemente la tasa de crecimiento del TRV.

Para poder solucionar completamente el problema de máximo de TRV en el interruptor se puede probar la instalación de una resistencia de preinserción entre los terminales o un condensador en paralelo.

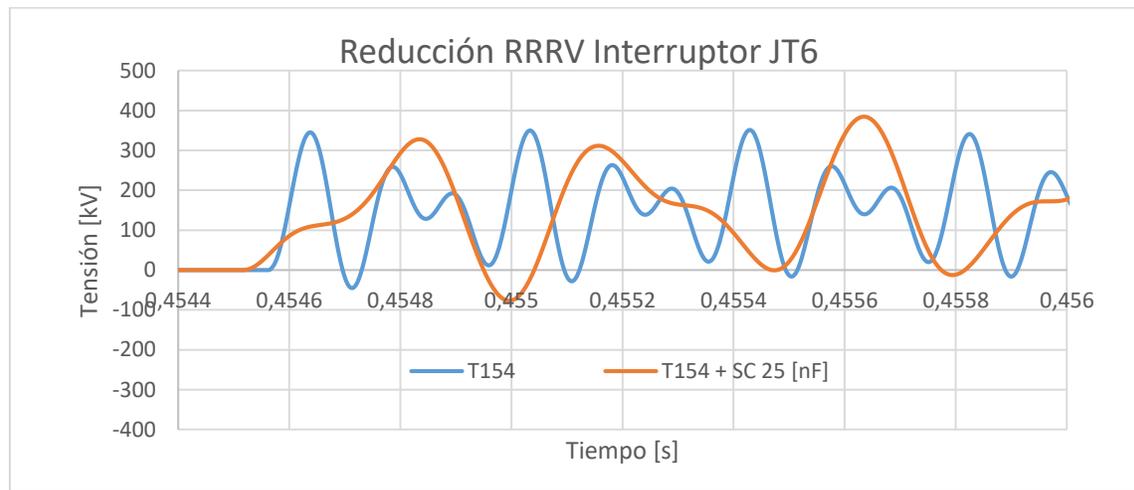


Figura 5.2: Reducción RRRV interruptor JT6

Tabla 5.11: Reducción de máximo TRV interruptor JT6

Instalación condensadores 25 [nF] en terminales de transformador 220/154/66 [kV] Alto Jahuel											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 JT6	2F	T 220	60	419	404	-	364	3,17	0,48	-	2,00
	2F	T 110	60	351	358	-	364	4,05	4,17	-	2,00
+ SC + GC	2F	T 110	60	373	355	-	364	1,09	1,91	-	3,00

En la Tabla 5.11, se presenta nuevamente el resultado para el interruptor JT6. Esta vez se agrega una capacitancia entre los terminales del mismo de 5 [nF], además de los capacitores a tierra del transformador. Se puede notar como efectivamente hay una disminución del máximo de TRV y también del valor del RRRV, sin embargo, sigue existiendo un ligero problema de máximo TRV.

De todas formas, se logra demostrar la efectividad de algunas de las medidas mitigatorias mencionadas, en este caso la instalación de capacitores a tierra para disminuir el RRRV en transformadores y la instalación de capacitores entre terminales del interruptor (GC por sus siglas en inglés, “Grading Capacitors”) para reducir el máximo TRV y el RRRV. El cálculo de capacidades mínimas de condensadores de descarga y en paralelo escapa del alcance del estudio, además para su instalación se debe realizar un análisis de factibilidad constructiva según la disponibilidad de espacios en cada paño.

Estas medidas fueron exploradas principalmente por la facilidad de implementación del software PSCAD. El elemento interruptor del programa permite configurar resistencias de preinserción, lo que permite evaluar su impacto o en caso de que corresponda modelar correctamente el equipo efectivamente instalado.

A continuación, se muestran los resultados para la alternativa de transmisión HVDC 1.

Tabla 5.12: TRV Alto Jahuel 220 Alternativa HVDC 1

ALTO JAHUEL 220 ALTERNATIVA HVDC 1											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 TJ8	2F	T 220	60	220	239	154	390	3,52	1,09	0,35	3,00
	2F	T 500	60	111	126	81	390	1,67	1,92	0,35	3,00
52 J7	2FT	S/E	60	261	211	102	390	0,53	0,48	0,12	3,00
	2FT	SLF	60	215	206	91	390	2,40	0,59	0,15	3,00
	2FT	TL	60	212	189	43	390	0,90	0,56	0,14	3,00
52 JT2	2F	T 220	60	352	217	159	390	1,26	3,23	0,11	3,00
	2F	T 110	60	358	260	159	390	3,52	3,62	0,11	3,00
52 TJ6	2F	T 220	100	345	354	-	362	3,29	1,07	-	2,00
	2F	T 154	100	334	341	-	362	1,54	3,88	-	2,00
52 JZ3	1FT	S/E	60	261	384	260	390	2,75	1,26	2,74	3,00
52 J3	2FT	S/E	60	345	354	-	390	3,29	1,07	-	3,00
	2FT	TL	60	334	341	-	390	1,54	3,88	-	3,00

Respecto a lo presentado en la Tabla 5.12, la situación es mucho más favorable que para la alternativa HVAC. No se presentan problemas de máximo TRV y disminuyen los casos en que el RRRV supera el valor establecido en la norma.

Esto se debe en primer lugar, a que un menor nivel de cortocircuito implica menores corrientes en casos de falla: cabe recordar que un enlace HVDC no aporta al nivel de cortocircuito de una subestación, lo que le entrega una ventaja respecto a un enlace HVAC. La relación de corriente de falla respecto al valor nominal del equipo es un valor fundamental que define qué curva envolvente se usa para comparar la forma de onda obtenida en la simulación. Al ser menor esta relación, el equipo puede soportar mayores valores máximos sin infringir la norma.

Lo mismo aplica para el valor de RRRV, que en algunos casos es similar a lo observado en la alternativa HVAC, sin embargo, se compara con un valor menos exigente. Los problemas de RRRV observados en este caso se pueden corregir instalando capacitores en los terminales de transformadores y/o utilizando condensadores en paralelo a los terminales del interruptor como ya se ha demostrado anteriormente.

Esta vez el margen entre el máximo TRV obtenido y el valor de referencia es mayor, por ende, el sistema puede asumir el aumento de TRV para lograr la disminución de RRRV.

Se presentan a continuación los resultados de la instalación de condensadores a tierra en los terminales del transformador 220/110/13,8 [kV] de Alto Jahuel.

En la Tabla 5.13 se puede observar nuevamente como la instalación de condensadores en los terminales del transformador permite disminuir fuertemente el RRRV y corregir la infracción de la norma. Además, el aumento de máximo TRV resultante no tiene problemas asociados, ya que para esta alternativa de transmisión el nivel de cortocircuito es menor y la corriente de falla también y, por ende, el interruptor puede alcanzar mayores tensiones sin que esto represente algún inconveniente.

Tabla 5.13: Reducción de RRRV en interruptor JT2

Instalación condensadores 25 [nF] en terminales de transformador 220/110/13.8 [kV] Alto Jahuel											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 JT2	2F	T 220	60	352	217	159	390	1,26	3,23	0,11	3,00
	2F	T 110	60	358	260	159	390	3,52	3,62	0,11	3,00
+SC 25 [nF]	2F	T 110	60	364	305	-	390	2,01	2,08	-	3,00

Finalmente, se muestran los resultados obtenidos para la alternativa de transmisión HVDC 2.

Tabla 5.14: TRV Alto Jahuel 220 Alternativa HVDC 2

ALTO JAHUEL 220 ALTERNATIVA HVDC 2											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 TJ8	2F	T 220	60	226	250	44	390	4,39	1,09	0,46	3,00
	2F	T 500	60	96	104	27	390	1,88	1,77	0,39	3,00
52 J7	2FT	S/E	60	269	207	105	390	1,29	0,37	0,12	3,00
	2FT	SLF	60	223	213	97	390	2,35	0,49	0,12	3,00
	2FT	TL	60	215	188	47	390	1,00	0,53	0,12	3,00
52 JT2	2F	T 220	60	340	298	91	390	1,13	4,22	0,63	3,00
	2F	T 110	60	356	287	91	390	3,79	4,39	0,60	3,00
52 TJ6	2F	T 220	100	344	349	-	362	3,44	1,04	-	2,00
	2F	T 154	100	307	315	-	362	1,68	3,60	-	2,00
52 JZ3	1FT	S/E	60	369	366	274	390	3,69	1,07	2,89	3,00
52 J3	2FT	S/E	60	39	33	10	390	0,44	0,34	0,39	3,00
	2FT	TL	60	17	16	-	390	0,82	0,88	-	3,00

Los resultados para este escenario son muy similares al caso anterior ya que la diferencia entre ambas alternativas se da en el punto de conexión sur. Tal como para el caso anterior, no hay problemas con el máximo TRV.

Los problemas de RRRV observados en transformadores y reactores, se pueden corregir instalando capacitores a tierra en sus terminales, como se ha mostrado en los escenarios anteriores.

Para la barra de 220 [kV] de Alto Jahuel, las alternativas HVDC representan una clara ventaja respecto a la alternativa convencional HVAC. Principalmente en lo que respecta al máximo de TRV, ya que en las alternativas HVDC no se aprecia ningún máximo por sobre el estándar.

En tanto, los casos de RRRV mayores a la referencia son fácilmente corregibles mediante la instalación de capacitores en los terminales de transformadores y reactores o mejorando algunas características de los interruptores mediante el uso resistencias de preinserción o capacitores en paralelo a las cámaras de extinción.

### 5.2.2. Alto Jahuel 500

La barra de 500 [kV] de Alto Jahuel es de interés, ya que representa el punto de conexión norte en las alternativas de HVDC y es el principal nodo de la zona centro del sistema eléctrico nacional.

Los paños estudiados son los siguientes:

- Paño KT8: uno de los paños de transformación hacia el patio de 220 [kV].
- Paño K4: paño de uno de los circuitos de línea Alto Jahuel – Lo Aguirre 2x500 [kV].
- Paño KZ6: paño de reactor de barra 100 [MVar], 500 [kV].
- Paño K8: paño de uno de los circuitos de la nueva línea Alto Jahuel – Ancoa 2x500 [kV].
- Paño KZ8: paño de reactor de línea del circuito anterior.

La configuración de esta subestación corresponde a doble barra con barra de transferencia.

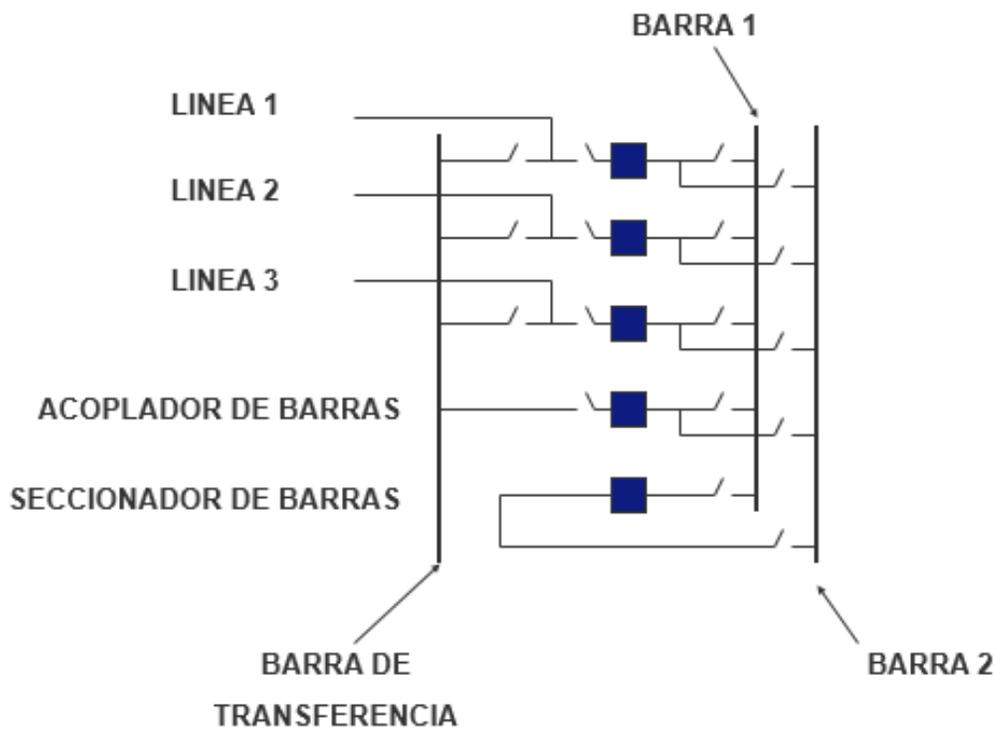


Figura 5.3: Configuración de subestación: doble barra con barra de transferencia

Los resultados para la alternativa de transmisión HVAC son los siguientes.

