



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

**ANÁLISIS DEL TRV EN EL SEN Y PROPOSICIÓN DE TÉCNICAS DE  
MITIGACIÓN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

**GUIDO IGNACIO ESCUDERO CHAMBER**

PROFESOR GUÍA:  
NELSON MORALES OSORIO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
SERGIO MARCHANT KLEIN  
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE  
2022

## ANÁLISIS DEL TRV EN EL SEN Y PROPOSICIÓN DE TÉCNICAS DE MITIGACIÓN

La presente memoria efectúa un análisis de la metodología establecida por el Coordinador Eléctrico Nacional para realizar estudios de TRV (*Transient Recovery Voltage*) en Chile. A partir de ello, se desarrolló un caso de estudio modelando a la subestación Los Vilos 220 kV (región de Coquimbo) y su zona de influencia en el *software* de transitorios electromagnéticos ATP (*Alternative Transient Program*), obteniendo las máximas solicitaciones de TRV y RRRV (*Rate of Rise of Recovery Voltage*) del interruptor J2, correspondiente al circuito C2 de la línea 2x220 kV Los Vilos - Nogales. Posteriormente, con sensibilidades que mantuvieron todas las condiciones del caso base y modificaron independientemente un solo parámetro de modelación, se comparó los niveles de TRV y RRRV del caso base con los producidos al incorporar potenciales mecanismos de mitigación.

Como resultado del caso base se obtuvo que la máxima solicitación de TRV fue de 445,2 kV y la de RRRV de 3,150  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ , con máximos soportables de 400 kV y 3  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ , razón por la cual, existió simultáneamente incumplimiento de TRV y RRRV. Se destaca que los resultados del caso base corresponden a un caso de estudio y no a las solicitaciones reales del interruptor J2 de la subestación Los Vilos 220 kV.

En la sensibilidad I, se añadió el soterramiento del paño de línea del interruptor J2, obteniendo un máximo TRV de 513,4 kV y RRRV de 0,973  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ , con máximos soportables de 364 kV y 2  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ , de modo que se evidenció cumplimiento normativo de RRRV e incumplimiento de TRV. Comparativamente respecto al caso base, se tuvo un aumento del TRV en un 15,32 % y una disminución del RRRV en el 69,11 %, concluyéndose que el soterramiento de un paño de línea conlleva a mayores solicitaciones de TRV y menores de RRRV. De esta forma, un mecanismo de mitigación del TRV consiste en usar un paño de línea con llegada aérea en vez de soterrada, mientras que, un mecanismo de mitigación del RRRV estriba en utilizar un paño de línea soterrado.

En la sensibilidad II, se incorporaron resistencias de preinserción en los bornes del interruptor J2, estudiando de manera independiente valores de 300, 450 y 600  $\Omega$ . En todos los casos resultó que las solicitaciones estaban dentro de lo requerido por la normativa, siendo inferiores a los máximos soportables de 459 kV y 7  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ . Referente a la mitigación, en todos los casos, la reducción del TRV fue superior al 50 % y del RRRV al 90 %, evidenciándose una proporcionalidad en que las menores mitigaciones se tuvieron con 300  $\Omega$  y las mayores con 600  $\Omega$ . Se concluyó que la incorporación de resistencias de preinserción en los bornes de un interruptor conlleva a reducciones en las máximas solicitaciones de TRV y RRRV, teniéndose que su uso es útil para la mitigación de TRV y RRRV.

*Humano es expresar una cosa doblemente y  
concederle un pie derecho y un pie izquierdo.  
La verdad puede, ciertamente, sostenerse  
sobre un solo pie, pero con dos caminará  
y realizará su trayecto.*

***Friedrich Nietzsche***

# Agradecimientos

Al momento de escribir estas palabras, no puedo dejar de pensar en todas las personas, momentos y hechos que me trajeron hasta acá. Primeramente, sin duda, pienso en la dificultad que significa decidir una carrera, una orientación profesional y un perfil en el cual desenvolverse el resto de la vida y con ello aportar un pequeño grano de arena siendo mínima parte de un puente que lleve al progreso, mejoramiento y búsqueda de una mejor sociedad.

En mis primeros años de educación media, por motivos socioeconómicos nunca pensé que tendría una carrera profesional, mucho menos en la Universidad de Chile. Señalado esto, agradezco mucho al profesor David Aparicio por mostrarme que tengo habilidades en el área Lógica-Matemática, lo cual en mis años de educación básica nunca logré percibir. De igual manera, dar gracias al profesor Felipe Díaz, quien me demostró que el verdadero entendimiento de algo se tiene cuando ello puede ser explicado de forma clara a una tercera persona. Agradecer también a mi compañero Jacobo Negrete quién me ayudó en el proceso de cambio de colegio para así en tercero y cuarto medio lograr una mejor base de cara a la Universidad. De la misma forma, dar las gracias al director Víctor Salgado por mostrarme un grado de exigencia que me fue de mucha utilidad a posteriori. No puedo dejar pasar el hecho que si bien en mi juventud tenía noción de mis habilidades relacionadas con la Matemática, fue gracias al profesor Luis León, que pude tomar consciencia que también tengo las capacidades para desenvolverme en otras ciencias como la Física y con ello abrir un mundo de oportunidades en diferentes tipos de carreras. Respecto a la elección de especialidad, tuve las dudas normales respecto a cuál optar dentro de Ingeniería, es por esto que agradezco al profesor Alberto Faraggi, ya que fue en el ramo de Electromagnetismo en el cual comenzó mi entusiasmo por seguir el camino de la Ingeniería Eléctrica.

También mis agradecimientos para los profesores Pablo Medina, Marcos Díaz, Patricio Mendoza, Claudio Pérez, junto a todos los profesores y profesoras del DIE que me han entregado una solida formación que me será de mucha utilidad para el futuro. Particulares agradecimientos al profesor Nelson Morales por los conocimientos ofrecidos en los ramos de “Puesta a Tierra” e “Ingeniería en Alta Tensión” y por la voluntad de acompañarme en este proceso de titulación. Dar gracias al profesor Andrés Caba por su buena disposición para participar en este proceso como profesor coguía y también por estar siempre disponible ante cualquier problema o consulta durante la carrera. Agradecer también al profesor Sergio Marchant por los conocimientos entregados en los cursos de “proyectos” y por su participación como profesor integrante.

Agradezco a todos los amigos que me han apoyado estos años y les deseo muchos éxito en todo lo que se propongan, gracias Juan Vallejos, Francisco Madariaga, Néstor Álvarez, Franco Godoy, Ariel Chali, Pablo Bogado, José Cadiz, Luciano Voglio y Daniel Rojas.

# Tabla de contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación y antecedentes . . . . .	1
1.2. Descripción del problema . . . . .	2
1.3. Objetivos . . . . .	3
1.3.1. Objetivo general . . . . .	3
1.3.2. Objetivos específicos . . . . .	3
1.4. Alcance . . . . .	3
1.5. Estructura de la Memoria . . . . .	4
<b>2. Marco teórico y estado del arte</b>	<b>5</b>
2.1. Sobretensiones . . . . .	5
2.1.1. Sobretensión permanente de frecuencia industrial . . . . .	5
2.1.2. Sobretensión temporal . . . . .	5
2.1.3. Sobretensión transitoria . . . . .	5
2.1.4. Sobretensión combinada . . . . .	6
2.2. Transient Recovery Voltage . . . . .	7
2.2.1. Descripción . . . . .	7
2.2.2. Tipos de TRV . . . . .	7
2.2.2.1. TRV exponencial . . . . .	7
2.2.2.2. TRV oscilatorio . . . . .	8
2.2.2.3. TRV en falla de línea corta . . . . .	8
2.2.3. ¿Por qué se produce un voltaje entre los terminales de un interruptor al despejar una falla? . . . . .	9
2.2.4. Dimensionamiento de interruptores según criterio de TRV . . . . .	10
2.2.5. Estado del arte - Mitigación de TRV . . . . .	12
<b>3. Metodología y aportes del trabajo de Memoria</b>	<b>13</b>
3.1. Formalización del problema . . . . .	13
3.2. Metodología de trabajo . . . . .	14
3.3. Resultados esperados . . . . .	14
<b>4. Directrices para estudios de TRV establecidas por el Coordinador</b>	<b>15</b>
4.1. Tipos de análisis . . . . .	15
4.1.1. Tipos de fallas . . . . .	15
4.1.2. Localizaciones de fallas . . . . .	15
4.2. Modelación . . . . .	16
4.3. Simulación . . . . .	17
4.3.1. Simulaciones estadísticas . . . . .	17

4.3.2. Simulaciones deterministas . . . . .	17
<b>5. Modelación en ATP y sensibilidades</b>	<b>18</b>
5.1. Modelo en ATP . . . . .	18
5.2. Interruptores . . . . .	22
5.2.1. Interruptor J2 . . . . .	22
5.2.2. Modelo interruptor J2 en ATP . . . . .	22
5.2.3. Modelo interruptores zona de influencia . . . . .	22
5.3. Modelo líneas de transmisión . . . . .	23
5.4. Capacitancias parásitas equipos de subestaciones . . . . .	23
5.5. Pararrayos . . . . .	24
5.6. Modelación sensibilidades . . . . .	25
5.6.1. Sensibilidad I - Soterramiento . . . . .	25
5.6.2. Sensibilidad II - Resistencias de preinserción . . . . .	27
<b>6. Resultados del caso base</b>	<b>28</b>
6.1. Resultados del caso base - Interruptor J2 subestación Los Vilos 220 kV . . . .	28
6.1.1. Simulaciones estadísticas . . . . .	28
6.1.2. Simulación determinista . . . . .	30
<b>7. Resultados sensibilidad I</b>	<b>31</b>
7.1. Caso con soterramiento . . . . .	31
7.1.1. Simulaciones estadísticas . . . . .	31
7.1.2. Simulación determinista . . . . .	33
7.2. Análisis de resultados sensibilidad I . . . . .	34
<b>8. Resultados sensibilidad II</b>	<b>35</b>
8.1. Caso con resistencias de preinserción de 300 $\Omega$ . . . . .	35
8.1.1. Simulaciones estadísticas . . . . .	35
8.1.2. Simulación determinista . . . . .	37
8.2. Caso con resistencias de preinserción de 450 $\Omega$ . . . . .	38
8.2.1. Simulaciones estadísticas . . . . .	38
8.2.2. Simulación determinista . . . . .	40
8.3. Caso con resistencias de preinserción de 600 $\Omega$ . . . . .	41
8.3.1. Simulaciones estadísticas . . . . .	41
8.3.2. Simulación determinista . . . . .	43
8.4. Análisis de resultados sensibilidad II . . . . .	44
<b>9. Conclusiones</b>	<b>45</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>50</b>

# Índice de tablas

2.1.	Tipos de sobretensiones establecidas en la norma IEC-60071. . . . .	6
2.2.	Límites de TRV y RRRV, Norma IEC 62271-100. . . . .	10
5.1.	Interruptor J2 subestación Los Vilos 220 kV. . . . .	22
5.2.	Valores de las capacitancias parásitas utilizadas en el modelo. . . . .	23
5.3.	Modelo de pararrayo en subestación Los Vilos 220 kV - ABB Pexlim Q. . . . .	24
5.4.	Modelo de pararrayo en subestación Nogales, Las Palmas y Los Espinos 220 kV - Siemens 3EP3. . . . .	24
5.5.	Modelo de pararrayo en subestación Doña Carmen 220 kV - Siemens 3EP6. . . . .	24
5.6.	Modelo de pararrayo en subestación Choapa 110 kV - Siemens 3EP6. . . . .	24
5.7.	Posiciones horizontales de conductores del soterramiento. . . . .	26
6.1.	Resultados simulaciones estadísticas - Interruptor J2 - Caso base. . . . .	28
6.2.	Máxima corriente para falla bifásica aislada en el inicio de línea - Interruptor J2 - Caso base. . . . .	29
6.3.	Máxima corriente para falla trifásica a tierra en el 75 % de línea - Interruptor J2 - Caso base. . . . .	29
6.4.	Máximas solicitaciones y valores soportables - Interruptor J2 - Caso base. . . . .	29
6.5.	Tiempos de operación del interruptor maestro en la simulación con máximo TRV - Caso base. . . . .	30
6.6.	Tiempos de operación del interruptor esclavo en la simulación con máximo TRV - Caso base. . . . .	30
7.1.	Resultados simulaciones estadísticas - Interruptor J2 - Sensibilidad I. . . . .	31
7.2.	Máxima corriente para falla bifásica aislada en el inicio de línea - Interruptor J2 - Sensibilidad I. . . . .	32
7.3.	Máximas solicitaciones y valores soportables - Interruptor J2 - Sensibilidad I. . . . .	32
7.4.	Tiempos de operación del interruptor maestro en la simulación con máximo TRV - Sensibilidad I. . . . .	33
7.5.	Tiempos de operación del interruptor esclavo en la simulación con máximo TRV - Sensibilidad I. . . . .	33
7.6.	Resultados sensibilidad I, variaciones RCB. . . . .	34
8.1.	Resultados simulaciones estadísticas - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 300 $\Omega$ . . . . .	35
8.2.	Máxima corriente para falla trifásica aislada en 1 km de línea - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 300 $\Omega$ . . . . .	36
8.3.	Máxima corriente para falla trifásica a tierra en 1 km de línea - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 300 $\Omega$ . . . . .	36
8.4.	Máximas solicitaciones y valores soportables - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 300 $\Omega$ . . . . .	36
8.5.	Tiempos de operación del interruptor maestro en la simulación con máximo TRV - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 300 $\Omega$ . . . . .	37

8.6.	Tiempos de operación del interruptor esclavo en la simulación con máximo TRV - Sensibilidad II - 300 $\Omega$ . . . . .	37
8.7.	Resultados simulaciones estadísticas - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 450 $\Omega$ . . . . .	38
8.8.	Máxima corriente para falla trifásica aislada en 1 km de línea - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 450 $\Omega$ . . . . .	39
8.9.	Máxima corriente para falla trifásica a tierra en 1 km de línea - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 450 $\Omega$ . . . . .	39
8.10.	Máximas solicitaciones y valores soportables - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 450 $\Omega$ . . . . .	39
8.11.	Tiempos de operación del interruptor maestro en la simulación con máximo TRV - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 450 $\Omega$ . . . . .	40
8.12.	Tiempos de operación del interruptor esclavo en la simulación con máximo TRV - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 450 $\Omega$ . . . . .	40
8.13.	Resultados simulaciones estadísticas - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 600 $\Omega$ . . . . .	41
8.14.	Máxima corriente para falla trifásica aislada en 1 km de línea - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 600 $\Omega$ . . . . .	42
8.15.	Máximas solicitaciones y valores soportables - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 600 $\Omega$ . . . . .	42
8.16.	Tiempos de operación del interruptor maestro en la simulación con máximo TRV - Sensibilidad II - 600 $\Omega$ . . . . .	43
8.17.	Tiempos de operación del interruptor esclavo en la simulación con máximo TRV - Sensibilidad II - 600 $\Omega$ . . . . .	43
8.18.	Resultados sensibilidad II, variaciones RCB. . . . .	44
9.1.	Máximas solicitaciones y valores soportables - Interruptor J2 SE Los Vilos 220 kV - Caso base. . . . .	47
9.2.	Resultados sensibilidad I, variaciones RCB - Interruptor J2 SE Los Vilos 220 kV. . . . .	47
9.3.	Resultados sensibilidad II, variaciones RCB - Interruptor J2 SE Los Vilos 220 kV. . . . .	48
9.1.	Capacitancias parásitas subestación Las Palmas 220 kV. . . . .	75
9.2.	Capacitancias parásitas subestación Los Vilos 220 kV. . . . .	75
9.3.	Capacitancias parásitas subestación Los Espinos 220 kV. . . . .	75
9.4.	Capacitancias parásitas subestación Nogales 220 kV. . . . .	76
9.5.	Capacitancias parásitas subestación Choapa 110 kV. . . . .	76
9.6.	Capacitancias parásitas subestación Doña Carmen 220 kV. . . . .	76

# Índice de ilustraciones

2.1.	Transient Recovery Voltage (TRV). . . . .	7
2.2.	TRV exponencial. . . . .	8
2.3.	TRV oscilatorio. . . . .	8
2.4.	TRV en falla de línea corta. . . . .	8
2.5.	Curva de referencia de dos parámetros. . . . .	11
2.6.	Curva de referencia de cuatro parámetros. . . . .	11
3.1.	Metodología de trabajo. . . . .	14
5.1.	Diagrama unilineal simplificado de la zona de influencia. . . . .	18
5.2.	Modelo en ATP. . . . .	19
5.3.	Acercamiento modelo en ATP - Zona Los Vilos 220 kV. . . . .	19
5.4.	Acercamiento modelo en ATP - Zona Choapa 110 kV. . . . .	20
5.5.	Acercamiento modelo en ATP - Zona Las Palmas 220 kV. . . . .	20
5.6.	Acercamiento modelo en ATP - Zona Nogales 220 kV. . . . .	21
5.7.	Modelo interruptor J2 en ATP. . . . .	22
5.8.	Modelo interruptores zona de influencia estado cerrado. . . . .	23
5.9.	Modelo líneas de transmisión. . . . .	23
5.10.	Modelación soterramiento en ATP. . . . .	25
5.11.	Modelo del soterramiento. . . . .	26
5.12.	Parámetros geométricos del soterramiento. . . . .	26
5.13.	Modelo interruptor J2 en ATP con resistencias de preinserción. . . . .	27
6.1.	Diferencia de tensión del interruptor J2 en la simulación con máximo TRV - Fase B - Caso base. . . . .	30
7.1.	Diferencia de tensión del interruptor J2 en la simulación con máximo TRV - Fase A - Sensibilidad I. . . . .	33
8.1.	Diferencia de tensión del interruptor J2 en la simulación con máximo TRV - Fase B - Sensibilidad II - 300 $\Omega$ . . . . .	37
8.2.	Diferencia de tensión del interruptor J2 en la simulación con máximo TRV - Fase B - Sensibilidad II - 450 $\Omega$ . . . . .	40
8.3.	Diferencia de tensión del interruptor J2 en la simulación con máximo TRV - Fase B - Sensibilidad II - 600 $\Omega$ . . . . .	43
9.1.	Transformador Totoral 66/220 kV. . . . .	51
9.2.	Transformador Punta Palmeras 12/220 kV. . . . .	52
9.3.	Transformador Canela I 23/220 kV. . . . .	52
9.4.	Transformador Canela II 12/220 kV. . . . .	53
9.5.	Transformador Los Espinos 23/220 kV. . . . .	53
9.6.	Transformador Choapa 23/110/220 kV. . . . .	54
9.7.	Transformador Doña Carmen 23/220 kV. . . . .	54
9.8.	Línea 2x220 kV Punta Sierra - Las Palmas, modelo. . . . .	55