Tabla 5.15: TRV Alto Jahuel 500 Alternativa HVAC

ALTO JAHUEL 500 ALTERNATIVA HVAC											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 KT8	3FT	T 500	60	549	499	687	876	0,17	0,10	0,55	3,00
	3FT	T 220	60	337	353	348	876	3,31	5,88	3,70	3,00
52 K4	3FT	T S/E	60	454	387	324	876	0,23	0,35	0,16	3,00
	3FT	SLF	60	379	327	292	876	2,45	1,00	1,24	3,00
	3FT	TLF	60	219	148	136	876	0,43	0,45	0,46	3,00
52 KZ6	2F	T S/E	30	1124	1021	831	899	4,78	0,52	3,54	5,00
52 K8	3FT	T S/E	60	680	479	433	876	0,37	0,14	0,31	3,00
	3FT	SLF	60	612	557	483	876	3,16	1,76	1,27	3,00
	3FT	TLF	60	1001	815	903	876	0,57	0,46	0,52	3,00
52 KZ8	2F	T S/E	30	1162	1040	540	899	5,16	0,62	2,45	5,00

De lo observado en la Tabla 5.15, se aprecian ciertos resultados por sobre el estándar resaltados en amarillo. Tal como es de esperar, la mayor exigencia de RRRV se da en fallas en líneas a poca distancia de la subestación, fenómeno que como se ha mencionado es difícil de mitigar ya que requiere la intervención del interruptor asociado.

El mismo problema se observa en el transformador hacia el patio de 220 [kV], sin embargo, y como se ha demostrado en el análisis anterior, dicha situación se corrige instalando condensadores a tierra en los terminales del transformador. Estos condensadores tienen asociado un aumento del máximo TRV, pero este valor está lejos de la referencia y no hay inconvenientes en aplicar la solución.

También se observan máximos de TRV por sobre la norma en los reactores de línea y para la falla de la línea Alto Jahuel – Ancoa ubicada en el terminal de Ancoa. Para los reactores se hace necesario que el equipo asociado sea capaz de soportar estas exigencias, por lo que se necesitaría la instalación de un interruptor con más cámaras de interrupción.

Por su parte, para el interruptor de la línea Alto Jahuel – Ancoa, no debiese ser necesario una intervención, ya que, si la falla ocurre en el otro terminal de la línea, esta debiese ser despejada en primer lugar en dicha subestación.

A continuación, se muestran los resultados para la alternativa de transmisión HVDC 1.

Tabla 5.16: TRV Alto Jahuel 500 Alternativa HVDC 1

ALTO JAHUEL 500 ALTERNATIVA HVDC 1											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 KT8	3FT	T 500	60	733	546	805	876	0,11	0,15	0,19	3,00
52 K4	3FT	T S/E	60	289	480	336	876	0,11	0,11	0,11	3,00
52 KZ6	2FT	T S/E	60	659	616	1109	876	0,16	0,16	3,70	3,00
52 K8	3FT	T S/E	60	858	499	806	876	0,11	0,14	0,18	3,00
52 KZ8	2FT	T S/E	60	660	615	1111	876	0,16	0,16	3,70	3,00

Los resultados son similares a los observados en la alternativa de transmisión anterior, nuevamente los equipos más exigidos son los interruptores de los reactores, tanto de línea como de barra. Estos equipos son sugeridos y se puede modificar la especificación a una mayor capacidad. Los problemas observados en los mismos equipos respecto al RRRV, no son tan graves y es probable que la solución aplicada a disminuir el máximo TRV provoque la disminución necesaria de RRRV.

Tabla 5.17: TRV Alto Jahuel 500 Alternativa HVDC 2

ALTO JAHUEL 500 ALTERNATIVA HVDC 2											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 KT8	3FT	T 500	60	498	712	655	876	0,11	0,17	0,10	3,00
52 K4	1FT	T S/E	60	461	110	68	876	0,09	0,19	0,12	3,00
52 KZ6	2F	T S/E	30	1210	836	766	899	4,03	0,36	2,55	5,00
52 K8	2F	T S/E	30	594	746	256	899	0,28	0,24	0,13	5,00
52 KZ8	2F	T S/E	30	1188	833	781	899	3,39	0,35	2,60	5,00

Los resultados observados para esta alternativa son prácticamente los mismos que para el caso anterior y cabe recordar que no hay diferencias topológicas en el extremo norte del enlace entre ambas. Entonces, los análisis y recomendaciones ya presentadas aplican también en este caso.

### 5.2.3. Entre Ríos 220

La barra de Entre Ríos 220 sirve como punto de conexión para una de las alternativas estudiadas. Además, es una barra de interés ya que permitiría eventualmente descongestionar la subestación Charrúa. Como ya se ha mencionado anteriormente, en algunas de las alternativas se derivan líneas provenientes de centrales de generación hacia esta subestación, con el objetivo de disminuir el valor de cortocircuito de Charrúa.

Los paños estudiados son los siguientes:

- Paño JT1: uno de los paños de transformación hacia 500 [kV].
- Paño J1: paño de línea, en las alternativas HVAC y HVDC 2 corresponde a un circuito de las líneas que han sido derivadas desde Charrúa. Para la alternativa HVDC 1 corresponde a una de las líneas que conectan esta subestación con Charrúa.

La configuración de esta subestación es de interruptor y medio, lo cual presenta una diferencia respecto a los otros casos analizados. En esta topología son dos los interruptores que operan para despejar alguna falla [17].

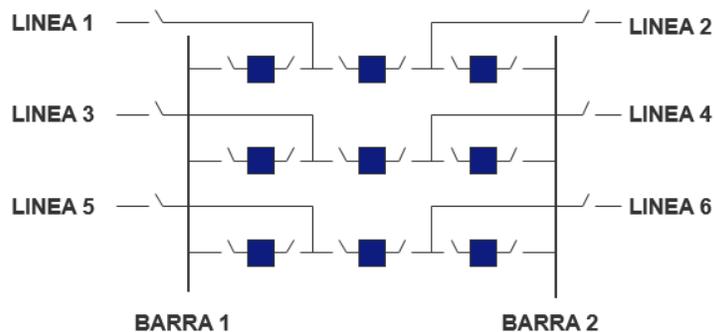


Figura 5.4: Configuración de subestación: Interruptor y medio

Tabla 5.18: Resultados TRV Entre Ríos 220 Alternativa HVAC

ENTRE RIOS 220 ALTERNATIVA HVAC											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 JT1	3FT	T220	10	289	187	156	459	2,83	1,91	0,64	7,00
	3FT	T500	10	230	218	175	459	3,79	3,65	0,50	7,00
52 J1	2F	S/E	30	210	251	193	400	1,34	0,80	0,67	5,00
	2F	SLF	30	124	153	240	400	0,47	0,44	0,93	5,00
	2F	TLF	30	114	165	178	400	0,56	1,07	0,66	5,00

Se aprecia en la Tabla 5.18, que la falla crítica asociada a cada equipo no produce ningún inconveniente respecto al valor máximo de TRV o RRRV. Para esta alternativa en particular, la conexión del enlace HVAC se realiza en el patio de 500 [kV] y esta barra sirve de paso para la energía

que proviene de centrales de generación para después subir la tensión a través de la transformación 500/220 [kV].

Tabla 5.19: Resultados TRV Entre Ríos 220 Alternativa HVDC 1

ENTRE RIOS 220 ALTERNATIVA HVDC 1											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 JT1	3FT	T220	30	159	301	178	400	0,62	1,45	0,39	5,00
	3FT	T500	30	165	208	147	400	2,35	2,16	1,07	5,00
52 J1	2F	S/E	30	175	273	213	400	0,26	1,47	0,75	5,00
	2F	SLF	30	174	140	167	400	1,36	1,09	0,38	5,00
	2F	TLF	30	148	185	137	400	0,95	0,98	0,43	5,00

En este escenario se realiza la conexión del enlace HVDC en esta barra, obteniéndose resultados similares a los recién presentados.

Nuevamente no se presentan mayores cambios y no se observan problemas respecto al TRV o al RRRV.

Finalmente, se presentan los resultados para la alternativa HVDC 2, donde la conexión del enlace asincrónico se realiza en el patio de 500 [kV] de la subestación Entre Ríos.

Se puede observar en la Tabla 5.20 que ninguna de las alternativas tiene asociado algún problema de TRV o RRRV en esta subestación. Sin embargo, cabe recordar que la conexión del enlace HVDC en el patio de 220 [kV] tiene un nivel de cortocircuito asociado mayor. Entonces, ante la indiferencia entre las alternativas por el comportamiento dinámico de las tensiones, es necesario considerar el mejor desempeño en cuando al nivel de cortocircuito.

Tabla 5.20: Resultados TRV Entre Ríos 220 [kV] Alternativa HVDC 2

ENTRE RIOS 220 ALTERNATIVA HVDC 2											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 JT1	3FT	T220	10	153	245	118	459	0,32	0,17	0,32	7,00
	3FT	T500	10	163	249	119	459	2,04	1,91	2,50	7,00
52 J1	2F	S/E	30	267	306	284	400	1,02	0,50	0,27	5,00
	2F	SLF	30	249	333	197	400	0,86	1,36	0,77	5,00
	2F	TLF	30	240	271	155	400	1,32	0,91	0,74	5,00

### 5.2.4. Entre Ríos 500

Esta subestación sirve de punto de conexión para la alternativa de transmisión HVAC y la HVDC 2.

Los paños estudiados son los siguientes:

- Paño KT1: uno de los paños de transformación hacia el patio de 220 [kV].
- Paño K3: paño de línea de uno de los circuitos de la alternativa HVAC 2x500 [kV] Ancoa – Entre Ríos.
- Paño KZ3: paño de reactor de línea correspondiente al circuito anterior.
- Paño K7: paño de línea de uno de los circuitos del enlace 2x500 [kV] Entre Ríos – Río Malleco.
- Paño KZ7: paño de reactor de línea del circuito anterior
- Paño K10: paño de línea de uno de los circuitos Entre Ríos – Charrúa.
- Paño KZ10: paño de reactor de línea de circuito anterior.

Tabla 5.21: Resultados TRV Entre Ríos 500 [kV] Alternativa HVDC

ENTRE RÍOS 500 ALTERNATIVA HVAC											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 K3	3FT	S/E	30	742	483	382	899	0,41	0,31	0,22	5,00
52 KZ3	2F	S/E	30	1154	939	550	899	0,29	3,48	0,67	5,00
52 KT1	3FT	S/E	30	564	631	264	899	1,03	0,52	4,81	5,00
52 K7	3FT	S/E	60	410	581	331	876	0,29	0,64	0,22	3,00
52 KZ7	2F	S/E	30	1154	951	550	899	0,29	3,66	0,72	5,00
52 K10	3FT	S/E	30	86	422	207	899	0,69	0,70	0,24	5,00

Como se puede apreciar en la Tabla 5.21, existen problemas con los máximos de TRV alcanzados en los paños de reactores de línea, tal como ocurría en la subestación Alto Jahuel 500 [kV]. Esto puede ser remediado aumentando la capacidad de interrupción del equipo, ya sea mediante el reemplazo del interruptor por uno con mayor número de cámaras u otras medidas menores como instalación de resistencias de preinserción o capacitores en paralelo a los terminales.

Existen algunos valores elevados de TRV, sin embargo, no superan lo establecido en la norma. En general el nivel de exigencia de las fallas es bajo y solo para el paño K7 se utiliza la curva T60, por ende, los niveles de referencia son más altos.

Tabla 5.22: Resultados TRV Entre Ríos 500 [kV] Alternativa HVDC 1

ENTRE RIOS 500 ALTERNATIVA HVDC 1											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 KT1	3FT	S/E	30	490	723	358	899	0,64	0,48	0,35	5,00
52 K7	3FT	S/E	30	892	632	674	899	0,82	0,25	0,48	5,00
52 KZ7	2F	S/E	30	1134	1242	469	899	4,45	1,50	1,79	5,00
52 K10	2FT	S/E	30	22	195	49	899	0,11	1,07	0,31	5,00
52 KZ10	2F	S/E	30	1133	1241	469	899	4,53	1,49	1,79	5,00

Similar a lo visto para la alternativa HVAC, los problemas asociados a este escenario se dan en los paños de reactores, nuevamente para el máximo TRV. Igualmente se aprecian algunos valores altos de RRRV, sobre los 4 [kV/us], lo que de todas formas está dentro de norma.

Se demuestra la importancia del nivel de cortocircuito en la evaluación del comportamiento dinámico de las tensiones, ya que alternativas con menor nivel de cortocircuito permiten que los equipos sean sometidos a mayores máximos de tensión y mayores tasas de crecimiento sin riesgo de falla.

A partir de lo anterior se demuestra la importancia de que la alternativa de transmisión propuesta permita reducir el nivel de cortocircuito. Es incluso beneficioso como medida de planificación a largo plazo, ya que permite el crecimiento del sistema sin aumentar los problemas asociados a TRV y RRRV.

### 5.2.5. Charrúa 220

Finalmente, se muestran resultados de TRV de la subestación Charrúa 220 [kV]. Esta subestación es de particular interés, a pesar de no ser punto de conexión de ninguna de las alternativas propuestas, ya que de forma preliminar presentaba niveles de cortocircuito muy superiores a lo soportado por los equipos disponibles.

Los paños evaluados son:

- Paño JT1: uno de los paños de transformación hacia el patio de 500 [kV].
- Paño JT4: paño de transformación hacia el patio de 154 [kV].
- Paño J1: paño de uno de los circuitos de la línea 2x220 [kV] Charrúa – Mulchén.
- Paño J13: paño de línea Charrúa – Concepción 1x220 [kV].
- Paño JZ1: paño de uno de los reactores correspondiente al esquema CLR instalado.

Tabla 5.23: Resultados TRV Charrúa 220 [kV]

CHARRUA 220 ALTERNATIVA HVAC											
Interruptor	Tipo Falla	Ubicación	TD [%]/ENV	Max TRV A [kV]	Max TRV B [kV]	Max TRV C [kV]	Max TRV Norma [kV]	RRRV A [kV/us]	RRRV B [kV/us]	RRRV C [kV/us]	Max RRRV Norma [kV/us]
52 JT1	2F	T220	10	296	230	98	459	0,87	1,31	0,51	7,00
52 JT4	3FT	T220	60	222	297	405	390	0,57	0,55	4,75	3,00
	3FT	T154	60	-	38	39	390	-	0,06	0,42	3,00
52 J1	2FT	S/E	10	175	-	273	459	0,29	-	0,27	7,00
	2FT	SLF	10	174	43	156	459	0,52	0,29	0,53	7,00
	2FT	TLF	10	73	287	113	459	0,14	0,23	0,03	5,00
52 J13	2FT	S/E	30	-	258	120	400	-	0,70	0,16	5,00
	2FT	SLF	30	134	203	120	400	2,20	1,77	0,05	5,00
	2FT	TLF	30	304	383	109	400	0,34	0,30	0,12	5,00
52 JZ1	3FT	S/E	30	237	153	172	400	4,26	4,04	4,64	5,00

La topología, niveles de transferencia y niveles de transferencia son similares entre las alternativas de transmisión para esta subestación, recayendo el interés principalmente en analizar la situación de seguridad de ésta en base a las medidas de mitigación de cortocircuito ya propuestas.

Se aprecia en la Tabla 5.23, un correcto desempeño de los interruptores de la subestación. Se aprecia que existe un problema de máximo TRV y de RRRV. En este caso se requiere de más de una medida de mitigación, ya que el RRRV se encuentra muy por sobre lo establecido y es necesario instalar condensadores a tierra. Esto provocará un leve aumento del máximo TRV, por lo que es necesario, además, aumentar la capacidad del equipo.

Se observa que para el equipo asociado al reactor limitador de corriente existen altas tasas de crecimiento de RRRV, levemente por debajo de los máximos permitidos por la norma. Se demuestra en [37], que la instalación de condensadores a tierra de 10 [nF] permiten reducir fuertemente esta tasa de crecimiento. Por su parte el aumento de valor máximo no genera inconvenientes por el gran margen disponible.

## 6. Conclusiones

En el presente trabajo de título, se han logrado evaluar diversas alternativas de transmisión, respecto a su impacto en la seguridad del sistema eléctrico nacional y en el correcto dimensionamiento de los equipos de interrupción de algunas de sus principales subestaciones.

El estudio incluye un análisis de cortocircuito para variadas alternativas de transmisión para la zona centro sur del país, donde las propuestas utilizadas son un conjunto de soluciones competitivas técnico-económicamente [9].

Respecto al estudio de cortocircuito se destacan los siguientes puntos principales.

- En las subestaciones del extremo norte del enlace, Alto Jahuel y Lo Aguirre, se aprecia una clara ventaja en la instalación de enlaces HVDC en lugar de soluciones HVAC, ya que presentan menores valores de cortocircuito de entre 3 y 6 [kA]. Esto se da tanto en los patios de 500 [kV], que es donde se realiza la conexión, como en los patios de 220 [kV] que tienen actualmente los mayores niveles de cortocircuito.
- Respecto a las subestaciones del extremo sur del enlace, Charrúa y Entre Ríos, se observa nuevamente la ventaja de las alternativas HVDC sobre las HVAC en los patios de 500 [kV] de dichas subestaciones.
- Para Charrúa 220 [kV] el mayor impacto se asocia a la instalación de reactores limitadores de corriente y luego, a la derivación de líneas hacia otra subestación (en este caso Entre Ríos 220[kV]) y no tanto a la tecnología de la solución respectiva (HVDC o HVAC).
- En cambio, para Entre Ríos 220 [kV] el mayor impacto se asocia al punto de conexión de la solución, resultando que el nivel de cortocircuito es mayor cuando se realiza la conexión del enlace HVDC en 220 [kV]. Esto se debe al enmallamiento de la zona dado por la infraestructura adicional que se requiere en este caso.
- Entonces, respecto al nivel de cortocircuito, la mejor alternativa de transmisión es un enlace HVDC y se puede concluir que el mejor punto de conexión norte es Alto Jahuel 500 [kV]. Esto es porque la conexión en Lo Aguirre no trae consigo mayores ventajas y se requiere de un nuevo tramo de línea, adicional a la reconversión de un circuito existente, para llevarla a cabo.
- Respecto al extremo sur, es importante señalar que, se recomienda instalar un esquema CLR en Charrúa 220 [kV] y derivar líneas provenientes de centrales de generación hacia Entre Ríos 220 [kV], ya que esto permite corregir una situación crítica de nivel de cortocircuito.
- Luego, respecto a la alternativa de transmisión, nuevamente existen ventajas del enlace HVDC respecto a la solución convencional HVAC. No obstante, estas ventajas son mayores cuando la conexión se realiza en 500 [kV] en lugar de 220 [kV].

A continuación, se presentan las principales conclusiones respecto a los estudios de transitorios electromagnéticos realizados.

- A modo general, en los estudios correspondiente a las alternativas HVDC, se observa un mejor desempeño de los interruptores de poder frente al comportamiento dinámico de las tensiones. Esto se debe principalmente al menor enmallamiento del sistema en estas alternativas, respecto al enlace HVAC, que representa la conexión de impedancia en paralelo y, por ende, una disminución de la impedancia equivalente.

- Lo anterior implica que las corrientes de cortocircuito son menores y así el equipo puede ser sometido a mayores niveles de exigencia sin comprometer su seguridad, tal como se muestra en el estándar IEEE C37.06, donde a menor corriente, el equipo soporta mayores exigencias de TRV y RRRV.
- Los problemas observados de TRV en las diferentes subestaciones para las diferentes alternativas de transmisión, son correspondientes a los presentados en la teoría asociada.
- Se observan problemas de RRRV (o en su defecto, valores cercanos al permitido), en los terminales de transformadores, reactores y en fallas de línea a poca distancia de la subestación. (“*Short Line Fault*”). Para los casos de terminales de transformadores y reactores, la solución es simple y consiste en instalar condensadores a tierra en los terminales (del orden de 10 a 30 [nF]), para reducir la tasa de crecimiento de la tensión transitoria de recuperación. Sin embargo, esto resulta en un pequeño aumento del máximo TRV, por lo que se debe mantener presente ese aspecto.
- Para el caso de fallas en líneas a poca distancia de la subestación, no existe la posibilidad de disminuir el RRRV instalando capacitores. En este caso, o cuando la instalación de condensadores en terminales de reactores y transformadores resulta en problemas de TRV, es necesario aumentar las capacidades del interruptor.
- Para esto, existen diversas alternativas en el mercado; para aumentar el máximo TRV soportado por el equipo se pueden considerar dispositivos que tienen más de una cámara de interrupción, y así, cada una de ellas se ve sometida a una fracción de la tensión entre terminales. También se pueden instalar condensadores en paralelo a la(s) cámara(s) y/o resistencias de preinserción, lo que permite una distribución más uniforme de la tensión entre los terminales y disminuir el RRRV.

En consecuencia, considerando los resultados del análisis del estudio de transitorios electromagnéticos y sumado a lo mencionado para el nivel de cortocircuito, la mejor alternativa de transmisión para el corredor Alto Jahuel – Charrúa es el enlace HVDC entre Alto Jahuel 500 [kV] y Entre Ríos 500 [kV], realizando la reconversión de un circuito existente entre esos puntos.

Esta alternativa debe ser complementada con la instalación de un esquema CLR en la subestación Charrúa 220 [kV] y la derivación de líneas provenientes de centrales de generación hacia la subestación Entre Ríos 220 [kV].

Esta solución ha demostrado tener un menor nivel de cortocircuito en la mayor parte de los puntos estudiados y un buen desempeño de los equipos de interrupción frente al comportamiento dinámico de las tensiones.

A partir de lo realizado se proponen las siguientes actividades como trabajo futuro:

- Analizar las oscilaciones de potencia asociadas a la instalación de las diversas alternativas de transmisión propuesta
- Verificar los efectos sistémicos de tener dos enlaces HVDC conectados en la subestación Lo Aguirre 500, considerando el nuevo proyecto Enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre propuesto por la CNE

# Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía, “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2016-2036: SIC-SING”, Santiago, Chile, enero de 2017.
- [2] Gerencia de Planificación de Transmisión, “Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional”, Coordinador Eléctrico Nacional, junio 2017.
- [3] Ley N°20.698, Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, 22 de octubre de 2013.
- [4] Ley N°20.936, Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, 20 de Julio de 2016.
- [5] Ley N°20825, Diario Oficial de la República de Chile, Santiago, Chile, 29 de enero de 2015.
- [6] Generadoras de Chile, “Oportunidades y desafíos de una mayor penetración de energías renovables variables en la matriz de generación”, 15 de agosto de 2017. Disponible: <http://generadoras.cl/noticias/oportunidades-y-desafios-de-una-mayor-penetracion-de-energias-renovables-variables-en-la-matriz-de-generacion>
- [7] Gutiérrez Mario, “Estudio de la transmisión transitoria de recuperación para dimensionar interruptores de 500 kV mediante software PSCAD”, Santiago, Chile, 2015.
- [8] Alvarado Jaime, “Evaluación técnico-económica de alternativa para la reducción del nivel de cortocircuito en la subestación Charrúa”, Valparaíso, Chile, mayo de 2016.
- [9] Ascencio Cristóbal, “Evaluación técnico-económica de alternativas de transmisión para aumentar la cargabilidad en el corredor Alto Jahuel-Charrúa bajo diferentes escenarios de generación y demanda”, Valparaíso, Chile, agosto de 2017.
- [10] IEC International Standard 60909-0, “Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents”, 2001.
- [11] Brokering W., Palma R., Vargas L., “Ñom Lűfke (Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia”, Pearson Prentice Hall, 2008.
- [12] Comisión Nacional de Energía, “Anexo Técnico: Cálculo de nivel máximo de cortocircuito”, Santiago, Chile.
- [13] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”, enero de 2016, Santiago, Chile.