9.9.	Línea 2x220 kV Punta Sierra - Las Palmas, parámetros geométricos. . . . .	55
9.10.	Línea 2x220 kV Las Palmas - Los Vilos, modelo. . . . .	56
9.11.	Línea 2x220 kV Las Palmas - Los Vilos, parámetros geométricos. . . . .	56
9.12.	Línea 2x220 kV Los Vilos - Nogales, modelo. . . . .	57
9.13.	Línea 2x220 kV Los Vilos - Nogales, parámetros geométricos. . . . .	57
9.14.	Cable de Poder 2x220 kV Nogales - Nueva Ventanas, modelo. . . . .	58
9.15.	Cable de Poder 2x220 kV Nogales - Nueva Ventanas, parámetros geométricos.	58
9.16.	Línea 2x220 kV Nogales - Nueva Ventanas, modelo. . . . .	59
9.17.	Línea 2x220 kV Nogales - Nueva Ventanas, parámetros geométricos. . . . .	59
9.18.	Línea 2x220 kV Nogales - Quillota, modelo. . . . .	60
9.19.	Línea 2x220 kV Nogales - Quillota, parámetros geométricos. . . . .	60
9.20.	Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico Tramo 1, modelo. . . . .	61
9.21.	Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico Tramo 1, parámetros geométricos. . . . .	61
9.22.	Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico Tramo 2, modelo. . . . .	62
9.23.	Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico Tramo 2, parámetros geométricos. . . . .	62
9.24.	Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico Tramo 3, modelo. . . . .	63
9.25.	Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico Tramo 3, parámetros geométricos. . . . .	63
9.26.	Línea 1x220 kV Totoral - Las Palmas. . . . .	64
9.27.	Línea 1x220 kV Punta Palmeras - Las Palmas. . . . .	64
9.28.	Línea 1x220 kV Canela 1 - Las Palmas. . . . .	65
9.29.	Línea 1x220 kV Canela 2 - Las Palmas. . . . .	65
9.30.	Línea 1x220 kV Los Espinos - Los Vilos. . . . .	66
9.31.	Línea 1x220 kV Doña Carmen - tap-off Doña Carmen. . . . .	66
9.32.	Generador equivalente en Totoral 66 kV. . . . .	67
9.33.	Generador equivalente en Punta Palmeras 12 kV. . . . .	67
9.34.	Generador equivalente en Canela I 23 kV. . . . .	68
9.35.	Generador equivalente en Canela II 12 kV. . . . .	68
9.36.	Generador equivalente en Punta Sierra 220 kV. . . . .	69
9.37.	Generador equivalente en Las Palmas 220 kV. . . . .	69
9.38.	Generador equivalente en Ralco 220 kV. . . . .	70
9.39.	Generador equivalente en Choapa 110 kV. . . . .	70
9.40.	Generador equivalente en Los Espinos 23 kV. . . . .	71
9.41.	Generador equivalente en Doña Carmen 23 kV. . . . .	71
9.42.	Generador equivalente en Nueva Ventanas 220 kV. . . . .	72
9.43.	Generador equivalente en Quillota 220 kV. . . . .	72
9.44.	Generador equivalente en Polpaico 220 kV. . . . .	73
9.45.	Impedancias en todos los generadores modelados. . . . .	73
9.46.	Impedancias en todos los equivalentes de acoplamiento. . . . .	74

# Capítulo 1

## Introducción

En el presente documento se realiza un análisis acerca de la metodología para hacer estudios de TRV (*Transient Recovery Voltage*) en Chile, siendo estos necesarios para la aprobación de la puesta en servicio de todo nuevo proyecto o modificación de infraestructura existente desde los 220 kV. En el escrito se muestra el proceso de dimensionamiento de interruptores según criterio de TRV junto al detalle de la metodología del estudio solicitado por el Coordinador Eléctrico Nacional. De igual manera, en el trabajo de memoria se modela y desarrolla un caso de estudio, en el cual se obtienen las máximas solicitaciones de TRV y RRRV (*Rate of Rise of Recovery Voltage*) en un paño de una subestación real del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Posteriormente, utilizando análisis de sensibilidades, se añaden independientemente potenciales elementos de mitigación del TRV y se cuantifica el efecto que estos producen respecto al caso base.

### 1.1. Motivación y antecedentes

El Sistema de Transmisión Nacional [1] se encuentra en un proceso de crecimiento y aumento de su robustez para así satisfacer los consumos de energía eléctrica presentes y futuros con mejor seguridad y calidad de servicio, esto en un contexto de cambio de la matriz energética hacia una con mayor participación de fuentes de generación renovable. Este proceso traerá consigo un aumento en los niveles de cortocircuito en las subestaciones de alta tensión, es decir, en caso de producirse una falla, la corriente que deberán despejar los interruptores será de un mayor valor, incrementando con ello el valor de las solicitaciones de TRV. De igual manera, se tiene que la búsqueda de mayor robustez del sistema de transmisión, junto al cambio de la matriz energética, conllevarán a una elevada cantidad de nuevas obras de transmisión y generación, donde aquellos proyectos que involucren obras desde los 220 kV normativamente requerirán de un estudio de TRV para obtener la aprobación de su proceso de conexión [2].

Comúnmente se podría pensar que mientras la capacidad de ruptura de un interruptor sea mayor al máximo valor de corriente de cortocircuito, no existirían problemas y el interruptor realizaría un despeje efectivo de la falla. Esto, sin embargo, no es correcto, ya que se debe cumplir con requisitos adicionales, siendo uno de ellos, que el interruptor debe ser capaz de soportar el voltaje de recuperación transitorio (TRV) producido entre sus polos al despejar una falla y su tasa de aumento (RRRV), ya que de no lograrlo, se producirá la reactivación del arco eléctrico y el despeje no efectivo de la falla.

Complementariamente, se debe señalar que el TRV requiere la realización de dos estudios en etapas temporales diferentes de un proyecto. En primer lugar se debe efectuar un estudio de TRV en la etapa de diseño para identificar las características que debe poseer un nuevo interruptor antes de ser comprado. En segundo, se realiza un estudio de TRV en la etapa previa a la puesta en servicio, para así obtener la aprobación del Coordinador Eléctrico Nacional para la conexión.

Los elementos anteriormente señalados, junto al antecedente del aumento de los niveles de cortocircuito generales de la red, traen consigo potenciales preguntas de gran relevancia para la industria. Por ejemplo: si en una etapa de diseño no existe cumplimiento de TRV del interruptor estudiado ¿es mejor incrementar el tamaño del interruptor o bien añadir mecanismos de mitigación que disminuyan las solicitudes de TRV? O en el caso de no existir factibilidad técnica de aumentar el tamaño del interruptor y el único camino posible para la viabilidad del proyecto es añadir mecanismos de mitigación ¿qué mecanismos se pueden incorporar? Incluso estas problemáticas pueden ser más severas en la etapa previa a la puesta en servicio, como en el caso que el interruptor haya sido comprado y el estudio de TRV no cumpla con los requerimientos solicitados por el Coordinador Eléctrico Nacional ¿cuánto es posible disminuir el TRV a través de mecanismos de mitigación? Todas estas eventualidades pueden ser de mucha recurrencia en un contexto de gran cantidad de proyectos de transmisión y generación con aumento de los niveles de cortocircuito generales de la red y con ello de las solicitudes de TRV.

## 1.2. Descripción del problema

La mayor robustez planificada para el sistema de transmisión junto al cambio de la matriz de generación eléctrica, conllevarán a la ejecución de una alta cantidad de proyectos de transmisión y generación. Para la aprobación de la conexión de proyectos que involucren obras desde 220 kV, se debe presentar ante el Coordinador Eléctrico Nacional, un estudio de TRV que verifique la capacidad de los interruptores para soportar el TRV y RRRV frente al despeje de fallas, donde se debe considerar que el aumento generalizado de los niveles de cortocircuito en la red conllevará a mayores valores en las solicitudes de TRV. Es con motivo de lo anterior, que el presente documento muestra un análisis de la metodología para hacer estudios de TRV en Chile, a través de la modelación y desarrollo de un caso de estudio del cual se obtienen las máximas solicitudes de TRV y RRRV, para posteriormente cuantificar el efecto producido al incorporar independientemente potenciales mecanismos de mitigación del TRV.

## 1.3. Objetivos

### 1.3.1. Objetivo general

Proponer y simular técnicas de mitigación de TRV (*Transient Recovery Voltage*) desarrollando un caso de estudio conforme a la metodología establecida por el Coordinador Eléctrico Nacional para hacer estudios de TRV.

### 1.3.2. Objetivos específicos

Con motivo de poder cumplir el objetivo general, se tienen los siguientes objetivos específicos:

- Describir físicamente los fenómenos de sobretensiones y TRV.
- Detallar el proceso de dimensionamiento de interruptores de alta tensión según criterio de TRV.
- Mostrar las principales directrices establecidas por el Coordinador Eléctrico Nacional para el desarrollo de estudios de TRV.
- Modelar en un *software* de transitorios electromagnéticos una subestación de alta tensión real del SEN junto a su zona de influencia.
- Generar un caso de estudio y para dicho caso obtener el TRV en un paño de la subestación de alta tensión modelada en el *software* de transitorios electromagnéticos.
- Presentar y simular técnicas de mitigación del TRV que permitan cuantificar la disminución que estas producirían con respecto al caso base.

## 1.4. Alcance

Para un correcto entendimiento del documento por parte del lector, se procede a detallar el alcance que tiene el escrito:

- Texto destinado a lectores con conocimientos previos de los sistemas eléctricos de potencia. Se dan por conocidas temáticas como topología de subestaciones, equipamiento de alta tensión, dimensionamiento de interruptores con otros criterios distintos al TRV, entre otros.
- Se utilizó una fundamentación física y empírica acerca de la existencia de un voltaje entre los terminales de un interruptor al despejar una falla, en desmedro de una demostración matemática a través de la resolución de las ecuaciones de Maxwell.
- El caso de estudio es realizado para un paño de un interruptor de una subestación de 220 kV en corriente alterna del tipo AIS.
- Para la modelación de la subestación y la zona de influencia en el *software* de transitorios electromagnéticos, se utilizó información pública real disponible en la plataforma Infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional.

- La condición operacional de la red para los cálculos de TRV corresponde a un caso de estudio y no es la condición real requerida en los estudios de TRV; de esta manera, el TRV calculado del caso base no corresponde al TRV real del paño de la subestación modelada. El caso base solo corresponde a un caso de estudio que permite aplicar la metodología de cálculo de TRV del Coordinador Eléctrico Nacional [3] y posteriormente servir como punto de comparación con los valores de TRV obtenidos con los potenciales mecanismos de mitigación.
- La normativa estudiada y la red utilizada son las vigentes en 2021.

## 1.5. Estructura de la Memoria

El escrito cuenta con la siguiente organización:

- Capítulo 1 - Introducción:  
Se presenta al lector el motivo y contexto de la investigación.
- Capítulo 2 - Marco teórico y estado del arte:  
Se entregan los elementos técnicos y teóricos que permiten dar sustento a la memoria.
- Capítulo 3 - Metodología y aportes del trabajo de memoria:  
Se señala el procedimiento efectuado para dar cumplimiento a los objetivos.
- Capítulo 4 - Directrices para estudios de TRV establecidas por el Coordinador:  
Se muestran los principales elementos establecidos por el Coordinador Eléctrico Nacional en [3] y se muestra la metodología que se debe seguir en Chile para realizar estudios de TRV.
- Capítulo 5 - Modelación en ATP y sensibilidades:  
Se establece la subestación a modelar en el *software* de transitorios electromagnéticos, la forma de modelación, junto con los detalles de los elementos incorporados en el modelo. De igual forma, se muestran los mecanismos de mitigación a utilizar en las sensibilidades.
- Capítulo 6 - Resultados del caso base:  
Se exponen los resultados del caso base y las máximas solicitaciones de TRV y RRRV obtenidas en el paño simulado.
- Capítulo 7 - Resultados sensibilidad I:  
Se presentan los resultados obtenidos al incorporar el soterramiento del paño de línea y se analizan sus resultados como potencial mecanismo de mitigación.
- Capítulo 8 - Resultados sensibilidad II:  
Se entregan los resultados conseguidos al añadir resistencias de preinserción en el interruptor del paño y se evalúan sus resultados como potencial mecanismo de mitigación.
- Capítulo 9 - Conclusiones:  
Se resumen los elementos esenciales del trabajo de memoria, junto con los resultados del caso base y sensibilidades.

# Capítulo 2

## Marco teórico y estado del arte

### 2.1. Sobretensiones

Una sobretensión corresponde a la elevación del valor *peak* de la onda de tensión que puede afectar al correcto funcionamiento del equipamiento de una subestación de alta tensión. La norma IEC-60071 [4] clasifica a las sobretensiones según la duración del fenómeno y la forma de alterar a la onda de tensión.

#### 2.1.1. Sobretensión permanente de frecuencia industrial

Tipo de sobretensión que se caracteriza por mantener la frecuencia nominal de la red y solo modificar la amplitud de la onda de tensión. Suele tener una duración superior a una hora. Las causas que originan este tipo de sobretensión son errores de conexión en transformadores, un ejemplo de ello es la conexión de un transformador en delta en vez de en estrella.

#### 2.1.2. Sobretensión temporal

Clase de sobretensión que altera un determinado número de ciclos de la onda de tensión, teniendo una duración temporal entre  $0,03 \text{ s} < t < 3600 \text{ s}$ . Se subclasifica en:

- Sobretensión temporal de frecuencia industrial: caso que solo modifica la magnitud de la onda, pero esta sigue manteniendo la frecuencia nominal de la red. Difiere de la sobretensión permanente por la duración del evento. Puede ser generada por el Efecto Ferranti, desconexión brusca de carga y puesta a tierra de una fase.
- Sobretensión temporal de frecuencia armónica o subarmónica: evento en que la elevación de tensión se encuentra unida a variaciones en la frecuencia de la onda, puede ser generado por resonancia eléctrica y ferroresonancia.

#### 2.1.3. Sobretensión transitoria

Modelo de sobretensión que se caracteriza por afectar una parte de un ciclo de la onda, dependiendo de la duración temporal. Se subdivide en:

- Sobretensión transitoria de frente lento: suceso que posee una duración temporal entre  $20 \mu\text{s} < t < 5000 \mu\text{s}$  y se caracteriza por ser generada de forma interna por la red eléctrica a través de una maniobra. Por ejemplo, esto ocurre al producirse la apertura

de un interruptor, la explicación consiste en que la corriente del circuito es llevada a cero, donde las redes eléctricas de alta tensión preferentemente son de carácter inductivo. De ahí que, comparativamente, se tiene que en un circuito RL cuando la corriente se lleva a cero, el voltaje se encuentra en su valor máximo.

- Sobretensión transitoria de frente rápido: evento que tiene una duración temporal entre  $0,1 \mu s < t < 20 \mu s$  y es generado por un acontecimiento externo a la red, como por ejemplo, una descarga atmosférica.
- Sobretensión transitoria de frente muy rápido: caso que se asemeja a una función impulso unitario, teniendo una duración temporal entre  $3 ns < t < 100 ns$ , siendo provocado por maniobras en subestaciones de tipo GIS.

### 2.1.4. Sobretensión combinada

Arquetipo de sobretensión que se produce cuando ocurren simultáneamente dos sobretensiones con diferente tiempo de duración. Por ejemplo, un error de conexión en un transformador en delta sumado a la apertura de un interruptor de alta tensión, producen una onda de sobretensión combinada de carácter permanente y transitoria de frente lento.

En la Tabla 2.1 se muestra el resumen de los tipos de sobretensiones.

Tabla 2.1: Tipos de sobretensiones establecidas en la norma IEC-60071.

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage or over-voltage shapes					
Range of voltage or over-voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} \leq T_1 \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu s < T_p \leq 5 \text{ 000 } \mu s$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu s < T_1 \leq 20 \mu s$ $T_2 \leq 300 \mu s$	$3 \text{ ns} < T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Standard voltage shapes					)
Standard withstand test	)	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	)

1) To be specified by the relevant apparatus committees.

En conformidad con lo señalado, un estudio de TRV de un paño AIS corresponde a una sobretensión transitoria de frente lento causada por el accionamiento del interruptor.

## 2.2. Transient Recovery Voltage

### 2.2.1. Descripción

El TRV corresponde a la diferencia de tensión existente entre los terminales de un interruptor al despejar una corriente de falla. Una vez la corriente que pasa por el interruptor se lleva a cero, en los microsegundos posteriores se produce esta diferencia de tensión transitoria en los terminales, la cual es caracterizada por tener una oscilación de alta frecuencia inicial y un posterior estado estacionario.

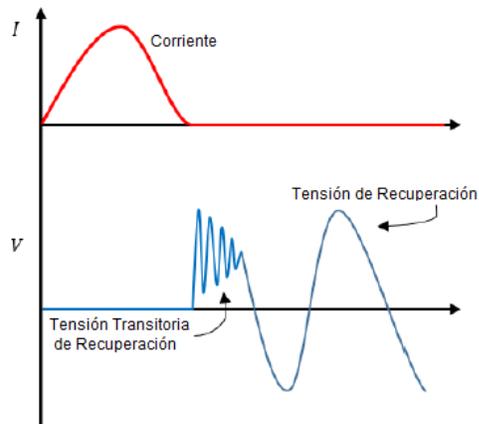


Figura 2.1: Transient Recovery Voltage (TRV).

La relevancia del fenómeno se encuentra en que todo interruptor de poder debe ser capaz de soportar esta sollicitación transitoria, ya que de lo contrario, el equipo quedará destruido o con un daño severo, sumado a la reactivación del arco eléctrico y el despeje inefectivo de la corriente de falla. Complementariamente al requerimiento de soportabilidad del TRV, el interruptor debe tolerar su tasa de aumento o RRRV (*Rate of Rise of Recovery Voltage*).

En Chile, la NTSyCS exige un estudio de TRV para todos los nuevos proyectos o modificación de infraestructura existente que involucre obras con interruptores en paños desde los 220 kV [2].

### 2.2.2. Tipos de TRV

Toda gráfica en el tiempo de TRV corresponde a una combinación de los siguientes tres arquetipos:

#### 2.2.2.1. TRV exponencial

Tipo de TRV que ocurre cuando el interruptor despeja una corriente de cortocircuito dejando en el lado no fallado a transformadores junto a líneas de transmisión. Debido a la existencia de la línea se producen ondas de reflexión.

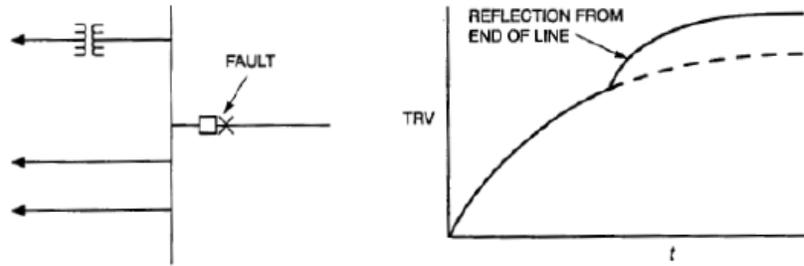


Figura 2.2: TRV exponencial.

### 2.2.2.2. TRV oscilatorio

Caso de TRV que sucede cuando el interruptor deja en el lado no fallado solamente un transformador o un equipo de compensación reactiva.

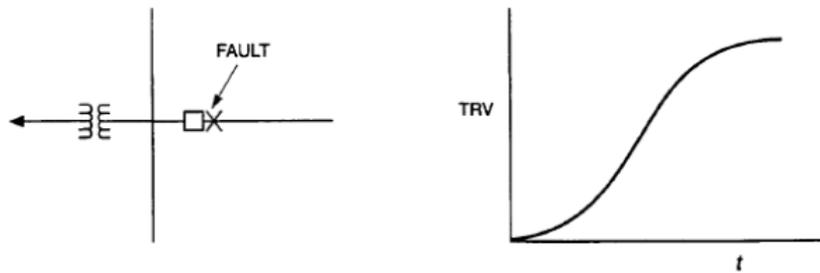


Figura 2.3: TRV oscilatorio.