- 
- [14] IEEE Power Engineering Society, “IEEE Std. C37.011: Application guide for transient recovery voltage for high voltage circuit breakers”, New York, 2005.
- [15] Defournet D., R.W. Alexander, “Transient recovery voltage for high voltage circuit breakers”, San Antonio, Usa, 2013.
- [16] IEEE Power Engineering Society, “IEEE Std. C37.06: Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis – Preferred Ratings and Related Required Capabilities for Voltages above 1000 V”, New York, 2005.
- [17] HVM Ingenieros, “Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión”, Segunda Edición, 1991.
- [18] Siemens AG, “High Voltage Circuit Breaker: from 72.5 kV up to 800 kV”, 2012.
- [19] Working Group 02, CIGRE, “Guidelines for representation of network elements when calculating transients”, Paris, France, 2000.
- [20] IEC International Standard 60071-4, “Insulation co-ordination – Part 4: Computational guide to insulation co-ordination of electrical networks”, 2004.
- [21] Carl Barker, “HVDC for Beginners and Beyond”, ALSTOM.
- [22] Siemens AG, Energy Sector, “High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange”, 2011.
- [23] Teshmont Consultants LP, Transelec, “Aysen-SIC HVDC Transmission Project Report on Sistem Studies”, Winipeg, Noviembre, 2007
- [24] Reyes Lorenzo, “Amortiguación de oscilaciones electromecánicas usando control de enlace HVDC”, Santiago, mayo, 2009.
- [25] González Alejandro, “Fallas de conmutación en HVDC: Origen, efectos y mitigación”, Santiago, agosto, 2010.
- [26] Rogers Gaspar, “Diseño de sistema de filtros de armónicas en corriente alterna para un enlace HVDC”, Santiago, octubre, 2008.
- [27] Vallejos Leopoldo, “Proyecto de electrodo de puesta a tierra terrestre para sistema HVDC”, Santiago, agosto, 2008.
- [28] Bolvarán, Luis, “Análisis operacional del proyecto Hidroaysén en contraste con una alta entrada de generación en base a ERNC en el SIC”, Santiago, marzo, 2010.
- [29] Elgueta Fabián, “Control de sistemas HVDC”, Santiago, marzo, 2008.
- [30] Betancur Manuel, “Análisis de mercado en el SIC central post-incorporación Hidroaysén (enlace HVDC) en el nudo Charrúa”, Santiago, marzo, 2008.

- 
- [31] González Christian, “Estudios eléctricos de un sistema colector de potencia conectado a una rectificadora HVDC”, Santiago, abril, 2012.
- [32] TransGrid Solutions, Transelec, “Energía Austral HVDC Transmisión Project – System Studies – Contract SEA-005”, Winnipeg, Junio, 2010.
- [33] Comisión Nacional de Energía, “Análisis Técnico-Económico de una interconexión SIC-SING, Informe Final, Anexo 1: Definición de alternativas de interconexión SIC-SING”, 2012.
- [34] TransGrid Solutions, Transelec, “SIC-SING Interconnection Study”, Winnipeg, Abril, 2015.
- [35] Riquelme Romina, “Factibilidad técnica para el suministro eléctrico del centro de Santiago mediante un enlace subterráneo con tecnología HVDC VSC”, Santiago, junio, 2011.
- [36] Comisión Nacional de Energía, Decreto Supremo N°: 082, 115, 158, 201, 310 y 373. “Fija Plan de Expansión de Sistema Troncal”, Chile.
- [37] Weishaupt C., Fromm G., Alegría A., De La Torre D., “Alternativas para reducir el nivel de cortocircuito en el sistema interconectado central (SIC) de Chile”, Transelec, mayo 2017, Santiago, Chile.
- [38] Manitoba HVDC Research Center, “Final Report for Breaker TRV Study on 220 kV Charrua Substation”, diciembre 2016, Winnipeg, Canadá.
- [39] Manitoba HVDC Research Center, “Introduction to Electromagnetic Transient Simulations and Applications”, noviembre, 2017.
- [40] Catalán Hernán, “Manual Práctico de PSCAD”, Estudios de Tecnologías, Transelec, 2013.
- [41] Unidad de Nuevas Tecnologías, Transelec S.A. “DET N°8: Desarrollo del Sistema de Transmisión Entre Ríos – Chiloé”, agosto, 2017.

# Anexos

# A. Envolventes TRV

A continuación, se muestran los parámetros que determinan las envolventes de TRV [16].

Tabla A.1: Parámetros para interruptores sobre 100 [kV] con factor de primer polo  $k_{pp}=1.3$ , según nivel de exigencia [16]

Standard values of TRV represented by four parameters (T100, T60 and out-of-phase) and two parameters (T30, T10).(7)												
Line No.	Rated maximum voltage (1) $U_r$ kV, rms	Test duty	Amplitude factor	First reference voltage	Time	TRV peak value (4) (8)	Time (2)	Time	Time delay (5) $t_d$	Voltage	Time (5)	RRRV
	Col 1		Col 2	$k_{af}$ p.u.	$u_1$ KV	$t_1$ $\mu s$	$u_c$ kV	$t_2$ $\mu s$	$t_3$ $\mu s$	$\mu s$	$u'$ kV	$t'$ $\mu s$
	Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	Col 12
21	550	T100	1.40	438	219	817	876	—	2 [61]	219	112[171]	2
22	550	T60	1.50	438	146	876	438	180	2 [44]	219	75 [117]	3
23	550	T30	1.54 (7)	—	—	899	—	147	27	300	87	5
24	550	T10	1.76 (7)	—	—	1030	—	—	22	344	71	7
25	800	T100	1.40	636	318	1190	636	262	2 [89]	319	161 [248]	2
26	800	T60	1.50	—	—	1270	—	214	2 [64]	319	108 [170]	3
27	800	T30	1.54 (7)	—	—	1320	—	—	39	436	126	5
28	800	T10	1.76 (7)	—	—	1500	—	—	32	500	103	7

Tabla A.2: Parámetros para interruptores sobre 100 [kV] con factor de primer polo  $k_{pp}=1.3$ , según nivel de exigencia [16] (continuación)

Standard values of TRV represented by four parameters (test duties T100, T60) and two parameters (test duties T30, T10).												
Line No.	Rated maximum voltage (1) $U_r$ kV, rms	Test duty	Amplitude factor $k_{af}$ p.u.	First reference voltage $u_1$ kV	Time $t_1$ $\mu s$	TRV peak value (4) (8) $u_c$ kV	Time (2) $t_2$ $\mu s$	Time $t_3$ $\mu s$	Time delay (5) $t_d$ $\mu s$	Voltage $u'$ kV	Time (5) $t'$ $\mu s$	RRRV $u_1/t_1$ or $u_c/t_3$ kV/ $\mu s$
	Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	Col 12
1	123	T100	1.40	98	49	183	196	—	2 [14]	49	27 [8]	2
2	123	T60	1.50	98	33	196	99	—	2 [10]	49	18 [26]	3
3	123	T30	1.54 (7)	—	—	201	—	40	6	67	19	5
4	123	T10	1.76 (7)	—	—	230	—	33	5	77	16	7
5	145	T100	1.40	115	58	215	232	—	2 [16]	58	31 [45]	2
6	145	T60	1.50	115	38	231	114	—	2 [12]	58	21 [31]	3
7	145	T30	1.54 (7)	-	-	237	-	47	7	79	23	5
8	145	T10	1.76 (7)	-	-	272	-	39	6	91	19	7
9	170	T100	1.40	135	68	253	272	—	2 [19]	68	36 [53]	2
10	170	T60	1.50	135	45	271	135	—	2 [14]	68	25 [36]	3
11	170	T30	1.54 (7)	—	—	278	—	56	8	93	27	5
12	170	T10	1.76 (7)	—	-	320	—	46	7	106	22	7
13	245	T100	1.40	195	98	364	392	—	2 [7]	98	51 [76]	2
14	245	T60	1.50	195	65	390	195	-	2 [20]	98	35 [52]	3
15	245	T30	1.54 (7)	—	-	400	-	80	12	133	39	5
16	245	T10	1.76 (7)	—	-	459	-	66	10	153	32	7
17	362	T100	1.40	288	144	538	576	—	2 [40]	144	74 [112]	2
18	362	T60	1.50	288	96	576	288	—	2 [29]	144	50 [77]	3
19	362	T30	1.54 (7)	—	—	592	—	118	18	197	57	5
20	362	T10	1.76 (7)	—	-	676	-	97	15	226	47	7

## B. Capacitancias de Equipos

A continuación, se muestran los valores típicos de capacitancias para los distintos equipos de una subestación, según su nivel de tensión y tipo de equipo según corresponda.

Tabla B.1: Capacitancia de bushings [14]

Maximum system voltage (kV)	Capacitance (pF)			
	Air-to-oil, air-to-SF <sub>6</sub> laminated foil, oil and paper insulated	Air-to-SF <sub>6</sub> , SF <sub>6</sub> insulated	SF <sub>6</sub> -to-oil, SF <sub>6</sub> and oil insulated	Air-to-air, air-to-oil, air-to-SF <sub>6</sub> , solid insulated
15–72.5	150–650	25–150	-	30–200
72.5–800	100–1200	25–150	100–500	100–500

NOTE—Larger values of capacitance are typically associated with higher voltages but there is a wide range at each voltage level. Not all types of bushings are made at every voltage level.

Tabla B.2: Capacitancia de transformadores de medida inductivos [14]

Maximum system voltage (kV)	Outdoor potential transformer's capacitance (pF)	Outdoor current transformer Capacitance (pF)	SF <sub>6</sub> insulated potential transformer for GIS capacitance (pF)
15–72.5	125–500	75–260	200–400 (Epoxy insulated)
72.5–800	150–450	150–450	70–150 (Laminated foil, SF <sub>6</sub> insulated)

Tabla B.3: Capacitancia de transformadores de potencial capacitivos [14]

Voltage class (kV)	Capacitance (pF)
145	8000–16 000
170	4300–15 000
242	8000–11 000
362	7000–11 000
550	4000–7000
800	2000–4000

Tabla B.4: Capacitancias de otros equipos presentes en subestaciones [14]

Description	Capacitance (pF)
Outdoor support insulators	8–12 <sup>3</sup> maximum
Outdoor lightning arresters	80–120
Outdoor current-limiting reactors	150–250

Tabla B.5: Capacitancia de interruptores y desconectores [14]

Apparatus description	Capacitance (pF)			
	Maximum system voltage 15–72.5 kV		Maximum system voltage 72.5–800 kV	
	Open <sup>a</sup>	Closed	Open <sup>a</sup>	Closed
Outdoor, dead-tank, air, oil, vacuum, or SF <sub>6</sub> circuit breakers with oil and paper bushings	150–650	300–1300	250–550	500–1300
with SF <sub>6</sub> bushings	25–150	50–300	25–150	50–300
with solid resin bushings	50–200	100–400	100–500	200–1000
Outdoor, live-tank, air, oil, vacuum, or SF <sub>6</sub> circuit breakers	20–50	40–100 <sup>b</sup>	25–150	50–250 <sup>b</sup>
GIS circuit breakers	Note 2	Note 2	Note 2	Note 2
GIS disconnect switches	Note 2	Note 2	Note 2	Note 2
Outdoor SF <sub>6</sub> circuit switchers	20–40	40–100 <sup>b</sup>	25–100	50–200 <sup>b</sup>
Outdoor SF <sub>6</sub> circuit switchers with integral disconnect blade	25–80	60–120	30–200	80–250
Outdoor disconnect switches	20–60	30–100	30–130	60–200

NOTE 1—The higher values of capacitance are associated with the higher voltages.  
 NOTE 2—For GIS systems, the capacitance of disconnecting switches and circuit breakers does not vary greatly from the values per foot for the bus.