### 2.2.2.3. TRV en falla de línea corta

Arquetipo de TRV asociado específicamente a una falla del tipo línea corta. Posee la particularidad de generar una forma de onda del tipo diente de sierra.

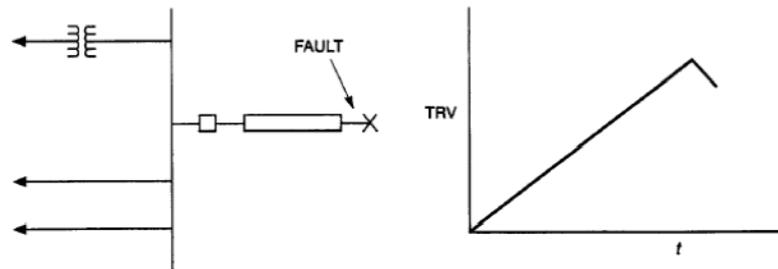


Figura 2.4: TRV en falla de línea corta.

### 2.2.3. ¿Por qué se produce un voltaje entre los terminales de un interruptor al despejar una falla?

Al realizar una comparación con elementos circuitales más comunes, cabe realizarse las siguientes preguntas:

- ¿Por qué cuando circula una corriente en una resistencia existe una caída de tensión entre sus terminales?  
La respuesta reside en que existe una disipación de potencia y por ende una disipación de energía (Efecto Joule).
- ¿Por qué cuando circula una corriente alterna en un capacitor existe una diferencia de tensión entre sus terminales?  
La justificación estriba en que el campo eléctrico del condensador almacena energía eléctrica.
- ¿Por qué cuando circula una corriente alterna en un inductor existe un voltaje entre sus terminales?  
La explicación se fundamenta en que el campo magnético del inductor almacena energía magnética.

Señalado lo anterior, se puede establecer empíricamente que las variaciones de energía producidas por un elemento circuitual generan una diferencia de tensión entre los terminales del elemento. De esta manera, cuando un interruptor despeja una falla se produce una diferencia de tensión entre sus terminales provocada por la disipación energética en la cámara de extinción del arco eléctrico.

## 2.2.4. Dimensionamiento de interruptores según criterio de TRV

Las normas IEC 62271-100 e IEEE Std. C37.011 [5] y [6], establecen la comparación del valor de TRV de la simulación de transitorios electromagnéticos con curvas envolventes. Para que un interruptor se encuentre bien dimensionado, el Coordinador solicita que la curva de TRV de la simulación de transitorios electromagnéticos no cruce a la envolvente de referencia y que el RRRV no supere un determinado valor asignado en función de la tensión de diseño del interruptor y la curva envolvente de referencia.

Para la obtención de la curva envolvente se realiza una comparación entre la máxima corriente a despejar por el interruptor (nivel de cortocircuito) y su capacidad de ruptura. De esta manera, según que porcentaje sea el nivel de cortocircuito respecto a la capacidad de ruptura, se asigna una curva envolvente desde T10 a T100, donde el número posterior a la letra T corresponde al porcentaje del nivel de cortocircuito respecto a la capacidad de ruptura. De forma complementaria, se debe considerar el factor de primer polo  $K_{pp}$ , el cual corresponde a un parámetro de carácter constructivo entregado por el fabricante que permite la clasificación de los límites de TRV y RRRV del interruptor según diferentes tablas estandarizadas.

Tabla 2.2: Límites de TRV y RRRV, Norma IEC 62271-100.

Rated voltage	Test-duty	First-pole-to-clear factor	Amplitude factor	First reference voltage	Time	TRV peak value	Time	Time delay	Voltage	Time	Rate-of-rise
$U_r$		$k_{pp}$	$k_{af}$	$u_1$	$t_1$	$u_c$	$t_2$ Or $t_3$	$t_d$	$u'$	$t'$	$\frac{u_1}{t_1}$ $\frac{u_c}{t_3}$
kV		p.u.	p.u.	kV	$\mu$ s	kV	$\mu$ s	$\mu$ s	kV	$\mu$ s	kV/ $\mu$ s
100	T100	1,3	1,40	80	40	149	160	2 (11)	40	22 (31)	2
	T60	1,3	1,50	80	27	159	162	2-8	40	15-21	3
	T30	1,3	1,54	-	-	163	33	5	54	16	5
	T10	1,5	0,9 x 1,7	-	-	187	27	4	62	13	7
	OP1-OP2	2	1,25	122	80	204	160-320	2-8	61	42-48	1,54
123	T100	1,3	1,40	98	49	183	196	2 (14)	49	26 (38)	2
	T60	1,3	1,50	98	33	196	198	2-10	49	18-26	3
	T30	1,3	1,54	-	-	201	40	6	67	19	5
	T10	1,5	0,9 x 1,7	-	-	230	33	5	77	16	7
	OP1-OP2	2	1,25	151	98	251	196-392	2-10	75	51-59	1,54
145	T100	1,3	1,40	115	58	215	232	2 (16)	58	31 (45)	2
	T60	1,3	1,50	115	38	231	228	2-12	58	21-31	3
	T30	1,3	1,54	-	-	237	47	7	79	23	5
	T10	1,5	0,9 x 1,7	-	-	272	39	6	91	19	7
	OP1-OP2	2	1,25	178	116	296	232-464	2-12	89	60-70	1,54
170	T100	1,3	1,40	135	68	253	272	2 (19)	68	36 (53)	2
	T60	1,3	1,50	135	45	271	270	2-14	68	25-36	3
	T30	1,3	1,54	-	-	278	56	8	93	27	5
	T10	1,5	0,9 x 1,7	-	-	319	46	7	106	22	7
	OP1-OP2	2	1,25	208	136	347	272-544	2-14	104	70-82	1,54
245	T100	1,3	1,40	195	98	364	392	2 (27)	98	51 (76)	2
	T60	1,3	1,50	195	65	390	390	2-20	98	35-52	3
	T30	1,3	1,54	-	-	400	80	12	133	39	5
	T10	1,3	1,76	-	-	459	66	10	153	32	7
	OP1-OP2	2	1,25	300	196	500	392-784	2-20	150	99-117	1,54

De la Tabla 2.2 se desprenden diversos casos, como por ejemplo, el de un interruptor con tensión de diseño 170 kV, factor de primer polo  $K_{pp}$  de 1,3 y nivel de cortocircuito inferior al 30% de la capacidad de ruptura (curva T30), en aquel caso el interruptor podrá soportar un máximo valor de TRV de 278 kV y de RRRV de  $5 \left[ \frac{kV}{\mu s} \right]$ . De igual forma, el mismo interruptor con  $K_{pp}$  de 1,3 y tensión de diseño de 170 kV, pero con una proporción entre el nivel de cortocircuito y la capacidad de ruptura tal que asigne una curva T60, podrá soportar un máximo valor de TRV de 271 kV y de RRRV de  $3 \left[ \frac{kV}{\mu s} \right]$ . De esto se extrae que existen tres formas de aumentar los valores permisibles de TRV y RRRV de un interruptor: disminuyendo el nivel de cortocircuito, aumentando la capacidad de ruptura o aumentando la tensión de diseño. Las dos primeras llevan a asignar una curva de referencia menor, por ejemplo pasar de una curva T60 a una T30 y con ello obtener mayor holgura, mientras que un ejemplo de la tercera, es la utilización de un interruptor de 245 kV en vez de uno de 170 kV.

Respecto a la gráfica de las curvas envolventes, para la curva T10 se debe usar una curva de referencia de dos parámetros:

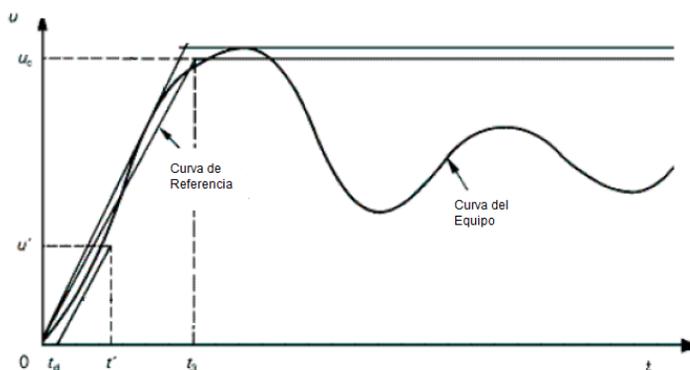


Figura 2.5: Curva de referencia de dos parámetros.

Esta curva se caracteriza por el máximo valor de tensión soportable y el tiempo en el cual este valor comienza a operar. En los casos de las curvas T30, T60 y T100, se emplea una curva de referencia de cuatro parámetros caracterizada a través de dos máximos relativos de tensión soportable y los tiempos en que ellos operan.

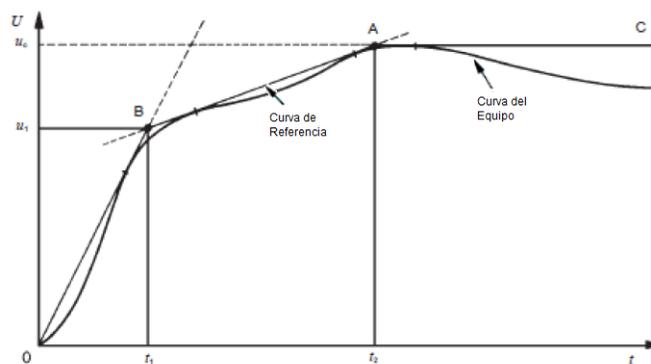


Figura 2.6: Curva de referencia de cuatro parámetros.

## 2.2.5. Estado del arte - Mitigación de TRV

Investigaciones previas establecen que se puede disminuir el valor máximo del TRV de diferentes formas:

- Reducir el nivel de cortocircuito de la subestación: esto se puede lograr a través de la conexión de reactores limitadores de corriente (CLR) o a través de la desviación de parte del flujo de potencia por un enlace alternativo [7]. No obstante, la conexión de un CLR debe estar acompañada de un condensador paralelo para que la frecuencia de oscilación del TRV no afecte al RRRV.
- Conectar un condensador en paralelo al interruptor: esta situación genera una mejor distribución de voltaje en los terminales del interruptor frente a una falla.
- Insertar resistencias de preinserción en los bornes del interruptor: el hecho produce una caída de tensión adicional que disminuye la producida en los polos del interruptor.
- Aumentar el número de cámaras de interrupción: esto conlleva a que cada cámara sea sometida a una fracción de la caída de tensión original en los terminales. No obstante, esto podría constituir un problema debido al espacio que necesitaría, el cual siempre es limitado en una subestación ya existente [8].

Es necesario destacar que, a pesar de ser información relevante en las etapas previas al diseño de un paño y una subestación, no existe bibliografía especializada que investigue los efectos del soterramiento de paños de línea en el TRV y RRRV, desconociéndose si es que soterrar la llegada de la línea a la subestación incrementa, disminuye o mantiene los niveles de TRV y RRRV.

En lo referente a esta memoria, se comparó el TRV y RRRV del caso de estudio base con el TRV y RRRV obtenido al incorporar independientemente como potenciales técnicas de mitigación al soterramiento del paño de línea y a las resistencias de preinserción en los bornes del interruptor.

# Capítulo 3

## Metodología y aportes del trabajo de Memoria

### 3.1. Formalización del problema

El crecimiento del Sistema de Transmisión Nacional y el aumento de su enmallamiento ha provocado un incremento en los niveles de cortocircuito generales de la red, causando con ello, una elevación en el valor de las máximas solicitaciones de TRV de interruptores frente al despeje de fallas. De igual manera, el cambio de la matriz energética hacia una con mayor participación de energías renovables conllevará a que en los próximos años exista una elevada cantidad de proyectos de generación y transmisión, donde aquellos que involucren obras desde 220 kV deberán realizar un estudio de TRV para demostrar que los interruptores comprometidos pueden soportar las máximas solicitaciones de TRV y RRRV. Esto permitirá obtener la aprobación del Coordinador Eléctrico Nacional para la puesta en servicio, donde la condicionalidad de cumplimiento normativo puede verse afectada por los aumentos generalizados de los valores de cortocircuito y de TRV.

Dados los anteriores antecedentes, se hace necesario realizar un análisis acerca de la metodología para hacer estudios de TRV en Chile, señalando el procedimiento establecido por el Coordinador Eléctrico Nacional [3] y aplicándolo a través de un caso de estudio del que se obtienen las máximas solicitaciones de TRV y de RRRV de un paño de una subestación real del SEN. De igual forma, con motivo de los aumentos generalizados de los niveles de cortocircuito y de TRV, en esta memoria se añaden análisis de sensibilidades, en las cuales, al modelo del caso base se le incorporan independientemente potenciales mecanismos de mitigación y con ello se cuantifica el efecto que estos tienen en el TRV y RRRV.

## 3.2. Metodología de trabajo

Para dar cumplimiento a los objetivos de la memoria, se utilizó la metodología de la Figura 3.1. Se comenzó con el análisis de las directrices del Coordinador para estudios de TRV [3] y se siguió con los cuatro posteriores ejes de trabajo de la Figura. Estos fueron el aprendizaje y revisión de la norma IEC 62271-100, del *software* ATP, la IEEE Std. C37.011 y la plataforma de Infotécnica del Coordinador.

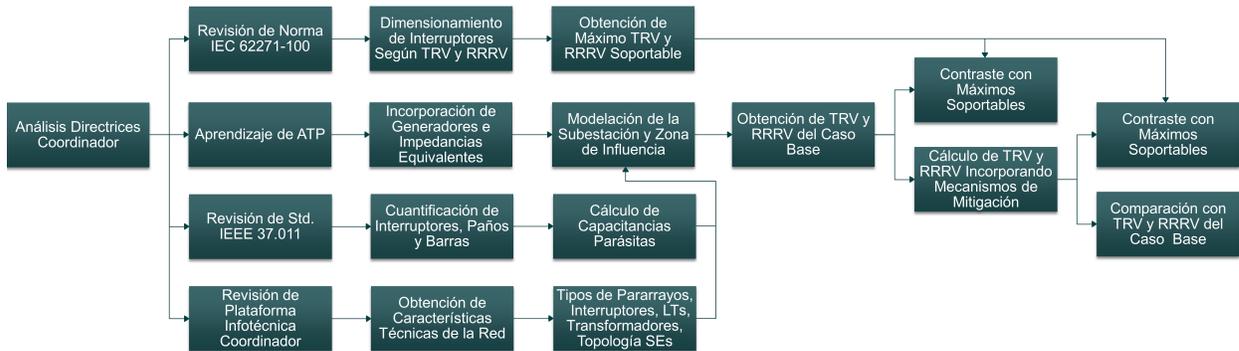


Figura 3.1: Metodología de trabajo.

## 3.3. Resultados esperados

A continuación, se detallan los resultados que se buscaron obtener con el desarrollo de esta investigación:

- Ser un texto autocontenido, que permita a los profesionales del área de electricidad especializados en sistemas eléctricos de potencia, conocer los fundamentos teóricos y prácticos de la ocurrencia del TRV, las implicancias que este tiene en un proyecto, la normativa que lo rige y el procedimiento establecido por el Coordinador Eléctrico Nacional para el desarrollo de estudios.
- Mostrar la modelación de una subestación de alta tensión real del SEN junto a su zona de influencia en un *software* de transitorios electromagnéticos.
- Generar un caso de estudio, obteniendo el TRV y RRRV de un paño de la subestación modelada en el *software* de transitorios electromagnéticos, aplicando el procedimiento establecido por el Coordinador Eléctrico Nacional.
- Modelar potenciales mecanismos de mitigación del TRV, simularlos en el *software* de transitorios electromagnéticos y cuantificar las variaciones de TRV y RRRV respecto al caso de estudio base.

De esta manera, los aportes esperados para al estado del arte, se encuentran en la entrega de información acerca de cómo hacer estudios de TRV en Chile, junto a su aplicación en un caso de estudio y en la cuantificación de las variaciones en el TRV y RRRV al incorporar potenciales mecanismos de mitigación (soterramiento y resistencias de preinserción).

# Capítulo 4

## Directrices para estudios de TRV establecidas por el Coordinador

En [3] el Coordinador Eléctrico Nacional establece las directrices generales para el desarrollo de estudios de TRV necesarios para interruptores de poder desde los 220 kV. A continuación, se muestran los elementos de [3] utilizados para el trabajo de memoria.

### 4.1. Tipos de análisis

El estudio de TRV debe evaluar los siguientes tipos y ubicaciones de fallas.

#### 4.1.1. Tipos de fallas

Cada ubicación debe ser estudiada para los siguientes tipos de fallas:

- Falla trifásica a tierra (3FT).
- Falla trifásica aislada de tierra (3F).
- Falla bifásica a tierra (2FT).
- Falla bifásica aislada de tierra (2F).
- Falla monofásica a tierra (1FT).

#### 4.1.2. Localizaciones de fallas

Cada tipo de falla debe ser examinada en las siguientes ubicaciones:

- Falla en terminal: falla aplicada directamente en los terminales del interruptor.
- Falla en línea de transmisión: falla aplicada en puntos específicos a lo largo de la línea de transmisión. Para esta memoria se analizaron las siguientes ubicaciones:
  - Inicio de línea.
  - 1 km de línea.
  - 75 % de línea.

La falla en oposición de fase OPF (*Out of Phase Fault*) no fue considerada, ya que el caso de estudio corresponde al de un interruptor de paño de línea y no al de un generador. De igual manera, los escenarios de generación (máxima y mínima) y operación (N, N-1) no fueron examinados, ya que el alcance de la memoria corresponde a la creación de un caso de estudio y la posterior comparativa del TRV y RRRV al incorporar potenciales mecanismos de mitigación. Se destaca que los valores de TRV y RRRV obtenidos en este documento corresponden a un caso de estudio que emplea valores estándar de generadores e impedancias de acoplamiento (ver anexo de esta memoria) y no corresponden a las solicitaciones reales de TRV y RRRV. En caso de querer extender la investigación a un estudio real de TRV, se requerirá caracterizar a los generadores e impedancias de acoplamiento en condición de generación máxima y mínima a través de la rutina Ward del programa Power Factory Digsilent.

## 4.2. Modelación

Para la realización de la modelación [3], se señala que:

- El *software* recomendado es ATP, el cual corresponde a un *software* de distribución gratuita destinado y optimizado para la simulación de transitorios electromagnéticos.
- En el *software* de transitorios electromagnéticos se debe modelar en detalle a la zona de interés, se recomienda definir una zona o radio de influencia de 100 a 150 km. El resto del sistema eléctrico es representado a través de fuentes e impedancias equivalentes. Considerando lo anterior, en el modelo de ATP de la memoria se incorporó a la subestación Los Vilos 220 kV y a las subestaciones aledañas que no estuvieran a una distancia superior de dos subestaciones de Los Vilos 220 kV.
- Para el cálculo de capacitancias parásitas equivalentes de los paños de línea y de barra se utiliza [6].
- Se debe considerar la curva característica de los pararrayos existentes en la zona de influencia modelada en el *software* de transitorios electromagnéticos. En el modelo de ATP de la memoria se colocaron los pararrayos de la subestación Los Vilos 220 kV y los pararrayos de las subestaciones inmediatamente aledañas de Los Vilos 220 kV.
- Para la configuración de las líneas de transmisión se utilizan modelos de parámetros distribuidos. Para cumplir aquello, en esta memoria se usaron los modelos Jmartí y Bergeron de ATP, los cuales corresponden a modelos de parámetros distribuidos completados a partir de los parámetros geométricos y resistividad equivalente de la puesta a tierra de la estructura representativa del trazado. Solo las líneas más cercanas al paño en análisis fueron modeladas con Jmartí, debido a limitantes en la cantidad de líneas que pueden ser incorporadas con este modelo en ATP. Las restantes fueron añadidas con el modelo Bergeron. En lo respectivo a la información de los parámetros geométricos y resistividad equivalente, esta se obtiene de las memorias de parámetros eléctricos disponibles en la plataforma Infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional (2021).