Para obtener los valores de capacitancias de equipos entre los rangos correspondientes se realiza una interpolación lineal. A modo de ejemplo se muestra la curva de capacitancia de un transformador de medida inductivo Segú nivel de tensión.

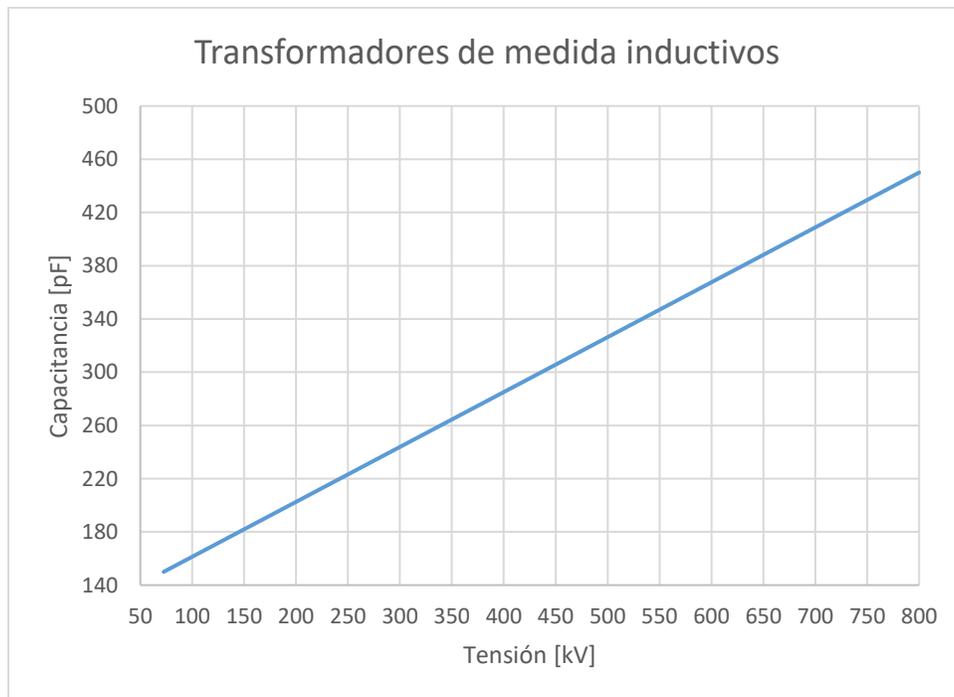


Figura B.1: Capacitancia de transformadores de medida inductivos según nivel de tensión

# C. Nuevas Centrales ERNC

Tabla C.1: Nuevas centrales ERNC [41]

Conexión	Nombre proyecto	Tecnología	Potencia (MW)	Desarrollador	Fecha PES	Licitación suministro	RCA
<b>Duqueco</b>	Coihue	Eólica	216	Mainstream	ene-21	Si	No
	Lomas de Duqueco	Eólica	46,2	Wpd	nov-20	Si	En calificación
	Central Frontera	Hidro Pasada	109,3	Inversiones La Frontera Sur SpA	abr-20	No	Si
<b>Puerto Montt</b>	Esperanza Eólica	Eólica	202,3	Mainstream	ene-21	Si	No
	Central Mediterráneo	Hidro Pasada	210	Mediterráneo S.A	oct-20	No	Si
<b>Mulchén</b>	San Gabriel	Eólica	183	Acciona	may-19	Si	Si
	Tolpán Sur	Eólica	204	Acciona	ene-21	Si	En calificación
	Eólico Las Viñas (Renaico II)	Eólica	35,8	Enel Green Power	ene-18	Si	En calificación
	Eólico Puelche (Renaico II)	Eólica	86,72	Enel Green Power	ene-18	Si	En calificación
	Los Guindos	Eólica	376,2	Cox	ene-21	Si	No
	Normalización tapoff Renaico	Eólica	88	Enel Green Power	ene-16	No	Si
	Rihue	Eólica	138,6	Rihue SpA	-	No	Si
	La Cabaña	Eólica	106	La Cabaña SpA	-	No	Si
	Los Olmos	Eólica	128,7	Inversiones Bosquemar Ltda.	-	No	Si
	Eólico Mulchén	Eólica	59,84	Enel Green Power	ene-21	No	Si
	Central Hidroeléctrica Rucalhue	Hidro Pasada	90	Atiaia Energía Chile SpA	dic-21	No	Si
	Eólico Collipulli	Eólica	48	Ener-Renova S.A	-	No	Si
<b>Tapoff Los Ángeles - Santa Fe</b>	San Manuel	Eólica	24	Mainstream	dic-17	Si	Si
	Alena	Eólica	44	Mainstream	dic-17	Si	Si
<b>Frutillar Norte</b>	Puelche Sur	Eólica	153	Mainstream	nov-20	Si	En calificación
	Aurora	Eólica	192	Mainstream	may-18	Si	Si
<b>Ciruelos</b>	Pichilingue	Eólica	120	Acciona	ene-21	Si	No
	San Pedro	Hidro Pasada	170	Colbún	oct-20	Si	Reingresado
<b>Cerros de Huichahue</b>	Camán	Eólica	240	Mainstream	dic-20	Si	No
<b>Rio Malleco</b>	Eólico Malleco	Eólica	270	Wpd	nov-20	Si	Si
	Los Trigales	Eólica	154,8	Atacama Energy Holdings SpA	dic-19	No	Si
<b>Los Ángeles 154</b>	Eólico Negrete	Eólica	36	Wpd	ago-17	Si	Si
	Mesamávida	Eólica	103,2	Consorcio Eólico Mesamávida SpA.	-	No	Si
<b>Nueva Ancud</b>	Eólico Chiloé	Eólica	100,8	Ecopower S.A.C	-	No	Si
	Eólico Ancud	Eólica	120	Viento Austral SpA.	feb-18	No	Si
	Piñón Blanco	Eólica	168,3	REI Desarrollo SpA	abr-18	No	Si

Tabla C.2: Nuevas central ERNC [41] (continuación)

Conexión	Nombre proyecto	Tecnología	Potencia (MW)	Desarrollador	Fecha PES	Licitación suministro	RCA
<b>Los Peumos</b>	Eólico Victoria	Eólica	259,2	Parque Eólico Victoria SpA	-	No	Si
	Piñón Blanco	Eólica	168,3	REI Desarrollo SpA	abr-18	No	Si
	Geotérmica Curacautín	Geotérmica	70	GGE SpA Chile	-	No	Si
<b>Campo Lindo</b>	Eólica Campo Lindo	Eólica	145,2	Parque Eólico Campo Lindo SpA	-	No	Si
<b>Tap María Dolores - Inforza</b>	Parque Eólico Santa Fe	Eólica	204,6	Wpd	ene-21	Si	No

## D. Código DPL de cortocircuito

Se presenta parte del código utilizado para obtener el nivel de cortocircuito, en la sección mostrada se aplica una falla trifásica sobre un conjunto de barras y se obtienen los resultados deseados, los cuales son exportados en un archivo de extensión .csv.

```
object SE,O1;
set C1;
int out;

double
I1a,I1b,I1c,I1,I2a,I2b,I2c,I2,I3a,I3b,I3c,I3,I4a,I4b,I4c,I4,I5a,I5b,I5c,I5,I6a,I6b,I6c,I6,I7a,I7b,I7c,I7,I8a,I8b
,I8c,I8,R,X,XR,S1b,S1c,S1,S2a,S2b,S2c,S2,Vnom;

string SE_name,Bus_name;

dir=sprintf('%s%s%s','C:\Users\me-ccolignon\Desktop\CSV_DPL_CC',year,'.csv');

fopen(dir,'w+',0);

fprintf(0,'%s;%s;%s;%s;%s;%s;%s;%s;%s;%s;%s;%s;%s;%s;%s;%s','Subestacion',Vnom
[kV]','Barra','Tipo de CC','Ikss [kA]','I [kA]','ip [kA]','Ib [kA]','Ik [kA]','Ith [kA]','idc [kA]','Iasy [kA]','Skss
[MVA]','Sb [MVA]','R [ohm]','X [ohm]','X/R','N°');

i=1;
C1=Barras.GetAll('ElmTerm');
O1=C1.First();

while(O1){
    out=O1.IsOutOfService();
    CC3F:shcobj=O1;
    CC3F.Execute();

    I1a=O1.m:Ikss:A;I1b=O1.m:Ikss:B;I1c=O1.m:Ikss:C;I1=max(I1a,I1b,I1c);
    I2a=O1.m:I:A;I2b=O1.m:I:B;I2c=O1.m:I:C;I2=max(I2a,I2b,I2c);
    I3a=O1.m:ip:A;I3b=O1.m:ip:B;I3c=O1.m:ip:C;I3=max(I3a,I3b,I3c);
    I4a=O1.m:Ib:A;I4b=O1.m:Ib:B;I4c=O1.m:Ib:C;I4=max(I4a,I4b,I4c);
    I5a=O1.m:Ik:A;I5b=O1.m:Ik:B;I5c=O1.m:Ik:C;I5=max(I5a,I5b,I5c);
    I6a=O1.m:Ith:A;I6b=O1.m:Ith:B;I6c=O1.m:Ith:C;I6=max(I6a,I6b,I6c);
    I7a=O1.m:idc:A;I7b=O1.m:idc:B;I7c=O1.m:idc:C;I7=max(I7a,I7b,I7c);
    I8a=O1.m:Iasy:A;I8b=O1.m:Iasy:B;I8c=O1.m:Iasy:C;I8=max(I8a,I8b,I8c);
    S1a=O1.m:Skss:A;S1b=O1.m:Skss:B;S1c=O1.m:Skss:C;S1=max(S1a,S1b,S1c);
    S2a=O1.m:Sb:A;S2b=O1.m:Sb:B;S2c=O1.m:Sb:C;S2=max(S2a,S2b,S2c);
    R=O1.m:R:A;X=O1.m:X:A;XR=O1.m:XtoR:A;

    SE=O1.cpSubstat;

    while(SE){
        SE_name=sprintf('%s',SE.loc_name);
        break;
    }
}
```

```
while(.not.SE){
  SE_name=sprintf('%s',O1:loc_name);
  break;
}
Bus_name=sprintf('%s',O1:loc_name);
Vnom=O1:uknom;

fprintf(0,'%s;%f;%s;%s;%f;%f;%f;%f;%f;%f;%f;%f;%f;%f;%f',SE_name,Vnom,Bus_name,'3F'
,I1,I2,I3,I4,I5,I6,I7,I8,S1,S2,R,X,XR,i);
```

## E. Código Matlab

Se muestra el código utilizado en Matlab, se realiza la lectura de información desde planillas Excel y se obtiene para cada vector de tensión el máximo valor, el primer máximo, el tiempo del primer máximo y el momento en que empieza la apertura de cada polo. Así, se logra obtener lo presentado en la sección de resultados.

```
clc
t25=xlsread('AJA_220_2',6,'U1:U120002'); %J3 TLF
A25=xlsread('AJA_220_2',6,'V1:V120002');
B25=xlsread('AJA_220_2',6,'W1:W120002');
C25=xlsread('AJA_220_2',6,'X1:X120002');
t25=t25*1000000; %[tiempo en [us]
A=abs(A25);
B=abs(B25);
C=abs(C25);
t=t25;
i=1;
while A(i+1)-A(i)<0.5
    i=i+1;
end
ta=t(i-1);
PA=findpeaks(A);
j=1;
while PA(j+1)-PA(j)<5
    j=j+1;
end
FPA=PA(j+1);
k=find(FPA==A);
tFPA=t(k);
MRA=(FPA/(tFPA-ta));
MTA=max(A);
i=1;
while B(i+1)-B(i)<0.5
    i=i+1;
end
tb=t(i-1);
PB=findpeaks(B);
j=1;
while PB(j+1)-PB(j)<5
    j=j+1;
end
FPB=PB(j+1);
k=find(FPB==B);
tFPB=t(k);
MRB=(FPB/(tFPB-tb));
MTB=max(B);
i=1;
while C(i+1)-C(i)<0.5
    i=i+1;
end
tc=t(i-1);
PC=findpeaks(C);
```

```
j=1;
while PC(j+1)-PC(j)<5
    j=j+1;
end
FPC=PC(j+1);
k=find(FPC==C);
tFPC=t(k);
MRC=(FPC/(tFPC-tc));
MTC=max(C);
RES=[MTA MTB MTC MRA MRB MRC];
```

# F. Modelos PSCAD

En la presente sección se muestran los modelos desarrollados en PSCAD para los estudios de transitorios electromagnéticos, según la subestación y la topología correspondiente a cada alternativa de transmisión.

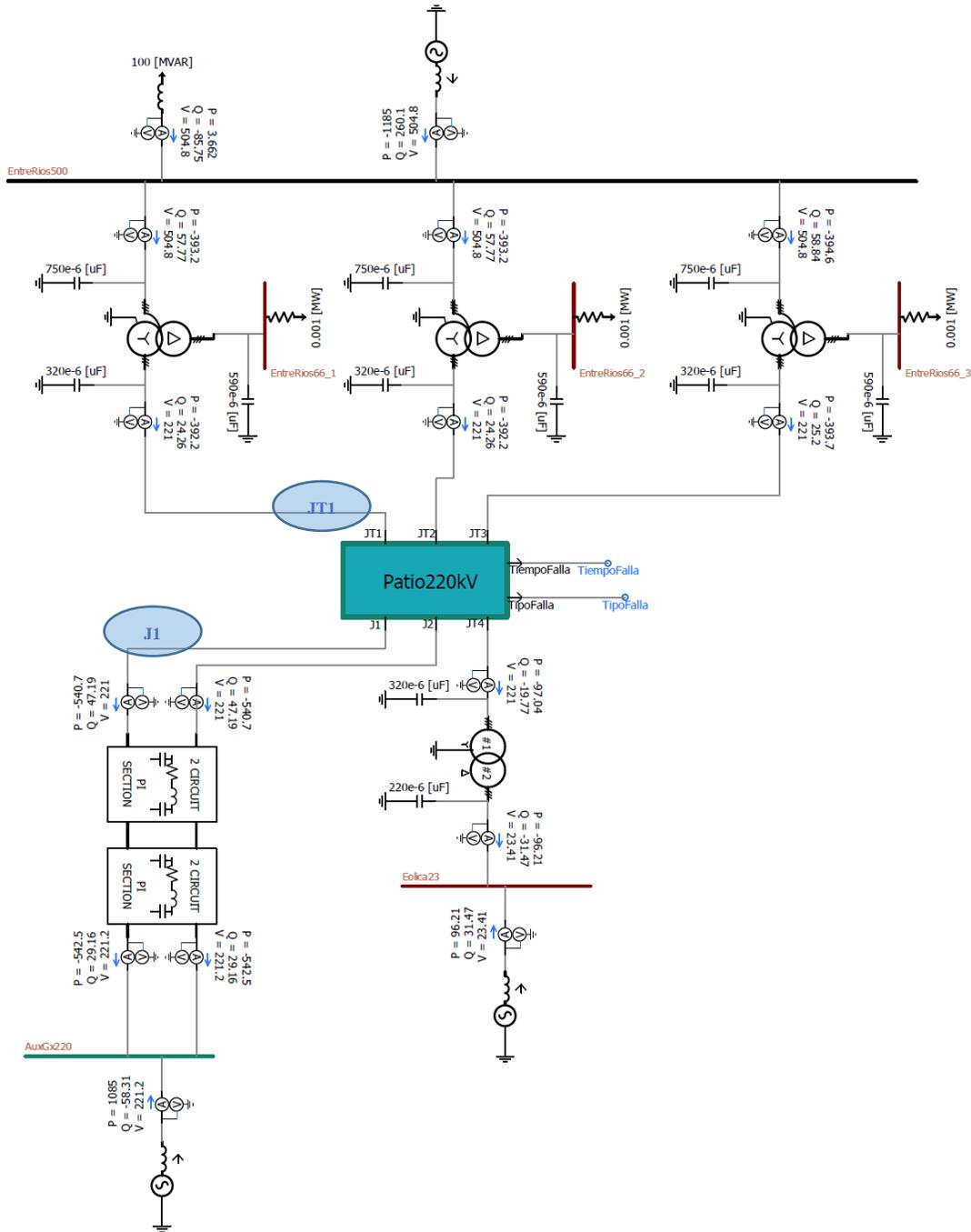


Figura F.1: Entre Ríos 220 [kV] Alternativa HVAC

La topología presentada en la Figura F.1, es la misma que para la alternativa HVDC 2.

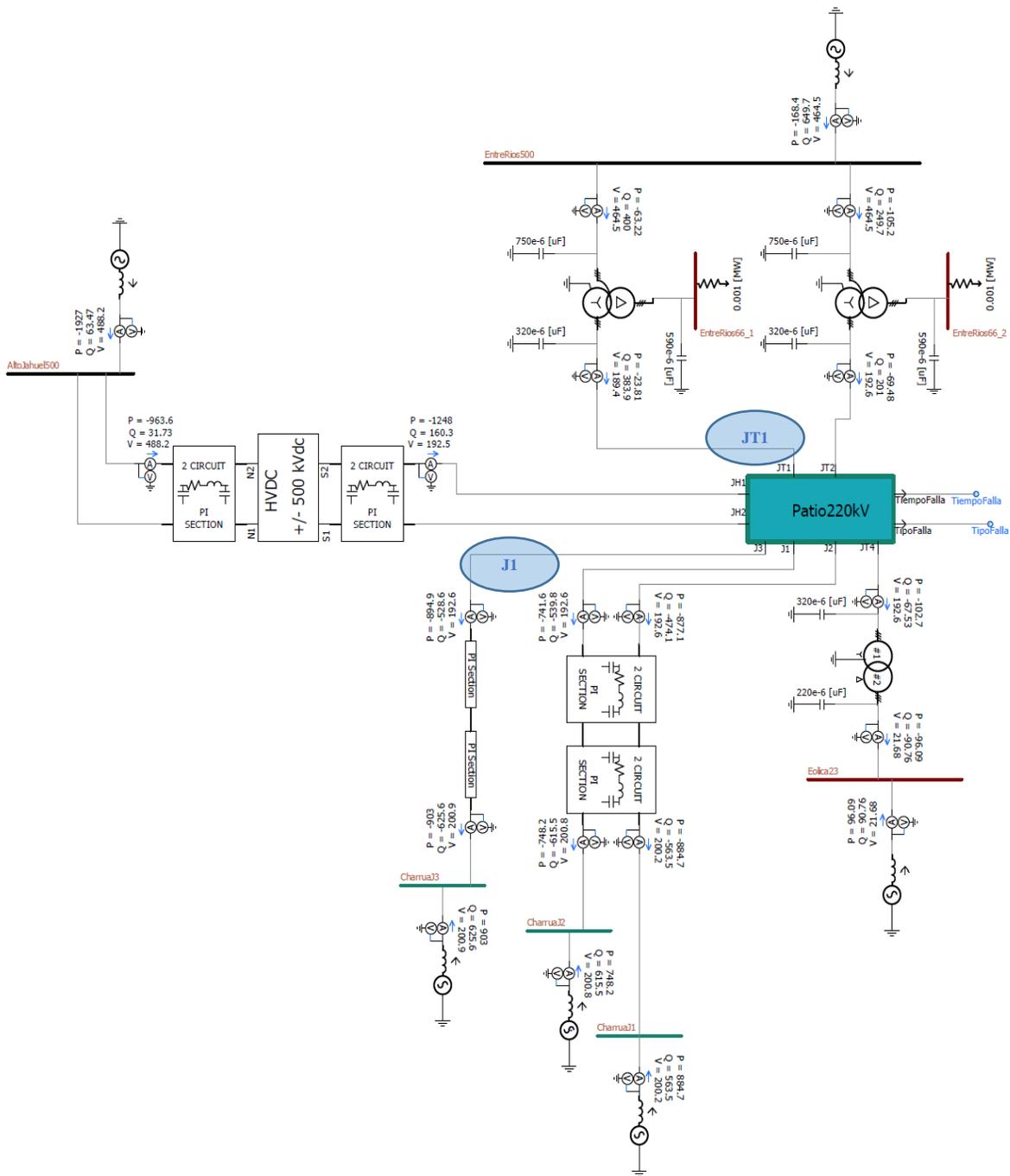


Figura F.2: Entre Ríos 220 [kV] Alternativa HVDC 1

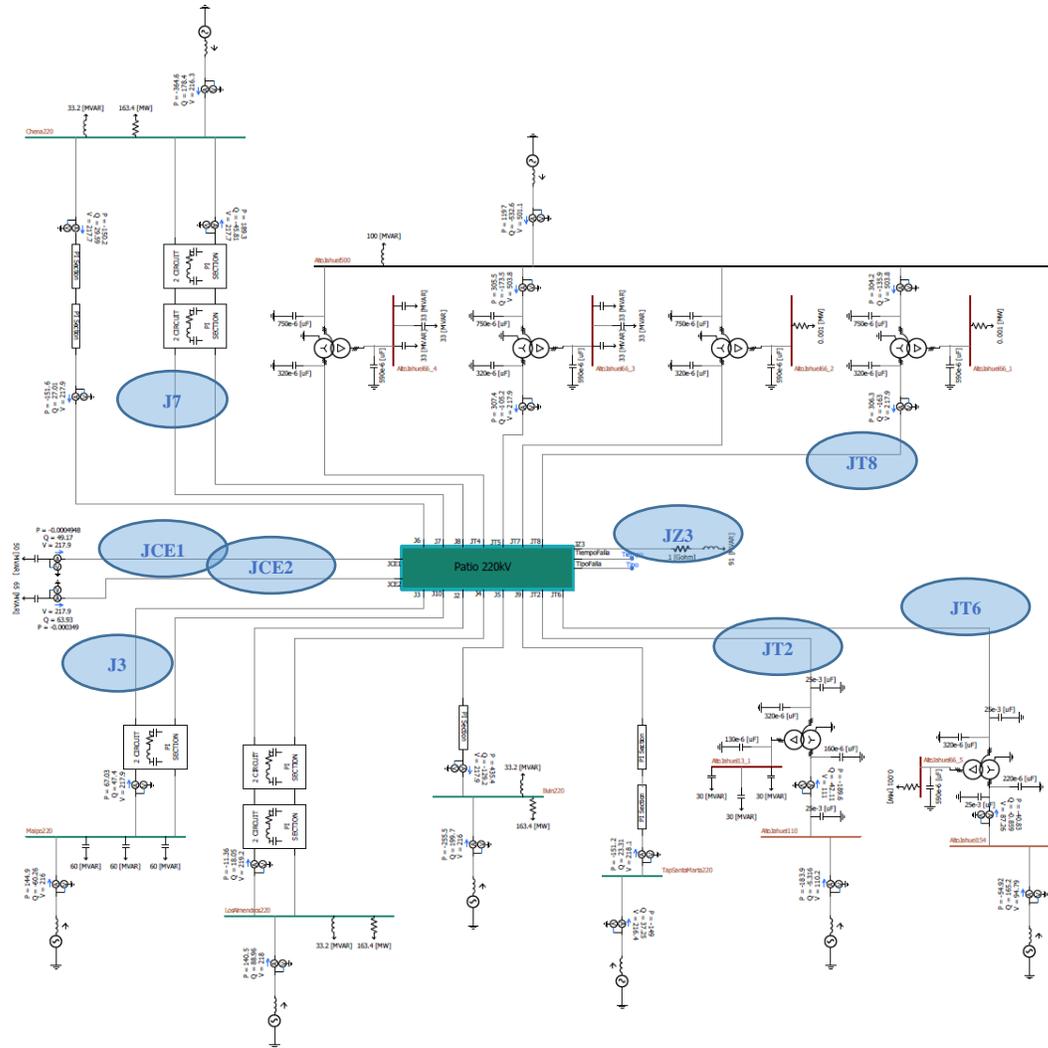


Figura F.3: Alto Jahuel 220 [kV] Todas las alternativas

Para la subestación Alto Jahuel 220 [kV], la topología no cambia entre las alternativas estudiadas. Según el caso, los elementos de compensación reactiva están en operación o fuera de servicio.