## 4.3. Simulación

Para la determinación de los casos más exigentes de TRV y RRRV se deben realizar simulaciones estadísticas que consideren tiempos aleatorios de aplicación de falla y apertura del interruptor. Los motivos de ello, residen en cubrir los efectos de fallas en diferentes instantes de la onda de tensión y en el desconocimiento del tiempo exacto de apertura de un interruptor, del cual solo se conoce su tiempo medio de operación. Considerando que en las simulaciones estadísticas solo se obtienen los valores máximos de TRV y RRRV con sus determinadas ubicaciones y tipos de fallas, los casos más exigentes deben ser analizados a través de simulaciones deterministas que muestran la diferencia de tensión del interruptor en el dominio del tiempo.

### 4.3.1. Simulaciones estadísticas

- Aplicación de la falla: las simulaciones deben considerar que la falla puede ser aplicada en un instante cualquiera dentro de un ciclo. De esta manera, el interruptor maestro asociado a la aplicación de la falla debe corresponder a una variable aleatoria del tipo uniforme con un intervalo  $T$  de 20 ms y una desviación estándar de 5,77 ms.
- Apertura de interruptores: el despeje de la falla es realizado a través de un interruptor trifásico estadístico de tipo esclavo asociado a una variable aleatoria gaussiana. Para ello se considera que el tiempo medio transcurrido entre la aplicación de la falla y la apertura del interruptor corresponde al tiempo medio de actuación de las protecciones y operación del interruptor. En el trabajo de memoria se consideró que dicho tiempo (media de la variable aleatoria gaussiana) es de 50 ms. De igual manera, el Coordinador establece que la desviación estándar de la variable aleatoria gaussiana asociada al interruptor esclavo de apertura es de 0,9768 ms.
- Modelación estadística de los interruptores de falla y apertura: la acción de los interruptores maestros debe habilitar la actuación de los interruptores esclavos.

Considerando que el período de análisis del interruptor maestro es de 20 ms, en la investigación se realizó un total de 100 simulaciones estadísticas para cada tipo y ubicación de falla. Se modeló a los 20 ms del período con 100 mediciones equiespaciadas por 0,2 ms, obteniendo las ubicaciones, tipos de fallas y tiempos de operación de los interruptores que producen los máximos valores de TRV y de RRRV.

### 4.3.2. Simulaciones deterministas

A partir de las simulaciones estadísticas se obtienen las ubicaciones, tipos de fallas y tiempos de operación de los interruptores que producen las mayores solicitudes de TRV y de RRRV. Posteriormente, se utiliza la información de la simulación más exigente de TRV para generar una gráfica de la diferencia de tensión del interruptor en el dominio del tiempo.

# Capítulo 5

## Modelación en ATP y sensibilidades

### 5.1. Modelo en ATP

Se estudió el TRV y RRRV en el interruptor del paño de línea del circuito C2 de la línea 2x220 kV Los Vilos - Nogales (Interruptor J2). A continuación, se muestra el diagrama unilineal simplificado de la zona de influencia:

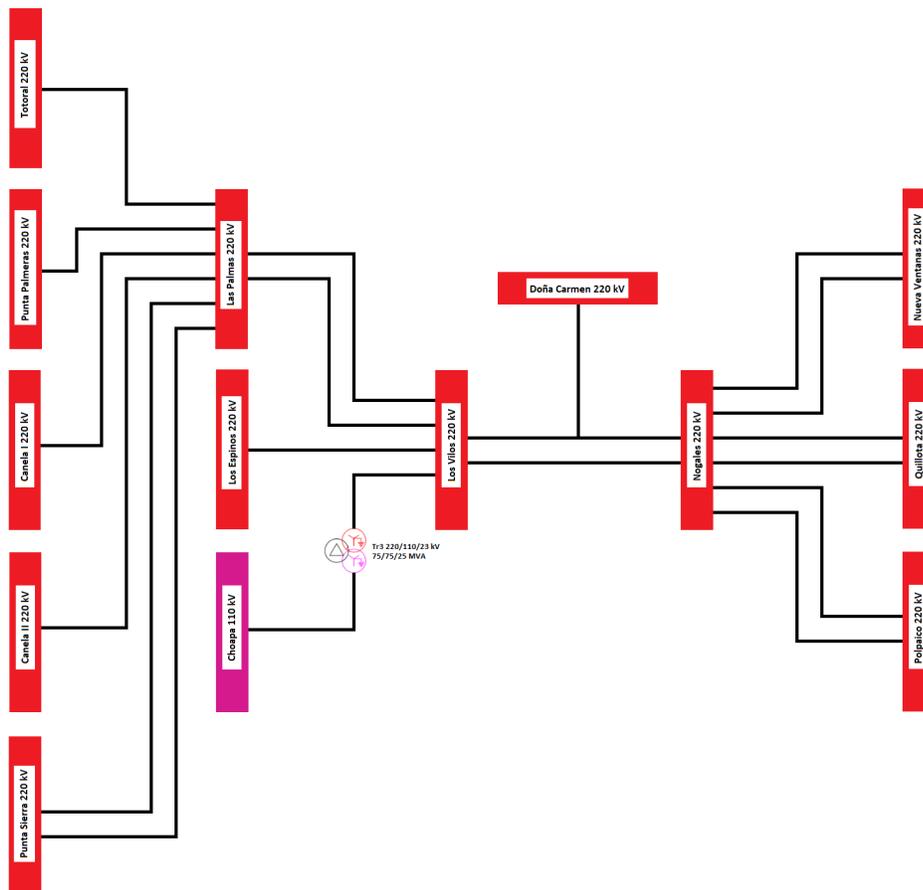


Figura 5.1: Diagrama unilineal simplificado de la zona de influencia.

Donde el circuito C2 corresponde al que no contiene al tap-off Doña Carmen 220 kV.

De igual manera, se presenta el modelo en ATP, señalando en color rojo al interruptor J2.

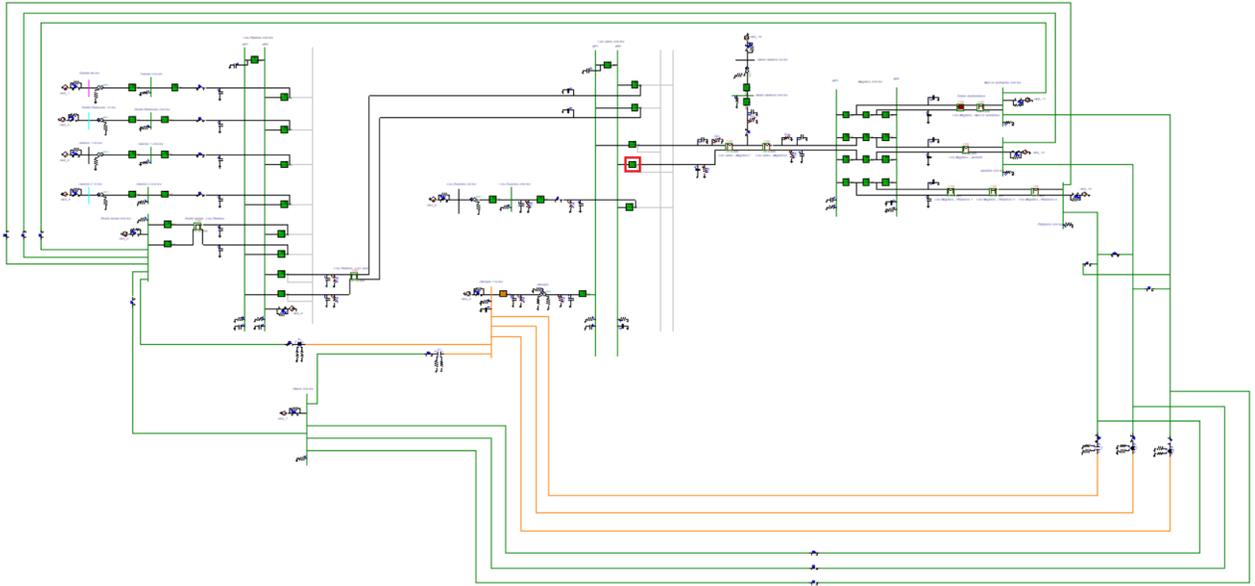


Figura 5.2: Modelo en ATP.

Se destaca que las simulaciones fueron realizadas con un paso de  $1,5 \mu\text{s}$  y un tiempo total de simulación de 120 ms. La incorporación de la barra Ralco 220 kV se debe a que esta se asocia a la central de referencia del SEN para el desarrollo de estudios eléctricos.

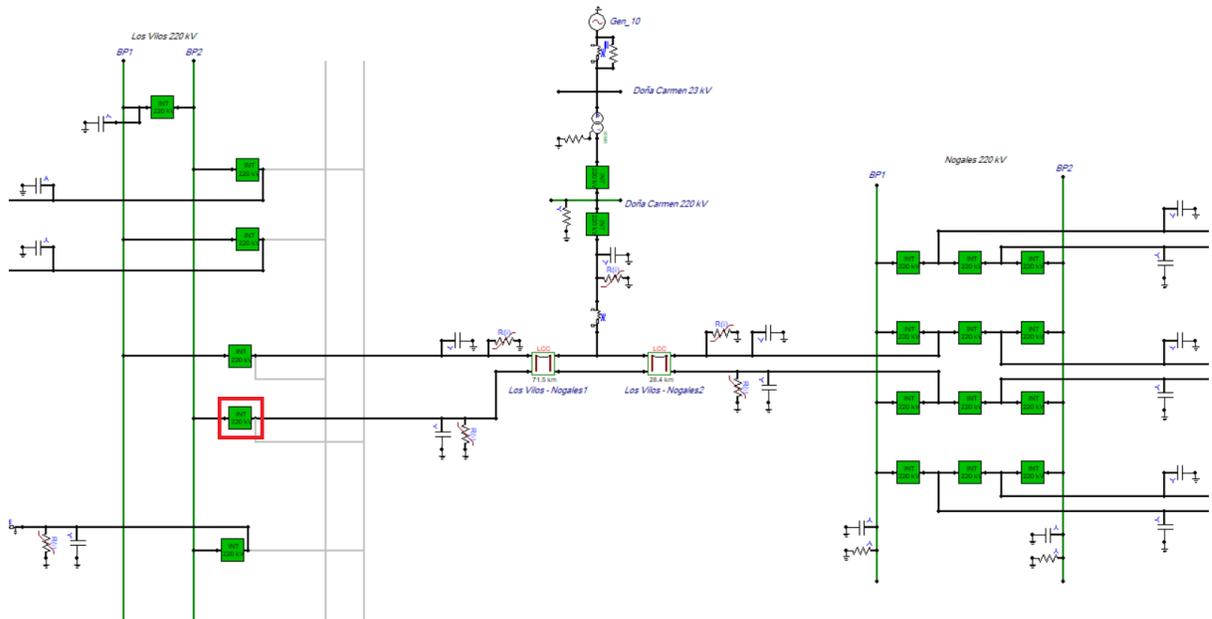


Figura 5.3: Acercamiento modelo en ATP - Zona Los Vilos 220 kV.

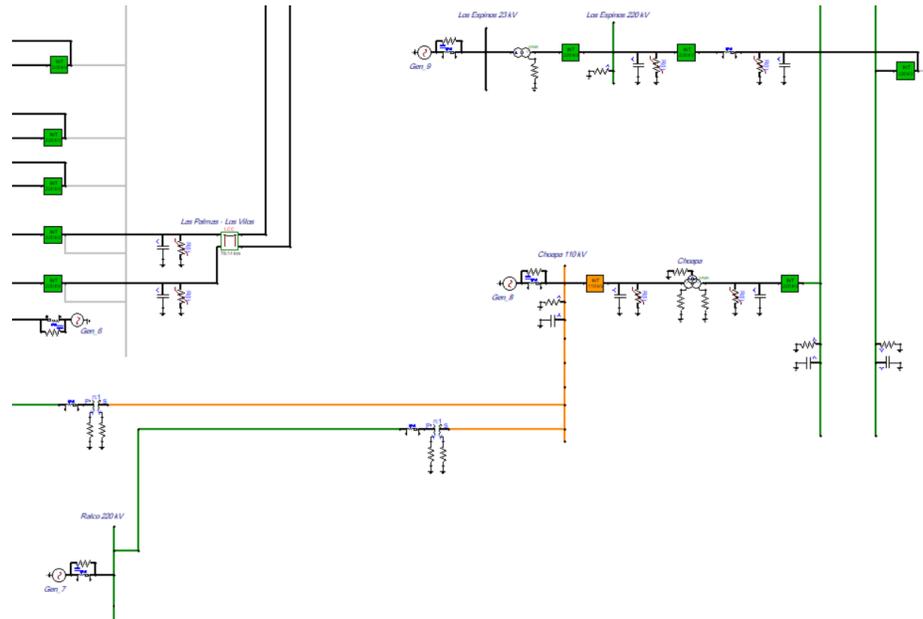


Figura 5.4: Acercamiento modelo en ATP - Zona Choapa 110 kV.

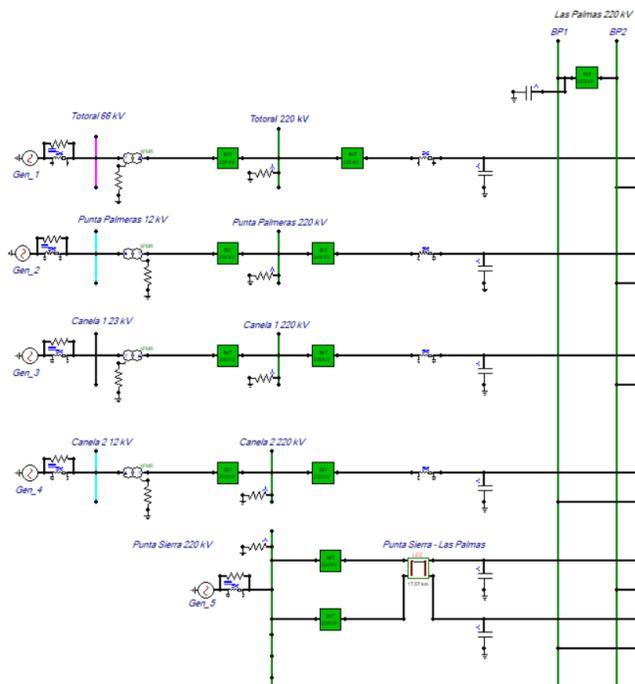


Figura 5.5: Acercamiento modelo en ATP - Zona Las Palmas 220 kV.

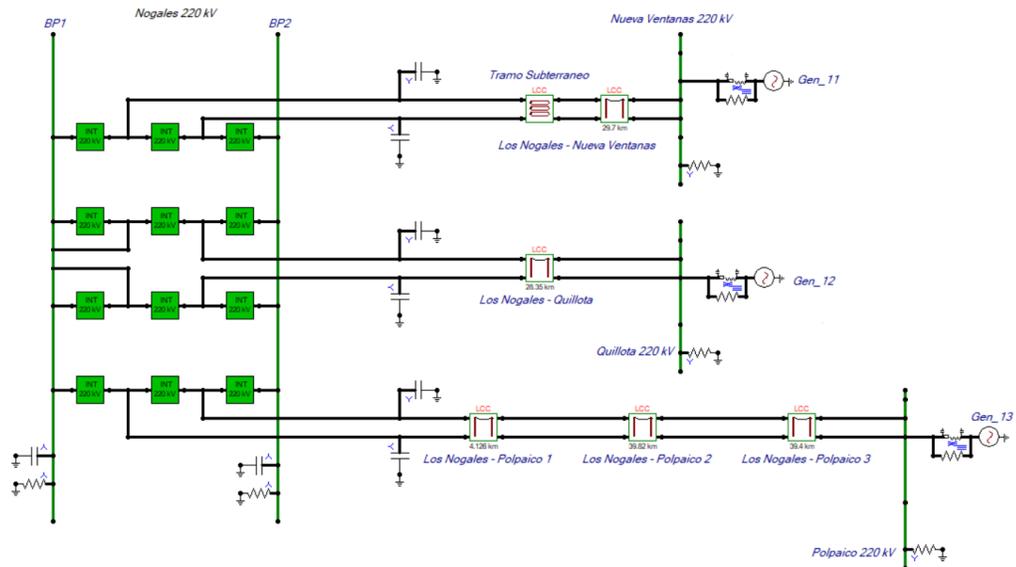


Figura 5.6: Acercamiento modelo en ATP - Zona Nogales 220 kV.

## 5.2. Interruptores

### 5.2.1. Interruptor J2

A continuación, se muestran las características del interruptor J2, disponibles en la plataforma Infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional (2021).

Tabla 5.1: Interruptor J2 subestación Los Vilos 220 kV.

Marca	ABB
Modelo	LTB245E1
Tipo	Tanque Vivo
Tensión Nominal	245 kV
Nivel de Cortocircuito	50 kA

Se utilizó para los cálculos un factor de primer polo  $K_{pp}$  de 1,3.

### 5.2.2. Modelo interruptor J2 en ATP

En la siguiente subsección se presenta el modelo del interruptor J2 en ATP:

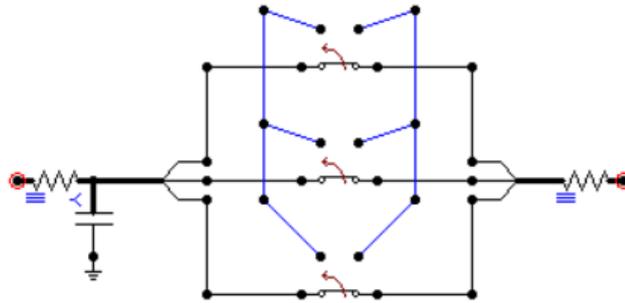


Figura 5.7: Modelo interruptor J2 en ATP.

Modelo en que se empleó el valor máximo de capacitancia parásita para interruptores del tipo y nivel de tensión para el proceso de apertura [6], es decir, 150 pF. De igual forma, las resistencias en bornes tienen un valor de  $1E-6 \Omega$  y solo cumplen un rol de convergencia dentro del modelo.

En el caso de las simulaciones estadísticas, el interruptor fue caracterizado como del tipo gaussiano con media 50 ms y varianza 0,9768 ms, mientras que para el caso determinístico, lo fue con los tiempos de apertura críticos obtenidos en las simulaciones estadísticas.