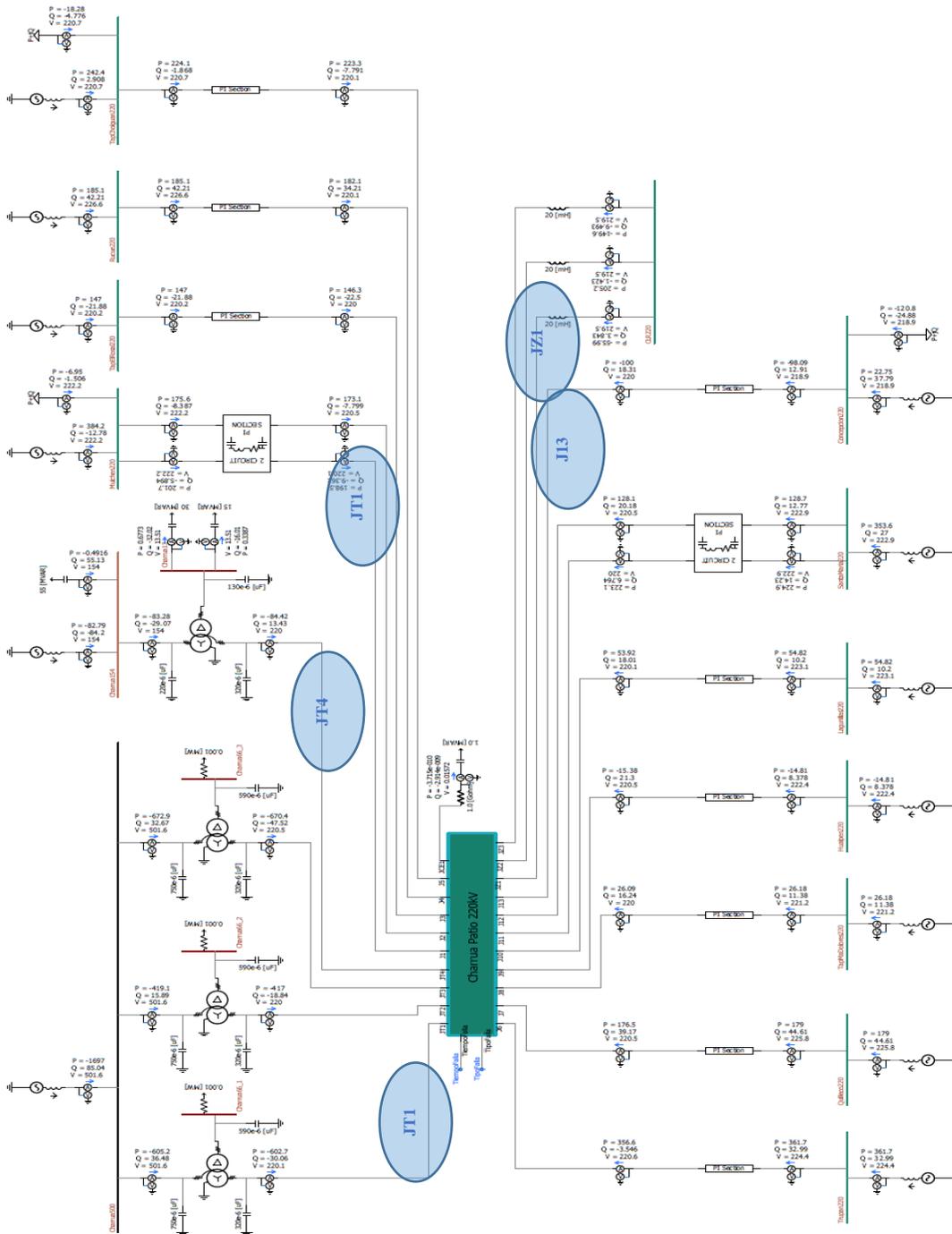


Figura F.4: Charrúa 220 [kV] Alternativa HVAC

El principal interés en estudiar la subestación Charrúa 220 [kV] se relaciona a estudiar el impacto de la instalación de CLR.