### 5.2.3. Modelo interruptores zona de influencia

En los cálculos de TRV se utilizó un ajuste de las protecciones en zona 1 al 80 %, razón por la cual, las fallas en barra, inicio de línea y en 1 km solo fueron despejadas por el interruptor J2, en tanto que los interruptores en el extremo de Nogales operarían en zona 2 con tiempos de acción posteriores a los 120 ms totales simulados en el transitorio electromagnético. En lo respectivo a las fallas en el 75 % de línea, ambos extremos operaron en zona 1, razón por la

cual, el despeje se hizo en ambos extremos. Asimismo, referente a los restantes interruptores de la zona de influencia, estos fueron considerados en estado cerrado.

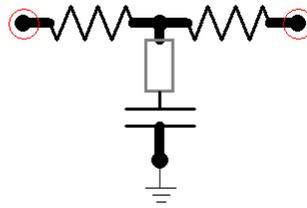


Figura 5.8: Modelo interruptores zona de influencia estado cerrado.

En donde la capacitancia parásita corresponde al promedio de los máximos valores establecidos para tanque vivo y tanque muerto, es decir, 775 pF [6].

### 5.3. Modelo líneas de transmisión

Las líneas de transmisión fueron incorporadas a través del modelo LCC de parámetros distribuidos de ATP con la información de las memorias de parámetros eléctricos disponibles en la plataforma Infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional (2021).

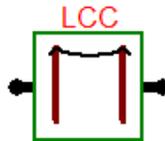


Figura 5.9: Modelo líneas de transmisión.

### 5.4. Capacitancias parásitas equipos de subestaciones

Para la obtención de la capacitancia parásita equivalente de cada barra y paño del modelo, se utilizó el máximo valor establecido en [6], valores que son presentados en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Valores de las capacitancias parásitas utilizadas en el modelo.

Transformador de Potencial	450 pF
Transformador de Corriente	450 pF
Pararrayo	120 pF
Desconectador	200 pF
Barra AIS	62 pF/m

## 5.5. Pararrayos

En el modelo se incorporaron pararrayos en la subestación Los Vilos 220 kV y en las subestaciones inmediatamente aledañas a ella. En cada subestación se utilizó un mismo modelo de pararrayo, el cual fue obtenido de la plataforma Infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional (2021). A continuación, se muestra los parámetros característicos de cada modelo utilizado:

Tabla 5.3: Modelo de pararrayo en subestación Los Vilos 220 kV - ABB Pexlim Q.

Tensión Máxima de Servicio	Tensión Asignada	Tensión Máxima de Operación Continua	Tensión Residual Máxima con Onda de Corriente						
			30/60 $\mu$ s 0,5 kA [kV]	30/60 $\mu$ s 1 kA [kV]	30/60 $\mu$ s 2 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 5 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 10 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 20 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 40 kA [kV]
Um [kV]	Ur [kV]	Uc [kV]	369	381	396	429	452	497	555
245	192	154							

Tabla 5.4: Modelo de pararrayo en subestación Nogales, Las Palmas y Los Espinos 220 kV - Siemens 3EP3.

Tensión Máxima de Servicio	Tensión Asignada	Tensión Máxima de Operación Continua	Tensión Residual Máxima con Onda de Corriente						
			30/60 $\mu$ s 0,5 kA [kV]	30/60 $\mu$ s 1 kA [kV]	30/60 $\mu$ s 2 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 5 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 10 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 20 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 40 kA [kV]
Um [kV]	Ur [kV]	Uc [kV]	380	390	409	447	475	527	599
245	198	158							

Tabla 5.5: Modelo de pararrayo en subestación Doña Carmen 220 kV - Siemens 3EP6.

Tensión Máxima de Servicio	Tensión Asignada	Tensión Máxima de Operación Continua	Tensión Residual Máxima con Onda de Corriente						
			30/60 $\mu$ s 0,5 kA [kV]	30/60 $\mu$ s 1 kA [kV]	30/60 $\mu$ s 2 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 5 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 10 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 20 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 40 kA [kV]
Um [kV]	Ur [kV]	Uc [kV]	369	378	396	428	455	501	546
245	198	158							

Tabla 5.6: Modelo de pararrayo en subestación Choapa 110 kV - Siemens 3EP6.

Tensión Máxima de Servicio	Tensión Asignada	Tensión Máxima de Operación Continua	Tensión Residual Máxima con Onda de Corriente						
			30/60 $\mu$ s 0.5 kA [kV]	30/60 $\mu$ s 1 kA [kV]	30/60 $\mu$ s 2 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 5 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 10 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 20 kA [kV]	8/20 $\mu$ s 40 kA [kV]
Um [kV]	Ur [kV]	Uc [kV]	265	272	285	311	331	368	417
170	138	110							

## 5.6. Modelación sensibilidades

Se presentan las modelaciones de las sensibilidades con los potenciales mecanismos de mitigación del TRV.

### 5.6.1. Sensibilidad I - Soterramiento

Para la configuración del soterramiento del paño de línea se empleó el modelo del cable de poder de uno de los tramos de la línea 2x220 kV Nogales - Nueva Ventanas, cuya información es de carácter público en la plataforma Infotécnica del Coordinador Eléctrico Nacional (2021). A continuación, se muestra la modelación realizada en ATP:

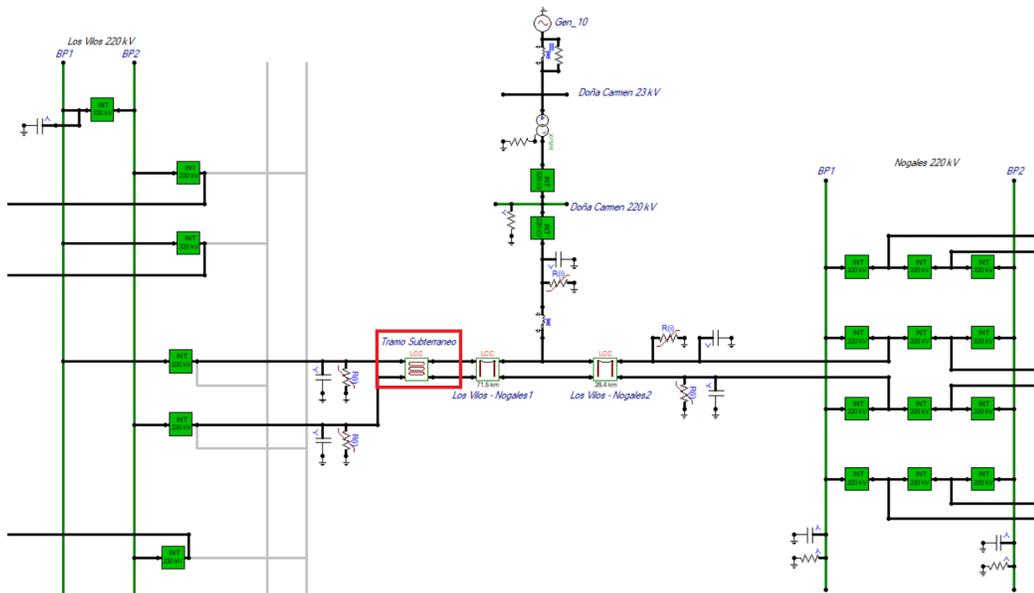


Figura 5.10: Modelación soterramiento en ATP.

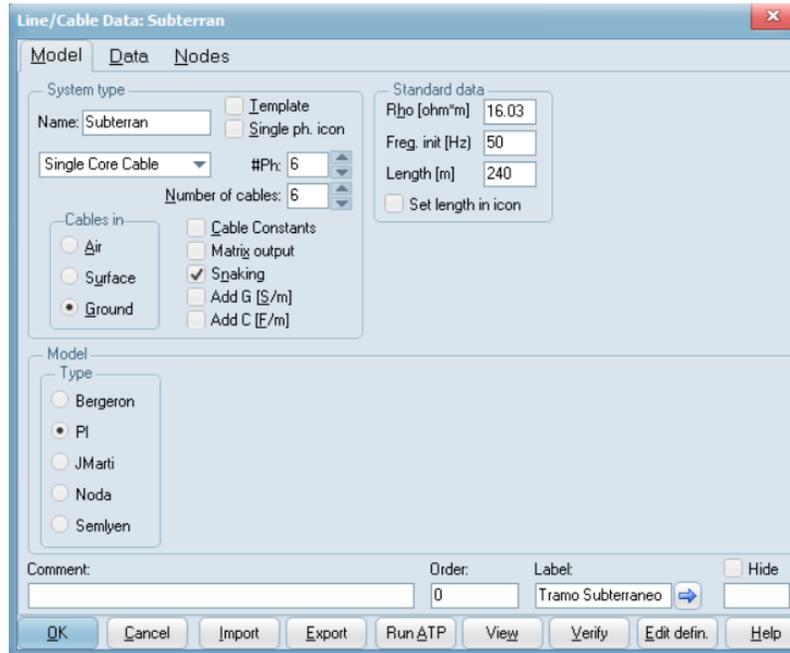


Figura 5.11: Modelo del soterramiento.

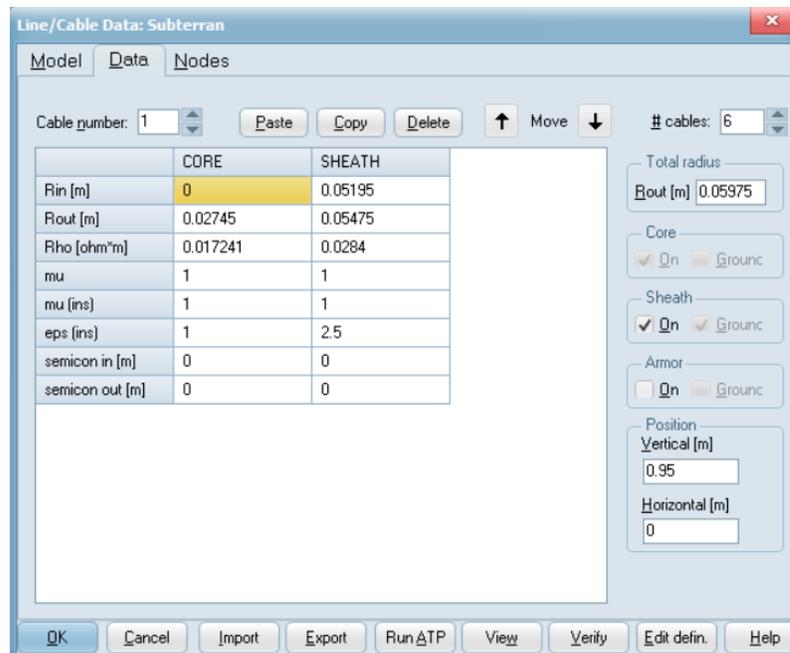


Figura 5.12: Parámetros geométricos del soterramiento.

Donde la Figura 5.12 modela a uno de los 6 conductores del soterramiento, para los restantes solo cambia la posición horizontal según los valores de la Tabla 5.7.

Tabla 5.7: Posiciones horizontales de conductores del soterramiento.

Horizontal [m]					
0,00	0,28	0,56	1,12	1,40	1,68

## 5.6.2. Sensibilidad II - Resistencias de preinserción

Para la modelación de las resistencias de preinserción del interruptor J2 en ATP, se modificó el valor de las resistencias en bornes de  $1E-6 \Omega$  de la Figura 5.7 (que solo cumplen un rol de convergencia) por los nuevos valores de resistencias a incorporar.

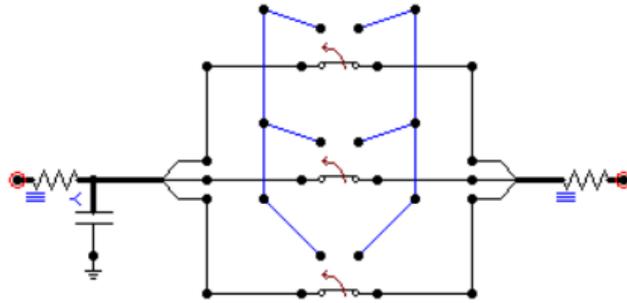


Figura 5.13: Modelo interruptor J2 en ATP con resistencias de preinserción.

Se analizó de manera independiente la incorporación de resistencias de preinserción de 300, 450 y 600  $\Omega$  (valores similares a la impedancias naturales de línea).

# Capítulo 6

## Resultados del caso base

### 6.1. Resultados del caso base - Interruptor J2 subestación Los Vilos 220 kV

#### 6.1.1. Simulaciones estadísticas

A continuación, se muestra el detalle de los máximos valores de TRV y RRRV producidos en cada ubicación y tipo de falla para el interruptor J2.

Tabla 6.1: Resultados simulaciones estadísticas - Interruptor J2 - Caso base.

Ubicación Falla	Tipo de Falla	Máximo TRV [kV]	Máximo RRRV [kV/ $\mu$ s]
Barra	1FT	157,1	0,316
	2F	302,4	0,621
	2FT	286,5	0,573
	3F	333,8	0,664
	3FT	302,5	0,639
Inicio Línea	1FT	247,1	0,483
	2F	445,2	1,029
	2FT	328,9	0,802
	3F	430,6	1,011
	3FT	335,9	0,858
1 km	1FT	243,4	1,737
	2F	440,2	2,237
	2FT	328,2	2,619
	3F	425,3	2,911
	3FT	335,3	3,011
75 %	1FT	148,4	1,770
	2F	277,3	3,135
	2FT	246,8	2,732
	3F	297,0	2,973
	3FT	276,0	3,150

Respecto a la Tabla 6.1, se aprecia que el máximo valor de TRV es de 445,2 kV y ocurre para una falla bifásica aislada en el inicio de línea, mientras que el máximo RRRV es de 3,150  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$  y sucede en una falla trifásica a tierra ubicada en el 75 % de línea. Con la finalidad de obtener la curva de referencia, se procede a mostrar las máximas corrientes de despeje del interruptor J2 ante estas fallas.

Tabla 6.2: Máxima corriente para falla bifásica aislada en el inicio de línea  
- Interruptor J2 - Caso base.

$I_b [kA]$	$I_b \%$
14,48	29,0

Tabla 6.3: Máxima corriente para falla trifásica a tierra en el 75 % de línea  
- Interruptor J2 - Caso base.

$I_b [kA]$	$I_b \%$
16,49	33,0

Destacándose que los  $I_b \%$  corresponden a la proporción de  $I_b$  respecto a la capacidad de ruptura del interruptor (50 kA). De esta forma, con los valores obtenidos, para calcular el máximo TRV soportable se utiliza una curva T30 y para el máximo RRRV soportable una T60, en ambos casos con un voltaje nominal de 245 kV (Tabla 2.2).

Tabla 6.4: Máximas solicitaciones y valores soportables - Interruptor J2  
- Caso base.

Máximo TRV [kV]	Máximo RRRV [kV/ $\mu s$ ]	TRV Peak-Value T30 [kV]	Rate of Rise T60 [kV/ $\mu s$ ]
445,2	3,150	400	3

En los valores de la Tabla 6.4 se aprecia que el nivel de TRV del caso de estudio en el interruptor J2 de la subestación Los Vilos 220 kV es de 445,2 kV, superior al máximo soportable de 400 kV. En lo respectivo al RRRV, la máxima excursión obtenida es de 3,150  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ , superior al máximo soportable de 3  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ . De esta forma, simultáneamente existe incumplimiento normativo del caso base en cuánto a TRV y a RRRV (recordar que los cálculos corresponden a un caso de estudio y no a las magnitudes reales del paño en análisis).

## 6.1.2. Simulación determinista

La simulación determinista tiene por objeto mostrar la diferencia de tensión del interruptor en el dominio del tiempo, razón por la cual, solo se considera el caso de máximo TRV. Con motivo de lo anterior, se indican los tiempos de operación de los interruptores que llevan a la máxima excursión de TRV.

Tabla 6.5: Tiempos de operación del interruptor maestro en la simulación con máximo TRV - Caso base.

$t_a [s]$	$t_b [s]$
0,017329077	0,017329077

Tabla 6.6: Tiempos de operación del interruptor esclavo en la simulación con máximo TRV - Caso base.

$t_a [s]$	$t_b [s]$	$t_c [s]$
0,068018764	0,066853943	0,064546451

La siguiente gráfica corresponde a la diferencia de tensión del interruptor J2 en el dominio del tiempo para la fase con mayor sollicitación de TRV:

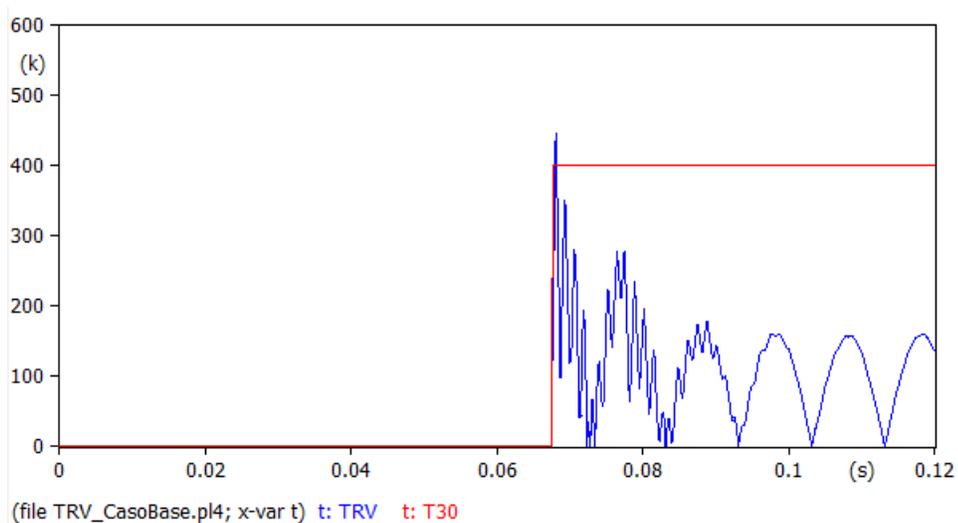


Figura 6.1: Diferencia de tensión del interruptor J2 en la simulación con máximo TRV - Fase B - Caso base.

# Capítulo 7

## Resultados sensibilidad I

### 7.1. Caso con soterramiento

#### 7.1.1. Simulaciones estadísticas

Se presenta el detalle de los máximos valores de TRV y RRRV obtenidos en cada ubicación y tipo de falla para el interruptor J2.

Tabla 7.1: Resultados simulaciones estadísticas - Interruptor J2 - Sensibilidad I.

Ubicación Falla	Tipo de Falla	Máximo TRV [kV]	Máximo RRRV [kV/ $\mu$ s]
Barra	1FT	176,5	0,057
	2F	170,5	0,053
	2FT	181,2	0,059
	3F	190,0	0,061
	3FT	179,4	0,059
Inicio Línea	1FT	273,1	0,490
	2F	513,4	0,973
	2FT	334,5	0,728
	3F	450,6	0,919
	3FT	340,3	0,784
1 km	1FT	181,7	0,058
	2F	166,0	0,052
	2FT	182,3	0,057
	3F	196,2	0,063
	3FT	181,9	0,058
75 %	1FT	181,6	0,059
	2F	157,7	0,050
	2FT	182,3	0,057
	3F	199,1	0,063
	3FT	181,6	0,058

En lo respectivo a la Tabla 7.1, se aprecia que el máximo valor de TRV es de 513,4 kV y el máximo RRRV es de 0,973  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ ; ambos ocurren para fallas bifásicas aisladas en el inicio de línea. A continuación, se muestra la máxima corriente de despeje del interruptor J2 ante este tipo de falla.

Tabla 7.2: Máxima corriente para falla bifásica aislada en el inicio de línea - Interruptor J2 - Sensibilidad I.