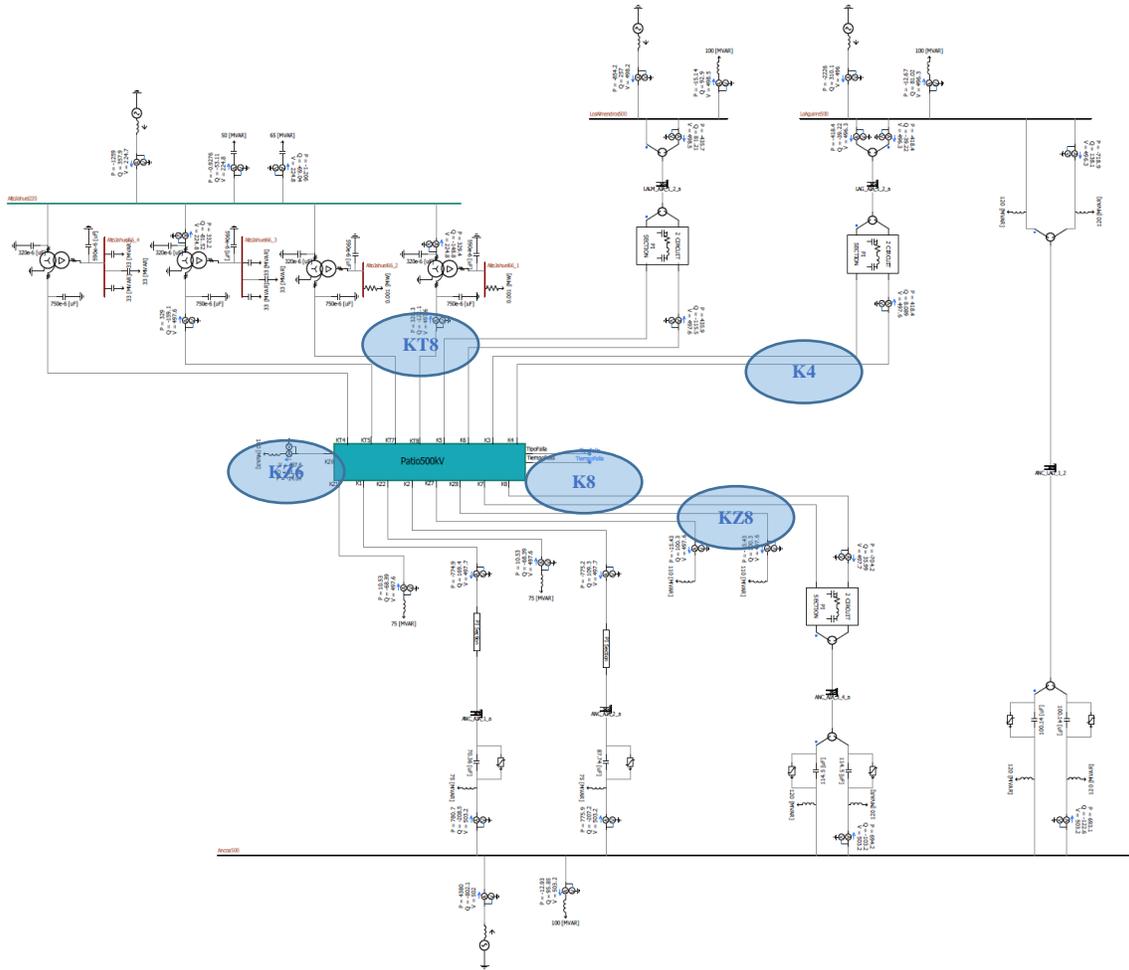


Figura F.5: Alto Jahuel 500 [kV] HVAC

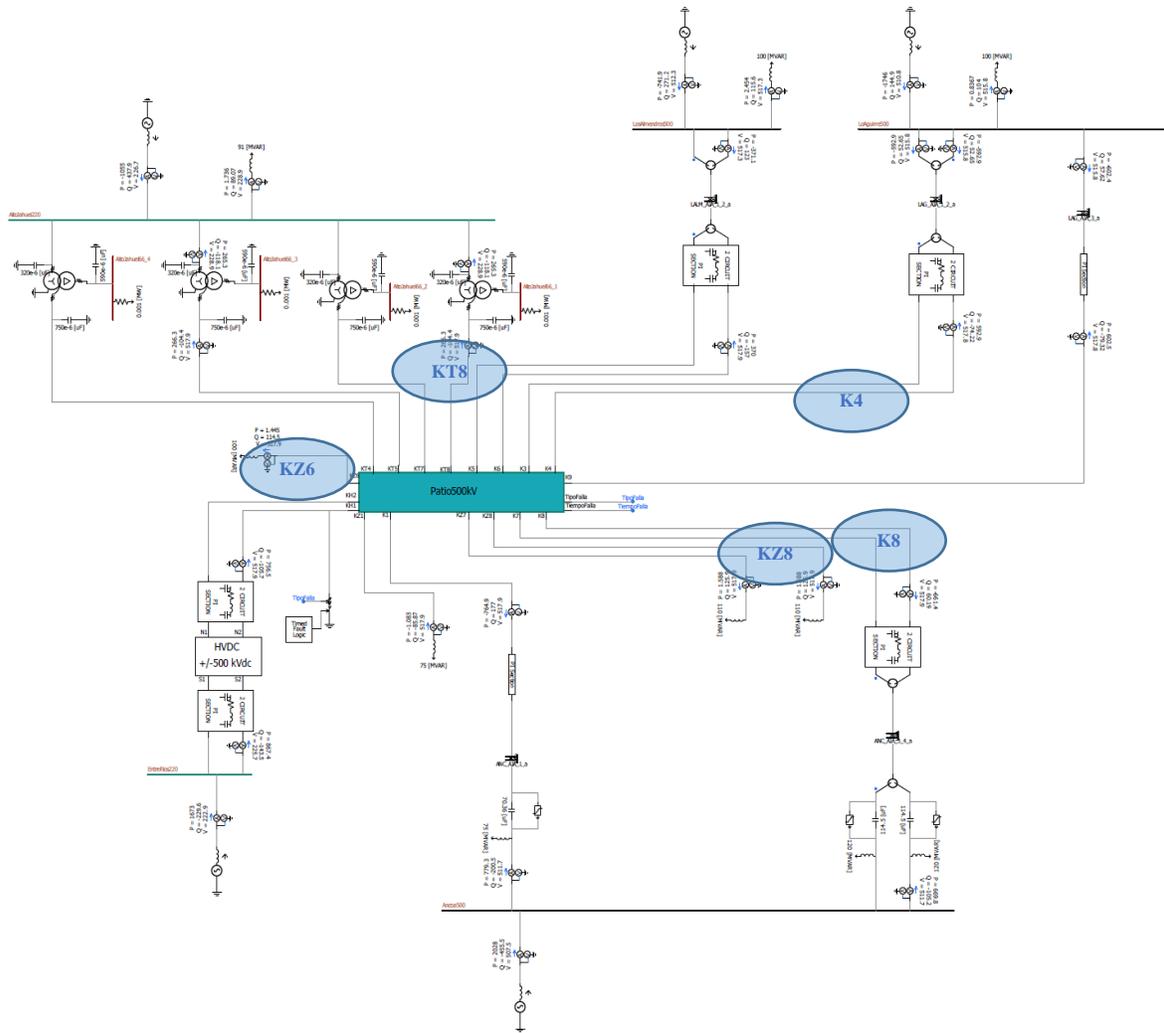


Figura F.6: Alto Jahuel 500 [kV] Alternativas HVDC

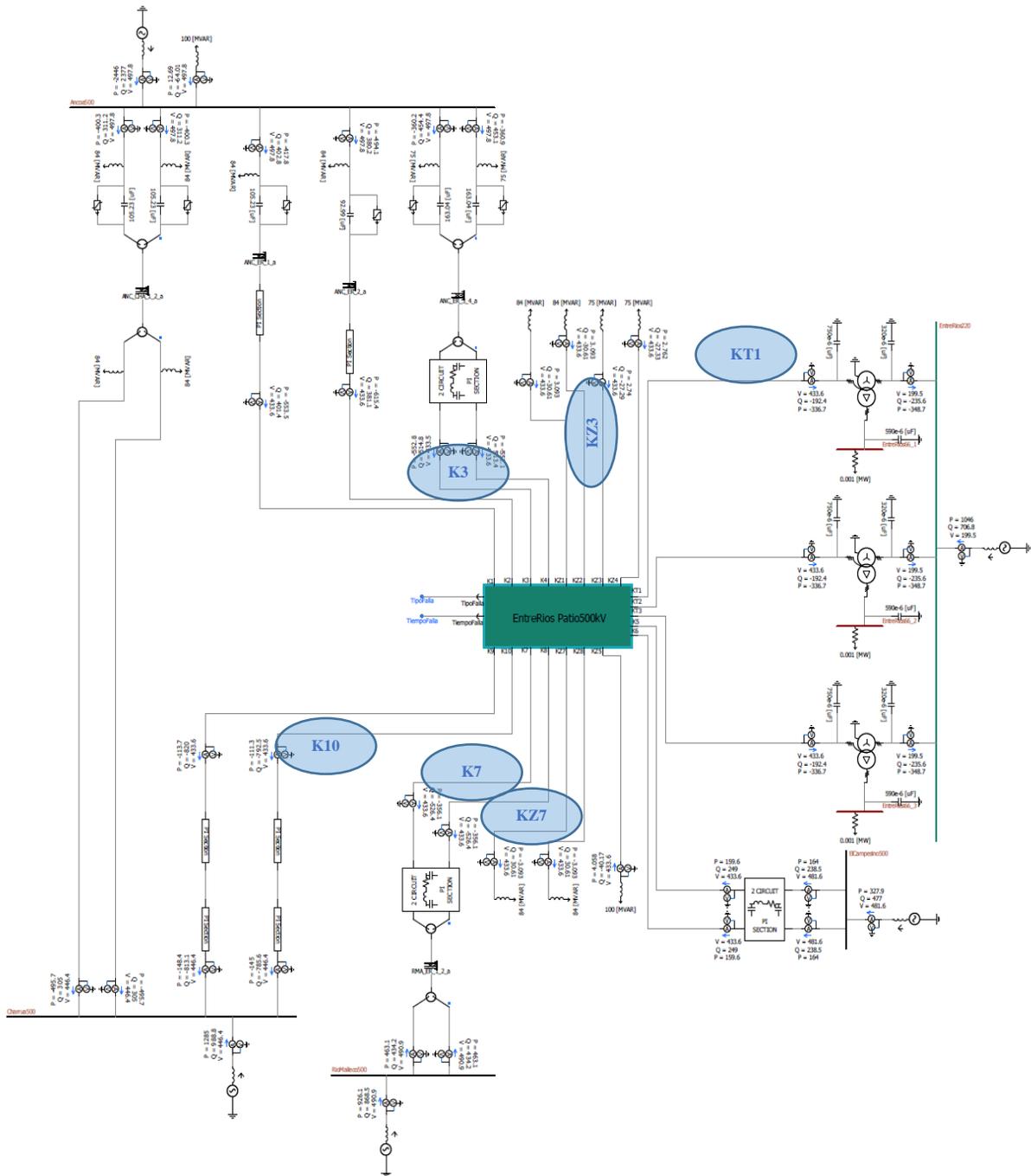
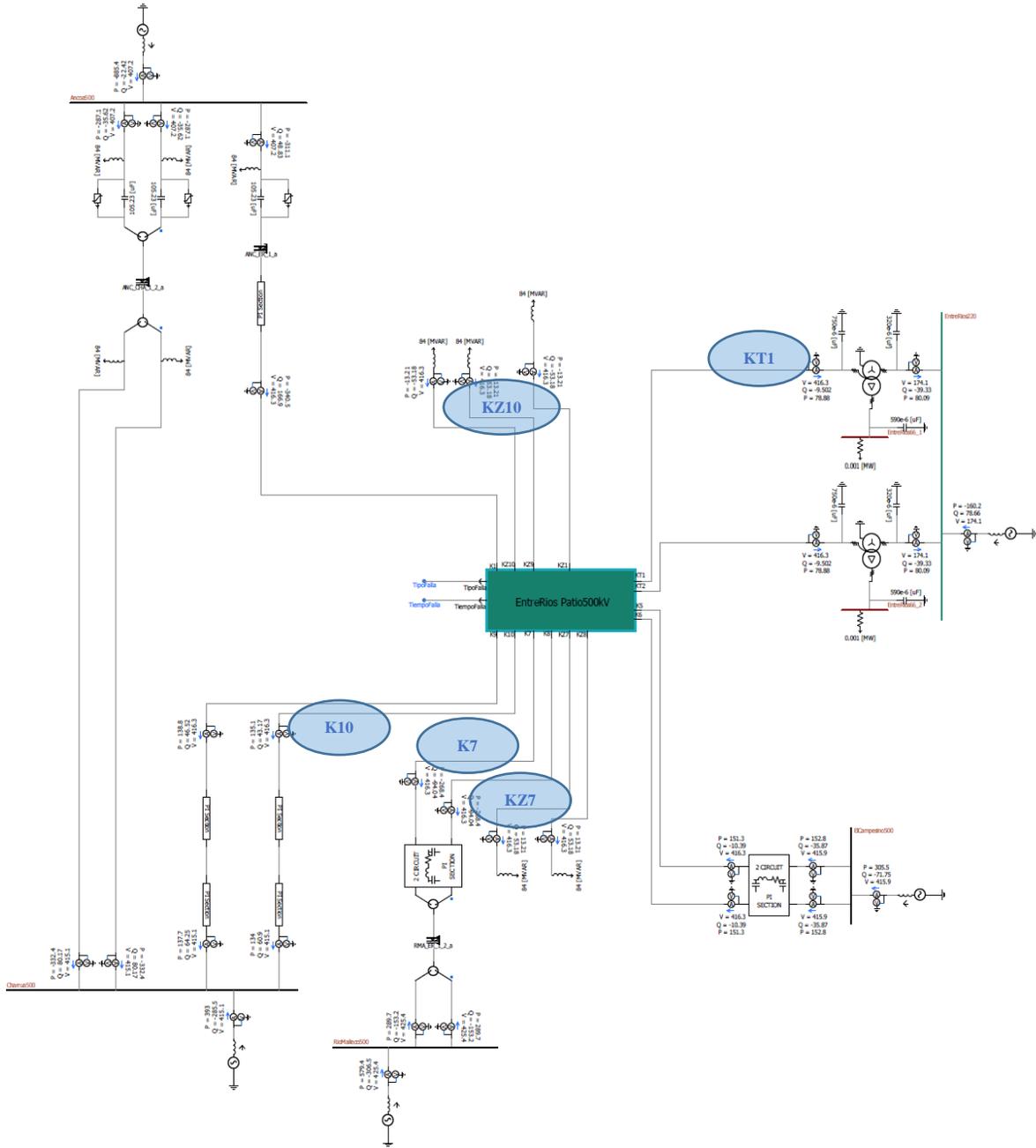


Figura F.7: Entre Ríos 500 [kV] Alternativa HVAC



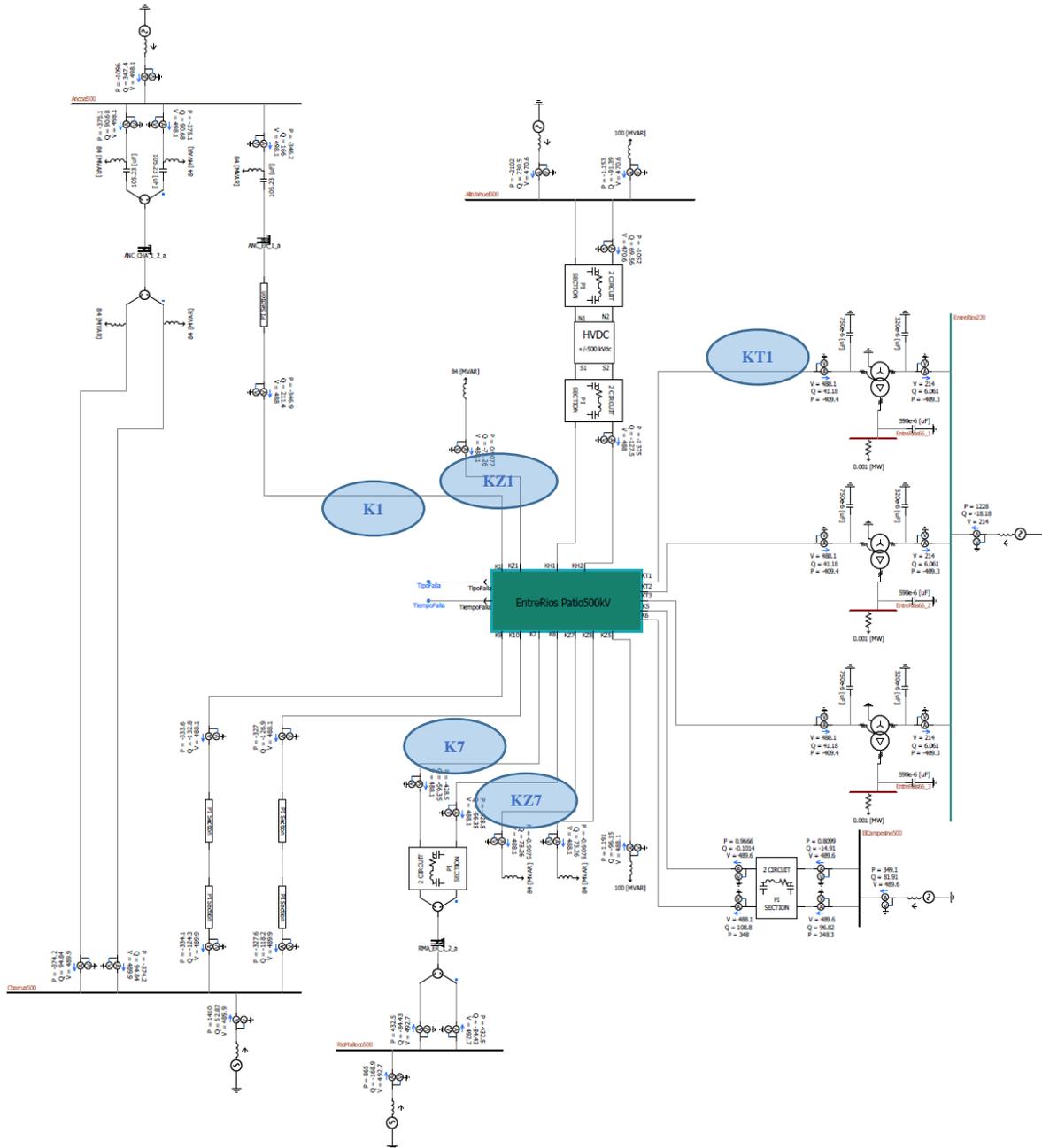


Figura F.9: Entre Ríos 500 [kV] Alternativa HVDC 2