$I_b [kA]$	$I_b \%$
40,81	81,6

De esta forma, para calcular el máximo TRV y RRRV soportable se utiliza la curva T100, con un voltaje nominal de 245 kV (Tabla 2.2), lo cual se sintetiza en la Tabla 7.3.

Tabla 7.3: Máximas sollicitaciones y valores soportables - Interruptor J2 - Sensibilidad I.

Máximo TRV [kV]	Máximo RRRV [kV/ $\mu s$ ]	TRV Peak-Value T100 [kV]	Rate of Rise T100 [kV/ $\mu s$ ]
513,4	0,973	364	2

## 7.1.2. Simulación determinista

Se muestran los tiempos de operación de los interruptores que conducen a la máxima excursión de TRV.

Tabla 7.4: Tiempos de operación del interruptor maestro en la simulación con máximo TRV - Sensibilidad I.

$t_a [s]$	$t_b [s]$
0,018914107	0,018914107

Tabla 7.5: Tiempos de operación del interruptor esclavo en la simulación con máximo TRV - Sensibilidad I.

$t_a [s]$	$t_b [s]$	$t_c [s]$
0,06742111	0,06975151	0,067882817

La siguiente gráfica muestra a la diferencia de tensión del interruptor J2 en el dominio del tiempo para la fase con mayor sollicitación de TRV:

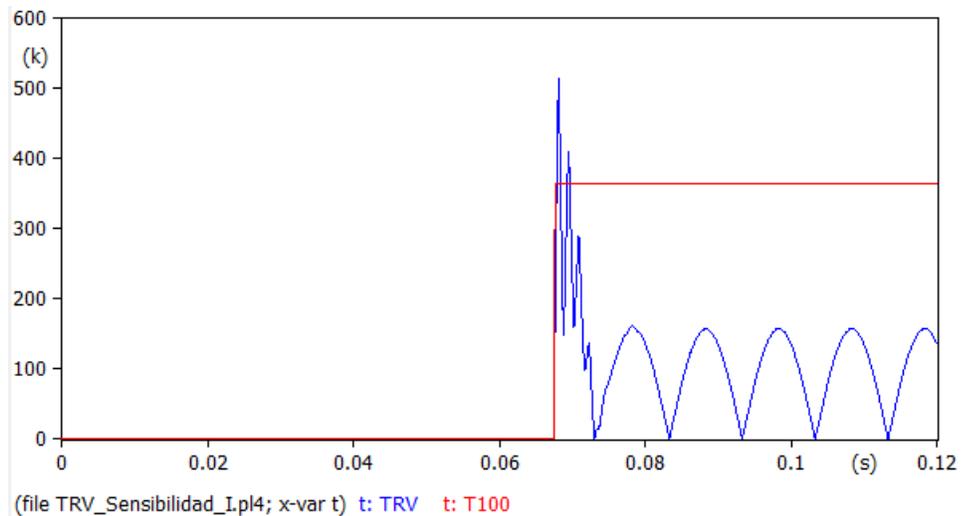


Figura 7.1: Diferencia de tensión del interruptor J2 en la simulación con máximo TRV - Fase A - Sensibilidad I.

## 7.2. Análisis de resultados sensibilidad I

En primera instancia, al comparar las Tablas 6.1 y 7.1 se aprecia que la máxima solici-tación de TRV al incorporar el soterramiento sigue obteniéndose en la falla bifásica aislada en el inicio de línea. No obstante, en la sensibilidad I el máximo RRRV pasó a estar en la misma falla bifásica aislada en el inicio de línea y no en la falla trifásica a tierra en el 75 % de línea del caso base.

En lo respectivo a la Tabla 7.2, se observa que la incorporación del soterramiento del paño de línea al modelo de ATP conllevó a un aumento de la máxima solici-tación de corriente de apertura para la falla bifásica en el inicio de línea. En la sensibilidad I se produjo una máxima corriente de despeje de 40,81 kA, lo cual corresponde a un valor superior al doble del caso base (14,48 kA). Cabe señalar que para un estudio real de TRV se aconseja que las máximas corrientes de despeje sean obtenidas con el *software* Power Factory Digsilent, el cual entrega resultados con un mayor grado de precisión que ATP, ya que este último corresponde a un *software* de distribución gratuita implementado y optimizado para la simulación de transitorios electromagnéticos, no así para la simulación de cortocircuitos en régimen permanente. Señalado lo anterior, no existen los suficientes argumentos para establecer que el soterramiento de un paño de línea conlleve a mayores corrientes de despeje de falla.

A raíz del análisis de la Tabla 7.3, se visualiza que el nivel de TRV obtenido en la sen-sibilidad I es de 513,4 kV, valor superior al máximo soportable de 364 kV, lo que significa un incumplimiento normativo. De igual forma, al efectuar la comparativa con el caso base (máximo TRV de 445,2 kV) se observa un aumento del 15,32 %. Al examinar el RRRV, se tiene que la máxima excursión de la sensibilidad I es de 0,973  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ , valor inferior al máxi-mo soportable de 2  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ , razón por la cual existe cumplimiento de la norma. Asimismo, al efectuar la comparación con el caso de estudio original (máximo RRRV de 3,150  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ ), se observa una disminución del 69,11 %. A continuación, se muestra una tabla resumen con los resultados obtenidos en la sensibilidad I y las variaciones respecto al caso base (RCB):

Tabla 7.6: Resultados sensibilidad I, variaciones RCB.

Medición	Caso Base	Sensibilidad I
TRV [kV]	445,2	513,4
$\Delta$ % [RCB]	-	+15,32
RRRV $[\frac{kV}{\mu s}]$	3,150	0,973
$\Delta$ % [RCB]	-	-69,11

Al comparar los resultados de la sensibilidad I (paño soterrado) con los del caso base (paño aéreo), se concluye que un mecanismo de mitigación del TRV consiste en utilizar un paño de línea con llegada aérea, mientras que, un mecanismo de mitigación del RRRV estriba en el uso de un paño de línea soterrado. De aquí surge un *trade-off* respecto a cual de los dos efectos es más favorable para un proyecto en particular, ya que utilizar un paño de línea aéreo disminuye los valores de TRV, pero aumenta los de RRRV y emplear un paño de línea soterrado incrementa los valores de TRV, pero reduce los de RRRV.

# Capítulo 8

## Resultados sensibilidad II

### 8.1. Caso con resistencias de preinserción de 300 $\Omega$

#### 8.1.1. Simulaciones estadísticas

Se expone el detalle de los máximos valores de TRV y RRRV ocasionados en cada ubicación y tipo de falla para el interruptor J2.

Tabla 8.1: Resultados simulaciones estadísticas - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 300  $\Omega$ .

Ubicación Falla	Tipo de Falla	Máximo TRV [kV]	Máximo RRRV [kV/ $\mu$ s]
Barra	1FT	96,3	0,055
	2F	145,1	0,089
	2FT	142,7	0,087
	3F	165,2	0,099
	3FT	163,1	0,100
Inicio Línea	1FT	156,0	0,064
	2F	161,2	0,081
	2FT	172,3	0,070
	3F	184,7	0,087
	3FT	176,6	0,071
1 km	1FT	155,6	0,102
	2F	161,2	0,094
	2FT	171,2	0,109
	3F	185,1	0,116
	3FT	176,6	0,118
75 %	1FT	115,3	0,072
	2F	141,4	0,103
	2FT	147,9	0,089
	3F	165,0	0,100
	3FT	158,8	0,101

En la Tabla 8.1 se aprecia que el máximo valor de TRV es de 185,1 kV y ocurre para una falla trifásica aislada ubicada en 1 km de línea. De igual forma, el máximo RRRV es de 0,118  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$  y sucede para una falla trifásica a tierra situada en 1 km de línea. Asimismo, se muestran las máximas corrientes de despeje del interruptor J2 ante las fallas antes mencionadas.

Tabla 8.2: Máxima corriente para falla trifásica aislada en 1 km de línea  
- Interruptor J2 - Sensibilidad II - 300  $\Omega$ .

$I_b [kA]$	$I_b \%$
0,274	0,5

Tabla 8.3: Máxima corriente para falla trifásica a tierra en 1 km de línea  
- Interruptor J2 - Sensibilidad II - 300  $\Omega$ .

$I_b [kA]$	$I_b \%$
0,267	0,5

De acuerdo a la información de las Tablas 8.2 y 8.3, para calcular el máximo TRV y RRRV soportable se utiliza la curva T10, con un voltaje nominal de 245 kV (Tabla 2.2). Esta información se encuentra resumida en la Tabla 8.4.

Tabla 8.4: Máximas solicitaciones y valores soportables - Interruptor J2  
- Sensibilidad II - 300  $\Omega$ .

Máximo TRV [kV]	Máximo RRRV [kV/ $\mu s$ ]	TRV Peak-Value T10 [kV]	Rate of Rise T10 [kV/ $\mu s$ ]
185,1	0,118	459	7

## 8.1.2. Simulación determinista

Los tiempos de operación de los interruptores que llevan a la máxima excursión de TRV son:

Tabla 8.5: Tiempos de operación del interruptor maestro en la simulación con máximo TRV - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 300  $\Omega$ .

$t_a$ [s]	$t_b$ [s]	$t_c$ [s]
0,016407374	0,016407374	0,016407374

Tabla 8.6: Tiempos de operación del interruptor esclavo en la simulación con máximo TRV - Sensibilidad II - 300  $\Omega$ .

$t_a$ [s]	$t_b$ [s]	$t_c$ [s]
0,067136254	0,067362958	0,064303602

La siguiente gráfica presenta a la diferencia de tensión del interruptor J2 en el dominio del tiempo para la fase con mayor sollicitación de TRV:

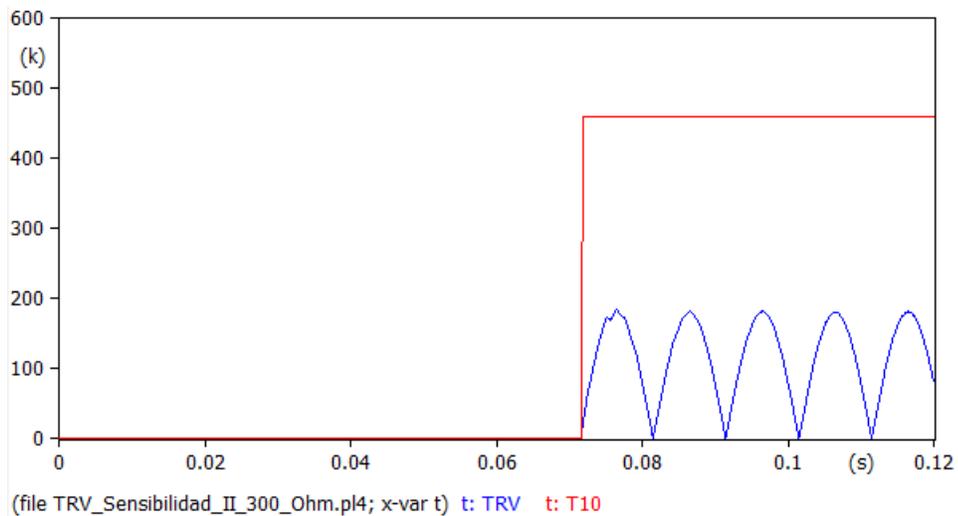


Figura 8.1: Diferencia de tensión del interruptor J2 en la simulación con máximo TRV - Fase B - Sensibilidad II - 300  $\Omega$ .

## 8.2. Caso con resistencias de preinserción de 450 $\Omega$

### 8.2.1. Simulaciones estadísticas

Se indica el detalle de los máximos valores de TRV y RRRV producidos en cada ubicación y tipo de falla para el interruptor J2.

Tabla 8.7: Resultados simulaciones estadísticas - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 450  $\Omega$ .

Ubicación Falla	Tipo de Falla	Máximo TRV [kV]	Máximo RRRV [kV/ $\mu$ s]
Barra	1FT	96,2	0,045
	2F	144,0	0,073
	2FT	142,4	0,073
	3F	164,2	0,084
	3FT	162,4	0,084
Inicio Línea	1FT	155,8	0,059
	2F	159,8	0,071
	2FT	171,1	0,064
	3F	183,3	0,078
	3FT	176,4	0,066
1 km	1FT	155,4	0,083
	2F	159,8	0,076
	2FT	171,1	0,090
	3F	183,8	0,092
	3FT	176,2	0,096
75 %	1FT	115,3	0,058
	2F	141,2	0,084
	2FT	147,4	0,074
	3F	164,7	0,083
	3FT	158,7	0,082

De la Tabla 8.7 se desprende que el máximo valor de TRV es de 183,8 kV y sucede para una falla trifásica aislada ubicada en 1 km de línea. De igual forma, el máximo RRRV es de 0,096  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$  y ocurre para una falla trifásica a tierra ubicada en 1 km de línea. A continuación, se muestran la máximas corrientes de despeje del interruptor J2 ante estas fallas.

Tabla 8.8: Máxima corriente para falla trifásica aislada en 1 km de línea  
 - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 450  $\Omega$ .

$I_b [kA]$	$I_b \%$
0,209	0,4

Tabla 8.9: Máxima corriente para falla trifásica a tierra en 1 km de línea  
 - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 450  $\Omega$ .

$I_b [kA]$	$I_b \%$
0,203	0,4

En conformidad con la información de las Tablas 8.8 y 8.9, para calcular el máximo TRV y RRRV soportable se utiliza la curva T10, con un voltaje nominal de 245 kV (Tabla 2.2). A continuación, se muestra la información resumida en la Tabla 8.15.

Tabla 8.10: Máximas solicitaciones y valores soportables - Interruptor J2  
 - Sensibilidad II - 450  $\Omega$ .

Máximo TRV [kV]	Máximo RRRV [kV/ $\mu s$ ]	TRV Peak-Value T10 [kV]	Rate of Rise T10 [kV/ $\mu s$ ]
183,8	0,096	459	7

## 8.2.2. Simulación determinista

Se exponen los tiempos de operación de los interruptores que provocan la máxima excursión de TRV.

Tabla 8.11: Tiempos de operación del interruptor maestro en la simulación con máximo TRV - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 450  $\Omega$ .

$t_a$ [s]	$t_b$ [s]	$t_c$ [s]
0,025662498	0,025662498	0,025662498

Tabla 8.12: Tiempos de operación del interruptor esclavo en la simulación con máximo TRV - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 450  $\Omega$ .

$t_a$ [s]	$t_b$ [s]	$t_c$ [s]
0,075237494	0,075581288	0,075719237

La siguiente gráfica corresponde a la diferencia de tensión del interruptor J2 en el dominio del tiempo para la fase con mayor sollicitación de TRV:

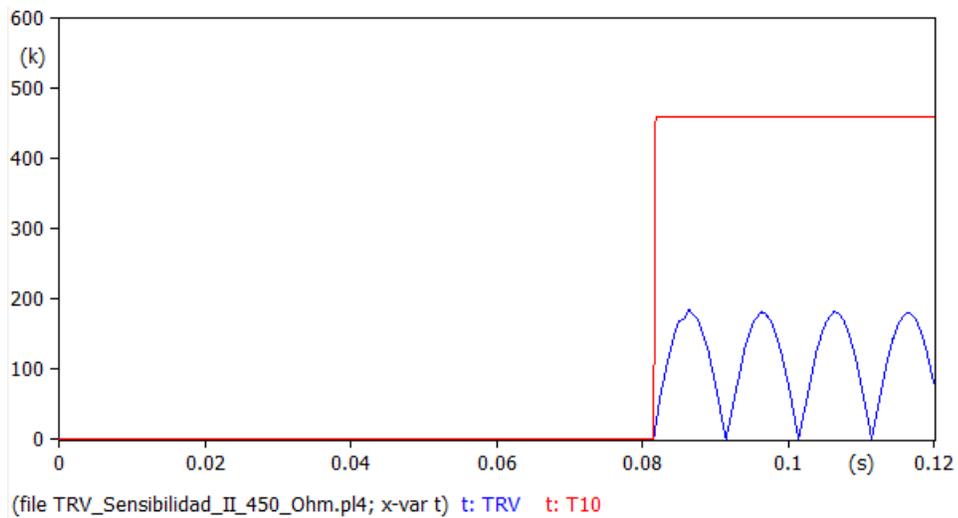


Figura 8.2: Diferencia de tensión del interruptor J2 en la simulación con máximo TRV - Fase B - Sensibilidad II - 450  $\Omega$ .

## 8.3. Caso con resistencias de preinserción de 600 $\Omega$

### 8.3.1. Simulaciones estadísticas

Se muestra el detalle de los máximos valores de TRV y RRRV obtenidos en cada ubicación y tipo de falla para el interruptor J2.

Tabla 8.13: Resultados simulaciones estadísticas - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 600  $\Omega$ .

Ubicación Falla	Tipo de Falla	Máximo TRV [kV]	Máximo RRRV [kV/ $\mu$ s]
Barra	1FT	96,2	0,043
	2F	143,5	0,064
	2FT	141,9	0,066
	3F	163,8	0,077
	3FT	161,8	0,075
Inicio Línea	1FT	155,7	0,056
	2F	159,3	0,065
	2FT	171,0	0,062
	3F	182,6	0,073
	3FT	176,3	0,063
1 km	1FT	155,4	0,073
	2F	159,3	0,071
	2FT	171,0	0,078
	3F	183,1	0,085
	3FT	176,1	0,083
75 %	1FT	115,3	0,053
	2F	141,1	0,074
	2FT	147,5	0,067
	3F	164,8	0,076
	3FT	158,7	0,073

En la Tabla 8.13 se aprecia que el máximo valor de TRV es de 183,1 kV y el máximo RRRV es de 0,085  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ ; ambos casos ocurren ante fallas trifásicas aisladas ubicadas en 1 km de línea. A continuación, se indica la máxima corriente de despeje del interruptor J2 ante esta falla.

Tabla 8.14: Máxima corriente para falla trifásica aislada en 1 km de línea  
 - Interruptor J2 - Sensibilidad II - 600  $\Omega$ .

$I_b [kA]$	$I_b \%$
0,168	0,3

De acuerdo a la información de la Tabla 8.14, para calcular el máximo TRV y RRRV soportable se utiliza la curva T10, con un voltaje nominal de 245 kV (Tabla 2.2). Esta información se encuentra sintetizada en la Tabla 8.15.

Tabla 8.15: Máximas solicitaciones y valores soportables - Interruptor J2  
 - Sensibilidad II - 600  $\Omega$ .

Máximo TRV [kV]	Máximo RRRV [kV/ $\mu s$ ]	TRV Peak-Value T10 [kV]	Rate of Rise T10 [kV/ $\mu s$ ]
183,1	0,085	459	7

### 8.3.2. Simulación determinista

Se presentan los tiempos de operación de los interruptores que conllevan a la máxima sollicitación de TRV.

Tabla 8.16: Tiempos de operación del interruptor maestro en la simulación con máximo TRV - Sensibilidad II - 600  $\Omega$ .

$t_a$ [s]	$t_b$ [s]	$t_c$ [s]
0,015680009	0,015680009	0,015680009

Tabla 8.17: Tiempos de operación del interruptor esclavo en la simulación con máximo TRV - Sensibilidad II - 600  $\Omega$ .

$t_a$ [s]	$t_b$ [s]	$t_c$ [s]
0,066036293	0,066909861	0,065852358

La siguiente gráfica muestra a la diferencia de tensión del interruptor J2 en el dominio del tiempo para la fase con mayor sollicitación de TRV:

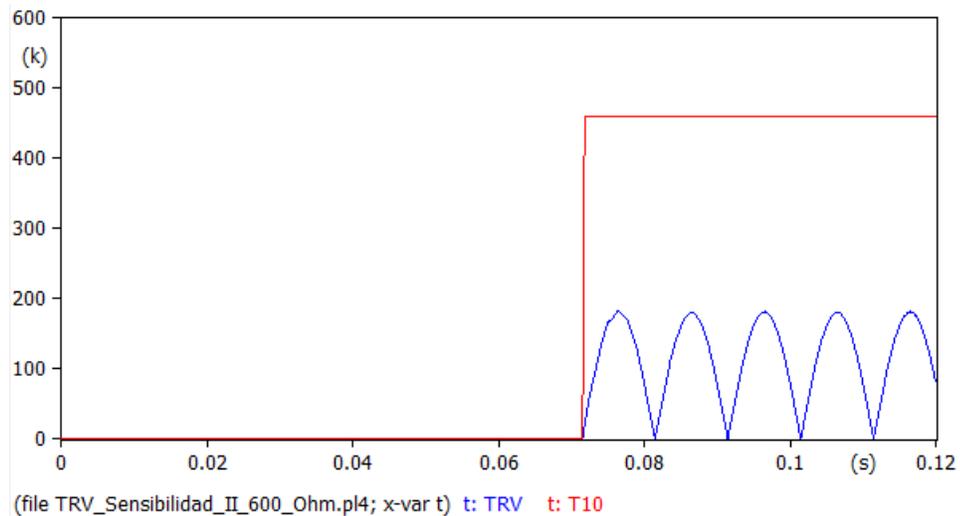


Figura 8.3: Diferencia de tensión del interruptor J2 en la simulación con máximo TRV - Fase B - Sensibilidad II - 600  $\Omega$ .

## 8.4. Análisis de resultados sensibilidad II

Al realizar la comparativa entre las Tablas 6.1, 8.1, 8.7 y 8.13, se aprecia que en el caso base la máxima sollicitación de TRV acontece en una falla bifásica aislada en el inicio de línea, mientras que, en las sensibilidades con resistencias de preinserción de 300, 450 y 600  $\Omega$  suceden en fallas trifásicas aisladas en 1 km de línea. En lo respectivo a la máxima excursión de RRRV, el caso base tiene lugar en una falla trifásica a tierra en el 75 % de línea, en tanto, las sensibilidades con resistencias de preinserción de 300 y 450  $\Omega$  acontecen en fallas trifásicas a tierra en 1 km de línea. No obstante, la sensibilidad con resistencias de preinserción de 600  $\Omega$  tiene ocasión para una falla trifásica aislada en 1 km de línea.

De igual forma, se aprecia que en todas las sensibilidades (300, 450 y 600  $\Omega$ ) las máximas sollicitaciones de TRV y RRRV disminuyen su valor con respecto al caso de estudio original, obteniéndose valores dentro de lo requerido por la normativa, es decir, inferiores a los máximos soportables de 459 kV y 7  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ . En la siguiente Tabla se muestran los resultados obtenidos con cada valor de las resistencias de preinserción y los porcentajes de reducción del TRV y RRRV respecto al caso base (RCB):

Tabla 8.18: Resultados sensibilidad II, variaciones RCB.

Medición	Caso Base	Sensibilidad II 300 $\Omega$	Sensibilidad II 450 $\Omega$	Sensibilidad II 600 $\Omega$
TRV [kV]	445,2	185,1	183,8	183,1
$\Delta$ % [RCB]	-	-58,42	-58,72	-58,87
RRRV [kV/ $\mu$ s]	3,150	0,118	0,096	0,085
$\Delta$ % [RCB]	-	-96,25	-96,95	-97,30

En la Tabla 8.18 se observa que todos los casos muestran reducciones del TRV superiores al 50 % y del RRRV al 90 %, junto a una proporcionalidad entre el valor de las resistencias de preinserción y el grado de mitigación del TRV y RRRV, ya que la menor atenuación se obtuvo con resistencias de preinserción de 300  $\Omega$  y la máxima con valores de 600  $\Omega$ .

Considerando lo anteriormente señalado, se concluye que la incorporación de resistencias de preinserción en los bornes de un interruptor produce una disminución en las máximas sollicitaciones de TRV y RRRV ante el despeje de fallas, razón por la cual, su uso es de beneficio para la mitigación del TRV y RRRV. No obstante, se debe considerar de forma paralela cómo estas resistencias de preinserción afectan a los restantes estudios sistémicos, sumado a un análisis de la factibilidad técnica de incorporar este mecanismo en un nuevo interruptor por parte del fabricante y la viabilidad de añadirlo a uno ya existente.

# Capítulo 9

## Conclusiones

El TRV (*Transient Recovery Voltage*) corresponde a la diferencia de tensión existente entre los terminales de un interruptor al despejar una corriente de falla, siendo, en el caso de los paños AIS, una sobretensión transitoria de frente lento. La relevancia del fenómeno se encuentra en que el interruptor debe ser capaz de soportar el TRV y su tasa de aumento RRRV (*Rate of Rise of Recovery Voltage*), ya que de lo contrario el equipo sufrirá daños y no realizará el despeje efectivo de la falla. La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio obliga a que todo proyecto que involucre obras desde los 220 kV realice un estudio de verificación de TRV. Complementariamente, es el Coordinador Eléctrico Nacional quien establece las características específicas del estudio a presentar y con ello obtener la aprobación de la puesta en servicio.

Con motivo de lo anterior, en el trabajo de memoria se realizó un análisis acerca de metodología para hacer estudios de TRV en Chile, para ello se detallaron las directrices establecidas por el Coordinador Eléctrico Nacional. De igual forma, se empleó la metodología del Coordinador para desarrollar un caso de estudio modelando una subestación real del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) junto a su zona de influencia en el *software* de transitorios electromagnéticos ATP. De esto se obtuvieron las máximas solicitaciones de TRV y RRRV del interruptor J2 de la subestación Los Vilos 220 kV (región de Coquimbo), perteneciente al circuito C2 de la línea 2x220 kV Los Vilos - Nogales, las que luego fueron comparadas con los niveles de TRV y RRRV al incorporar potenciales mecanismos de mitigación.

En lo respectivo a las características del estudio de TRV solicitado por el Coordinador, se debe realizar un mínimo de 100 simulaciones estadísticas para cada tipo y ubicación de falla, esto a causa del desconocimiento del tiempo exacto de operación de un interruptor y la necesidad de abarcar todas las posibles fallas en instantes diferentes de la onda de tensión. Aquel número de simulaciones modela a los 20 ms del período de la onda con 100 mediciones equiespaciadas por 0,2 ms. Referente al interruptor analizado, debe ser modelado como tipo esclavo, cuya actuación es habilitada por la acción del interruptor maestro de falla, donde este último es caracterizado mediante una variable aleatoria uniforme con intervalo de 20 ms, mientras que el primero a través de una gaussiana con media equivalente al tiempo de actuación de las protecciones y accionamiento del interruptor. De las simulaciones estadísticas se obtienen los valores de las máximas solicitaciones de TRV y RRRV, para luego en las simulaciones deterministas mostrar la diferencia de tensión del interruptor en el dominio del tiempo utilizando los tiempos de apertura de los interruptores maestro y esclavo.

Referente a las estándares y normas internacionales necesarias para realizar un estudio de TRV, se debe utilizar a la norma IEC 62271-100 [5] para conseguir los máximos valores soportables de TRV y RRRV por parte de un interruptor, requiriéndose la tensión de diseño del interruptor junto a la asignación de una curva envolvente de referencia (curva T) a través de la comparación entre la máxima corriente a despejar por el interruptor (nivel de cortocircuito) y su capacidad de ruptura. Complementariamente, se emplea la IEEE Std. C37.011 [6] para obtener las capacitancias parásitas equivalentes de cada paño y barra de la zona de influencia con la información de los dispositivos eléctricos y largo de las barras.

En cuanto al criterio de aceptación del Coordinador para los estudios de TRV, se solicita el cumplimiento simultáneo de dos elementos: primero, que la curva con máximo TRV simulado no cruce a la curva T y, segundo, que el RRRV no sobrepase un determinado valor en función de la tensión de diseño del interruptor y la misma curva T. Se destaca que existen tres maneras de aumentar los valores soportables de TRV y RRRV de un interruptor: disminuyendo el nivel de cortocircuito; aumentando la capacidad de ruptura del interruptor (acciones que asignan una curva T con mayor holgura); o bien, directamente aumentando la tensión de diseño.

En relación a las generalidades necesarias a tener en cuenta al momento de realizar estudios de TRV, se destaca que en 2021 no existen bases de datos públicas del SEN en un *software* de transitorios electromagnéticos, es por esto que se debe construir desde cero una base de datos que incluya a la subestación y su zona de influencia. Referente a las licencias requeridas, ATP es de distribución gratuita, no obstante, se requiere de una licencia de Power Factory Digsilent para obtener los equivalentes de generación y de acoplamiento a través de la rutina Ward. Complementariamente, se debe señalar que los estudios de TRV son comparativamente extensos en tiempo respecto a los otros estudios sistémicos, esto se debe a que para cada tipo y ubicación de falla se simulan 100 tiempos de apertura diferentes del interruptor. Por ejemplo, para esta investigación, las simulaciones de las 100 aperturas en cada ubicación y tipo de falla tomaron un tiempo de 12 minutos. Dado que se modelaron 5 tipos de fallas y 4 ubicaciones, el caso base y cada sensibilidad tomó un tiempo de simulación de 4 horas. Acto seguido, se debe incorporar el tiempo necesario para el tratamiento de datos y extraer del universo de simulaciones aquellas que generen las máximas solicitaciones, para lo cual se debe tener en cuenta que ATP entrega como resultado de cada simulación un archivo de texto plano.

Respecto a las características de la persona que realice estudios de TRV, a partir de la experiencia de esta memoria, se sugiere por parte del autor, que debería ser un/una profesional del sector eléctrico con fuertes conocimientos acerca de topologías y dispositivos de subestaciones, entendimiento necesario para el cálculo de las capacitancias parásitas equivalentes de paño y barra. De igual forma, debería tener conocimientos acerca de los parámetros geométricos de líneas de transmisión, para así lograr la modelación de las líneas a través de la información de las memorias de parámetros eléctricos. Asimismo, debería poseer conocimientos de probabilidades y con ello lograr la modelación de los interruptores estadísticos. Finalmente, debería tener dominio del *software* de transitorios electromagnéticos a utilizar, junto con conocimiento de procesos de automatización en Python o MATLAB que permitan la aplicación de *data mining*, y con ello, a partir de un conjunto de grandes cantidades de simulaciones, obtener aquellas que generen las máximas solicitaciones de TRV y RRRV.

Referente a los resultados numéricos, para el caso de estudio base del interruptor J2, se obtuvo que el máximo valor de TRV fue de 445,2 kV y ocurrió para una falla bifásica aislada en el inicio de línea, mientras que el máximo RRRV fue de 3,150  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$  y sucedió en una falla trifásica a tierra en el 75 % de línea. Al considerar las corrientes de despeje obtenidas en ATP, estos eventos tuvieron asociadas curvas T30 y T60. A continuación, se muestran los detalles de las máximas sollicitaciones y los máximos valores soportables por el interruptor.

Tabla 9.1: Máximas sollicitaciones y valores soportables - Interruptor J2 SE  
Los Vilos 220 kV - Caso base.

Máximo TRV [kV]	Máximo RRRV [kV/ $\mu s$ ]	TRV Peak-Value T30 [kV]	Rate of Rise T60 [kV/ $\mu s$ ]
445,2	3,150	400	3

Se apreció simultáneamente incumplimiento normativo para el TRV y el RRRV, ya que las máximas excursiones de 445,2 kV y 3,150  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$  fueron superiores a los máximos soportables de 400 kV y 3  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ . Referente a los resultados del caso base, estos corresponden a un caso de estudio que emplea valores representativos de fuentes de generación e impedancias de acoplamiento (ver anexo de esta memoria), cuya finalidad fue servir como punto de comparación con los efectos obtenidos al incorporar potenciales mecanismos de mitigación y no corresponden a las condiciones operacionales de generación máxima y mínima modeladas en Power Factory Digsilent para un estudio real de TRV.

En la sensibilidad I, se incorporó al modelo el soterramiento del paño de línea del interruptor J2, obteniéndose que las máximas sollicitaciones de TRV y RRRV ocurrieron para fallas bifásicas aisladas en el inicio de línea. En ambos casos las fallas se asociaron a una curva T100. Se obtuvo una máxima sollicitación de TRV de 513,4 kV, superior al máximo soportable de 364 kV y una máxima excursión de RRRV de 0,973  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ , inferior al máximo soportable de 2  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ . A continuación, se muestran los resultados obtenidos y los porcentajes de variación respecto al caso base (RCB).

Tabla 9.2: Resultados sensibilidad I, variaciones RCB - Interruptor J2 SE  
Los Vilos 220 kV.

Medición	Caso Base	Sensibilidad I
TRV [kV]	445,2	513,4
$\Delta$ % [RCB]	-	+15,32
RRRV [kV/ $\mu s$ ]	3,150	0,973
$\Delta$ % [RCB]	-	-69,11

Al contrastar los resultados de la sensibilidad I (pañó soterrado) con los del caso base (pañó aéreo), se concluye que un mecanismo de mitigación del TRV consiste en emplear un paño de línea con llegada aérea, mientras que, un mecanismo de mitigación del RRRV estriba en utilizar un paño de línea con llegada soterrada. De esto surge un *trade-off* respecto a cual de las dos consecuencias es más favorable para un proyecto en particular, ya que utilizar un paño de línea aéreo reduce los valores de TRV, pero incrementa los de RRRV y emplear un paño de línea soterrado aumenta los valores de TRV, pero disminuye los de RRRV.

Para la sensibilidad II, se añadieron al modelo resistencias de preinserción en los bornes del interruptor J2, estudiándose los efectos con valores de 300, 450 y 600  $\Omega$  (similares a la impedancias naturales de línea), teniéndose que para los tres casos los máximos TRVs ocurrieron en fallas trifásicas aisladas en 1 km de línea. Asimismo, para los casos de 300 y 450  $\Omega$  los máximos RRRVs sucedieron en fallas trifásicas a tierra en 1 km de línea, no obstante, el caso de 600  $\Omega$  tuvo ocasión para una falla trifásica aislada en 1 km de línea. En los tres casos, las fallas tuvieron asociada una curva T10, donde todas las máximas solicitaciones estuvieron dentro de lo requerido por la normativa, es decir, con valores inferiores a los máximos soportables de 459 kV y 7  $\left[\frac{kV}{\mu s}\right]$ . A continuación, se muestra los niveles de TRV, RRRV y porcentajes de reducción respecto al caso base (RCB):

Tabla 9.3: Resultados sensibilidad II, variaciones RCB - Interruptor J2 SE  
Los Vilos 220 kV.

Medición	Caso Base	Sensibilidad II 300 $\Omega$	Sensibilidad II 450 $\Omega$	Sensibilidad II 600 $\Omega$
TRV [kV]	445,2	185,1	183,8	183,1
$\Delta$ % [RCB]	-	-58,42	-58,72	-58,87
RRRV [kV/ $\mu$ s]	3,150	0,118	0,096	0,085
$\Delta$ % [RCB]	-	-96,25	-96,95	-97,30

Se evidenciaron porcentajes de reducción superiores al 50% en el TRV y al 90% en el RRRV, junto a una proporcionalidad entre el valor de las resistencias de preinserción y el grado de mitigación, ya que las menores atenuaciones se consiguieron con 300  $\Omega$  y las máximas con 600  $\Omega$ . De esta forma, se concluye que la incorporación de resistencias de preinserción en los bornes de un interruptor conlleva a reducciones en las máximas solicitaciones de TRV y RRRV frente al despeje de fallas, motivo por el cual, su uso es útil para la mitigación del TRV y RRRV. Sin embargo, se debe analizar de forma paralela cómo estas resistencias de preinserción afectan a los restantes estudios sistémicos, sumado a un análisis de la factibilidad técnica de incorporar este mecanismo en un nuevo interruptor por parte del fabricante y la viabilidad de añadirlo a uno ya existente.

Finalmente, como potencial trabajo futuro, se plantea la actividad de cuantificar las variaciones que se producen en los niveles de TRV y RRRV al cambiar el tiempo de paso en el *software* de transitorios electromagnéticos, ya que en esta memoria se consideró para todas las simulaciones un paso de 1,5  $\mu$ s. De igual forma, puede ser de interés investigar, modelar y cuantificar los efectos en el TRV y RRRV con otros mecanismos de mitigación, como pueden ser la conexión de reactores limitadores de corriente (CLR), la conexión de condensadores en paralelo al interruptor y el aumento del número de cámaras de extinción. Complementariamente, otro elemento de interés se encuentra en la comparación del TRV y RRRV en subestaciones GIS y AIS, lo que permitiría identificar si es que intrínsecamente una de ellas conlleva a mayores solicitaciones de TRV y RRRV. Como último elemento, se sugiere la investigación de la metodología para realizar estudios de TRV en interruptores de enlaces HVDC y las variaciones que este contiene respecto al caso tradicional en corriente alterna.

# Glosario

TRV: *Transient Recovery Voltage* - Voltaje de Recuperación Transitorio.

RRRV: *Rate of Rise of Recovery Voltage* - Tasa de Aumento del Voltaje de Recuperación.

Nivel de Cortocircuito: Máxima corriente a despejar por el interruptor ante la falla más exigente.

Nivel de TRV: Máximo valor de TRV a soportar por el interruptor ante el despeje de la falla más exigente.

Nivel de RRRV: Máximo valor de RRRV a soportar por el interruptor ante el despeje de la falla más exigente.

Curva T: Tipo de curva asignada en función de la comparación porcentual entre el nivel de cortocircuito y la capacidad de ruptura del interruptor. Según el valor del porcentaje se asigna una curva desde T10 a T100.

Zona de Influencia: Fragmento de la red cuyas características eléctricas afectan de forma significativa a los resultados del estudio en análisis.

Interruptor Maestro: Tipo de interruptor que no requiere la acción de otro interruptor para su actuación.

Interruptor Esclavo: Tipo de interruptor que requiere la acción de otro interruptor para su actuación.

Interruptor de Falla: Tipo de interruptor maestro de carácter ficticio que introduce la falla al modelo. No corresponde a un interruptor real de la subestación o zona de influencia.

Interruptor de Apertura: Tipo de interruptor esclavo que realiza el despeje de la falla. Corresponde al interruptor analizado en el estudio de TRV.

Interruptor Estadístico: Tipo de interruptor con tiempo exacto de actuación desconocido y es caracterizado como una variable aleatoria con distribución de probabilidad conocida.

Interruptor Determinístico: Tipo de interruptor con tiempo exacto de actuación conocido.

Simulación Estadística: Tipo de simulación realizada con interruptores de falla y apertura estadísticos. Para cada tipo y ubicación de falla se efectúan 100 simulaciones estadísticas.

Simulación Determinista: Tipo de simulación realizada con interruptores de falla y apertura determinísticos. Los tiempos de operación de los interruptores son extraídos de las simulaciones estadísticas.

# Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. Ley número 20936. 20 de julio del 2016. Santiago, Chile.
- [2] Comisión Nacional de Energía, Anexo Técnico: Requisitos técnicos mínimos de instalaciones que se interconectan al SI. Santiago, Chile, 2018.
- [3] C. Alvear, M. Cifuentes. Guía técnica de aplicación. Directrices generales para el desarrollo de estudios de TRV. Departamento de Estudios De Sistemas Eléctricos, Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, 2018.
- [4] International Electrotechnical Commission, “Insulation co-ordination - Part 2: Application guide”, International Standard. IEC 60071-2. IEC, 1996.
- [5] International Electrotechnical Commission, “High - voltage switchgear and controlgear - Part 100: High voltage alternating - current circuit - breakers”, International Standard. IEC 62271-100. IEC, 2017.
- [6] IEEE Power Engineering Society, “Application guide for transient recovery voltage for high voltage circuit breakers”, IEEE C37.011-2019, Nueva York, Estados Unidos: IEEE SA, 2019.
- [7] C. Weishaupt, G. Fromm, A. Alegría y D. De la Torre (Mayo 2017). Alternativas para reducir el nivel de cortocircuito en el Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile.
- [8] C. Colignon, “Evaluación de los efectos sistémicos de un enlace asíncrono Alto Jahuel-Charrúa en la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional”, tesis de pregrado, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Santiago, Chile, 2018.

# Anexo

## Transformadores

**Hybrid transformer :**

**Structure**

Number of phases: 3  
 Number of windings: 2  
 Type of core: 3-leg stacked  
 Test frequency [Hz]: 50

Data based on: Ind. Res. Cap. Core  
 Design param. Test report Typical values

**Ratings & connections**

	Prim.	Sec.
L-L voltage [kV]	66	220
Power [MVA]	50	50
Connections	Y	D
Phase shifts	0	30
Node names	X0026	X0027

Winding sequence: core-inner-outer P S  
 Ext. neutral connections  
 Hide core nodes

**Data**

Inductance Resistance Capacitance Core

Data equal to Resistance's Test report  Zero sequence data available

**positive sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	12.8	50	249

**zero sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	11.91	50	0

Comment: Order: Label: Hide

OK Cancel Import Export Edit defin. Help

Figura 9.1: Transformador Total 66/220 kV.

Hybrid transformer :

Structure

Number of phases: 3

Number of windings: 2

Type of core: 3-leg stacked

Test frequency [Hz]: 50

Data based on: Ind. Res. Cap. Core

Design param. Test report Typical values

Ratings & connections

	Prim.	Sec.
L-L voltage [kV]	12	220
Power [MVA]	50	50
Connections	D	Y
Phase shifts	0	30
Node names	X0050	X0051

Winding sequence: core-inner-outer P S

Ext. neutral connections

Hide core nodes

Data

Inductance Resistance Capacitance Core

Data equal to Resistance's Test report  Zero sequence data available

**positive sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	11.98	50	196

**zero sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	6	50	0

Comment: Order: Label:  Hide

OK Cancel Import Export Edit defin. Help

Figura 9.2: Transformador Punta Palmeras 12/220 kV.

Hybrid transformer :

Structure

Number of phases: 3

Number of windings: 2

Type of core: 3-leg stacked

Test frequency [Hz]: 50

Data based on: Ind. Res. Cap. Core

Design param. Test report Typical values

Ratings & connections

	Prim.	Sec.
L-L voltage [kV]	23	220
Power [MVA]	22.5	22.5
Connections	Y	D
Phase shifts	0	30
Node names	X0035	X0036

Winding sequence: core-inner-outer P S

Ext. neutral connections

Hide core nodes

Data

Inductance Resistance Capacitance Core

Data equal to Resistance's Test report  Zero sequence data available

**positive sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	18.75	22.5	183.4

**zero sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	19.035	22.5	0

Comment: Order: Label:  Hide

OK Cancel Import Export Edit defin. Help

Figura 9.3: Transformador Canela I 23/220 kV.

**Hybrid transformer :**

Structure

Number of phases: 3

Number of windings: 2

Type of core: 3-leg stacked

Test frequency [Hz]: 50

Data based on: Ind. Res. Cap. Core

Design param.  Ind.  Res.  Cap.  Core

Test report  Ind.  Res.  Cap.  Core

Typical values  Ind.  Res.  Cap.  Core

Ratings & connections

	Prim.	Sec.
L-L voltage [kV]	12	220
Power [MVA]	60	60
Connections	D	Y
Phase shifts	0	30
Node names	X0040	X0041

Winding sequence: core-inner-outer  P  S

Ext. neutral connections

Hide core nodes

Data

Inductance Resistance Capacitance Core

Data equal to Resistance's Test report  Zero sequence data available

**positive sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	12	60	155.7

**zero sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	8.12	60	0

Comment: \_\_\_\_\_ Order: 0 Label: \_\_\_\_\_  Hide

OK Cancel Import Export Edit defin. Help

Figura 9.4: Transformador Canela II 12/220 kV.

**Hybrid transformer :**

Structure

Number of phases: 3

Number of windings: 2

Type of core: 3-leg stacked

Test frequency [Hz]: 50

Data based on: Ind. Res. Cap. Core

Design param.  Ind.  Res.  Cap.  Core

Test report  Ind.  Res.  Cap.  Core

Typical values  Ind.  Res.  Cap.  Core

Ratings & connections

	Prim.	Sec.
L-L voltage [kV]	23	220
Power [MVA]	125	125
Connections	D	Y
Phase shifts	0	30
Node names	X0086	X0104

Winding sequence: core-inner-outer  P  S

Ext. neutral connections

Hide core nodes

Data

Inductance Resistance Capacitance Core

Data equal to Resistance's Test report  Zero sequence data available

**positive sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	17.7875	125	280.13

**zero sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	17.7875	125	0

Comment: \_\_\_\_\_ Order: 0 Label: \_\_\_\_\_  Hide

OK Cancel Import Export Edit defin. Help

Figura 9.5: Transformador Los Espinos 23/220 kV.

**Hybrid transformer :**

Structure

Number of phases: 3  
 Number of windings: 3  
 Type of core: Triplex  
 Test frequency [Hz]: 50

Data based on: Ind. Res. Cap. Core  
 Design param. [ ] [ ] [ ] [ ]  
 Test report [ ] [ ] [ ] [ ]  
 Typical values [ ] [ ] [ ] [ ]

Ratings & connections

	Prim.	Sec.	Tert.
L-L voltage [kV]	115	230	23
Power [MVA]	75	75	25
Connections	Y	Y	D
Phase shifts	0	0	30
Node names	X0062	X0061	X0007

Winding sequence: core-inner-outer P S T  
 Ext. neutral connections  
 Hide core nodes

Data

Inductance Resistance Capacitance Core

Data equal to Resistance's Test report  Zero sequence data available

**positive sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	14.375	75	237.3
P-T	7.292	75	111
S-T	13	75	109.7

**zero sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	13	75	0
P-T	6.875	75	0
S-T	11.208	75	0

Comment: Order: 0 Label: Choapa  Hide

OK Cancel Import Export Edit defin. Help

Figura 9.6: Transformador Choapa 23/110/220 kV.

**Hybrid transformer :**

Structure

Number of phases: 3  
 Number of windings: 2  
 Type of core: 3-leg stacked  
 Test frequency [Hz]: 50

Data based on: Ind. Res. Cap. Core  
 Design param. [ ] [ ] [ ] [ ]  
 Test report [ ] [ ] [ ] [ ]  
 Typical values [ ] [ ] [ ] [ ]

Ratings & connections

	Prim.	Sec.
L-L voltage [kV]	23	220
Power [MVA]	75	75
Connections	D	Y
Phase shifts	0	30
Node names	X0089	X0106

Winding sequence: core-inner-outer P S  
 Ext. neutral connections  
 Hide core nodes

Data

Inductance Resistance Capacitance Core

Data equal to Resistance's Test report  Zero sequence data available

**positive sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	5.852	75	280.13

**zero sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	5.205	75	0

Comment: Order: 0 Label:  Hide

OK Cancel Import Export Edit defin. Help

Figura 9.7: Transformador Doña Carmen 23/220 kV.

# Líneas de transmisión

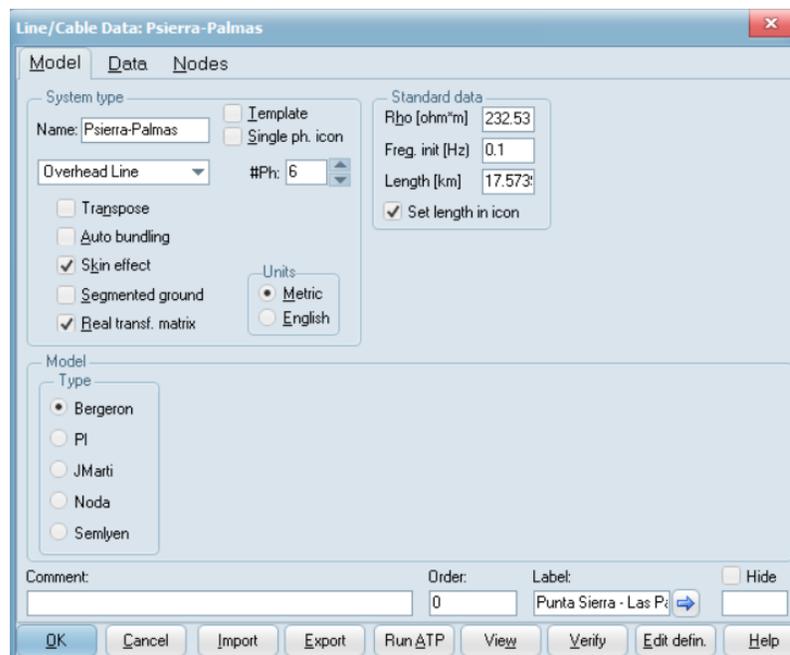


Figura 9.8: Línea 2x220 kV Punta Sierra - Las Palmas, modelo.

#	Ph.no	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0	1.258	0.0892	3.795	9.97706	9.97706
2	2	0	1.258	0.0892	4.14	14.97706	14.97706
3	3	0	1.258	0.0892	3.64	19.97706	19.97706
4	4	0	1.258	0.0892	-3.795	9.97706	9.97706
5	5	0	1.258	0.0892	-4.14	14.97706	14.97706
6	6	0	1.258	0.0892	-3.64	19.97706	19.97706
7	0	0	0.665	0.533	0	26.6677	26.6677

Figura 9.9: Línea 2x220 kV Punta Sierra - Las Palmas, parámetros geométricos.

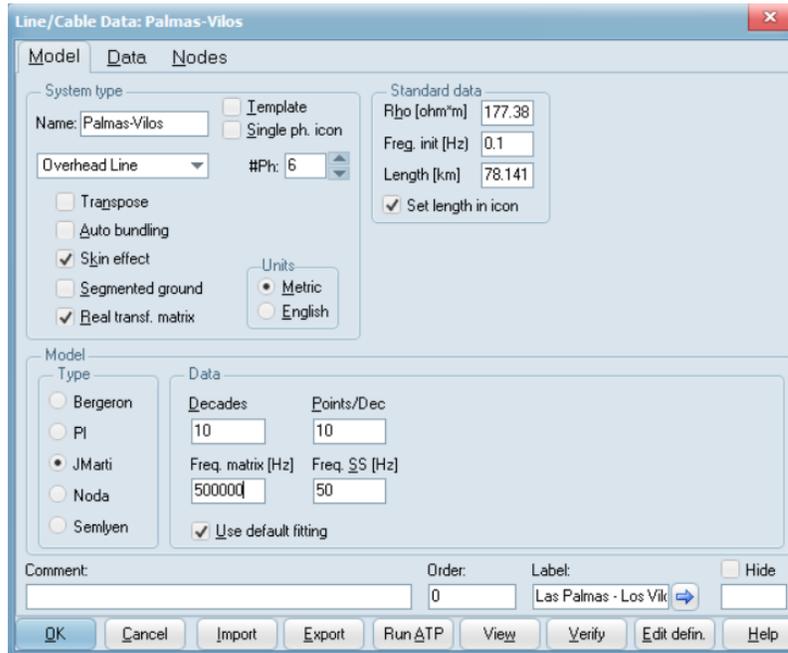


Figura 9.10: Línea 2x220 kV Las Palmas - Los Vilos, modelo.

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0	1.258	0.089	3.795	10.108	10.108
2	2	0	1.258	0.089	4.14	15.108	15.108
3	3	0	1.258	0.089	3.64	20.108	20.108
4	4	0	1.258	0.089	-3.795	10.108	10.108
5	5	0	1.258	0.089	-4.14	15.108	15.108
6	6	0	1.258	0.089	-3.64	20.108	20.108
7	0	0	0.665	0.533	0	25.8859	25.8859

Figura 9.11: Línea 2x220 kV Las Palmas - Los Vilos, parámetros geométricos.

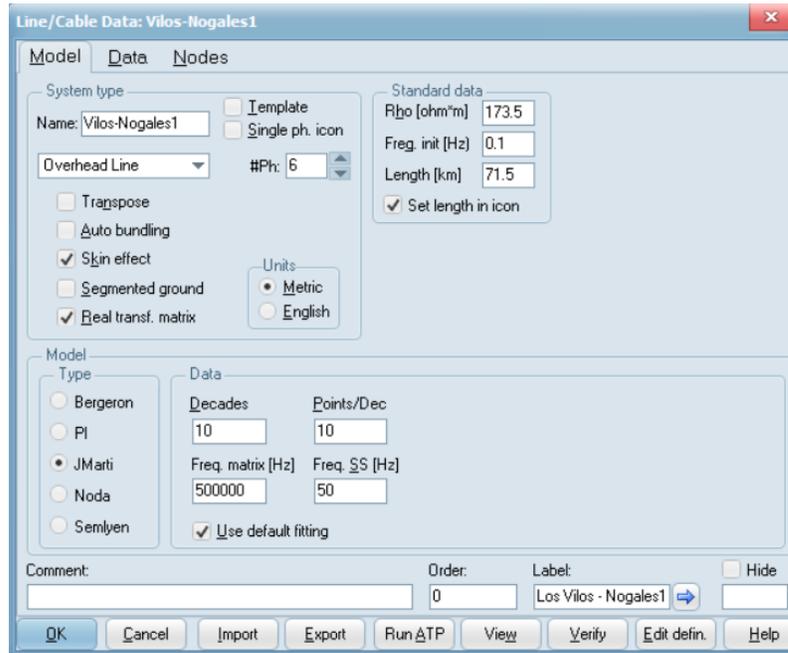


Figura 9.12: Línea 2x220 kV Los Vilos - Nogales, modelo.

Line/Cable Data: Vilos-Nogales1

Model Data Nodes

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0	1.258	0.089	3.795	10.6283	10.6283
2	2	0	1.258	0.089	4.14	15.6283	15.6283
3	3	0	1.258	0.089	3.64	20.6283	20.6283
4	4	0	1.258	0.089	-3.795	10.6283	10.6283
5	5	0	1.258	0.089	-4.14	15.6283	15.6283
6	6	0	1.258	0.089	-3.64	20.6283	20.6283
7	0	0	0.665	0.533	0	26.4063	26.4063

Buttons: Add row, Insert copy row, Delete last row, Delete this row, Move, OK, Cancel, Import, Export, Run ΔTP, View, Verify, Edit defin., Help

Figura 9.13: Línea 2x220 kV Los Vilos - Nogales, parámetros geométricos.

Donde se consideró al circuito 2 con el mismo largo del circuito 1 (99,9 km). La línea se modeló como 2 tramos equivalentes de 71,5 km y 28,4 km para con ello incorporar el tap-off Doña Carmen 220 kV.

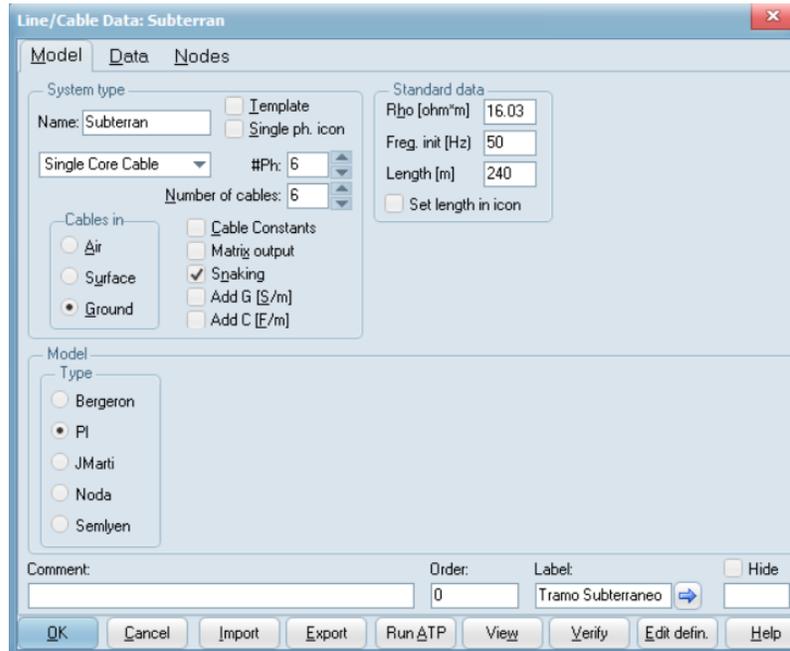


Figura 9.14: Cable de Poder 2x220 kV Nogales - Nueva Ventanas, modelo.

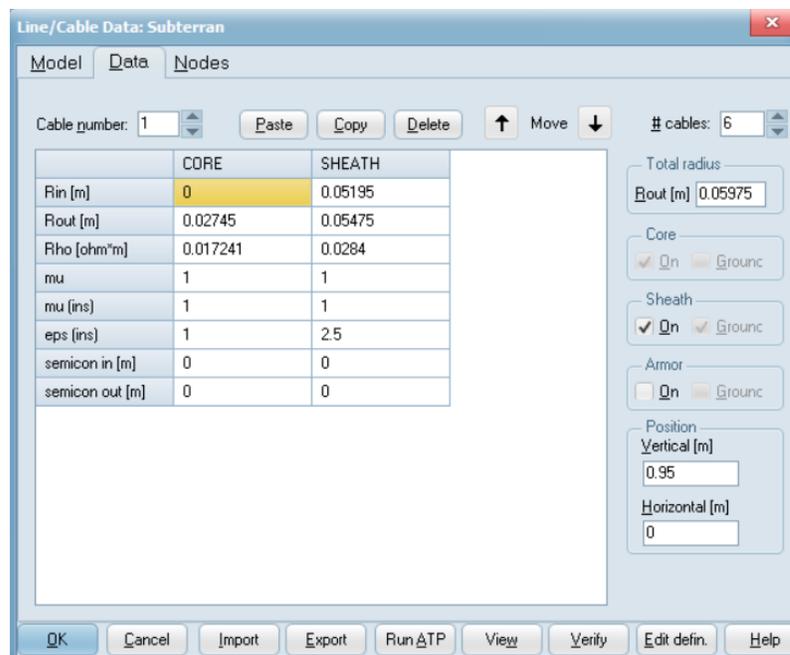


Figura 9.15: Cable de Poder 2x220 kV Nogales - Nueva Ventanas, parámetros geométricos.

En donde se destaca que la Figura 9.15 modela a uno de los 6 conductores del soterramiento, para los restantes solo cambia la posición horizontal según los valores de la Tabla 5.7.

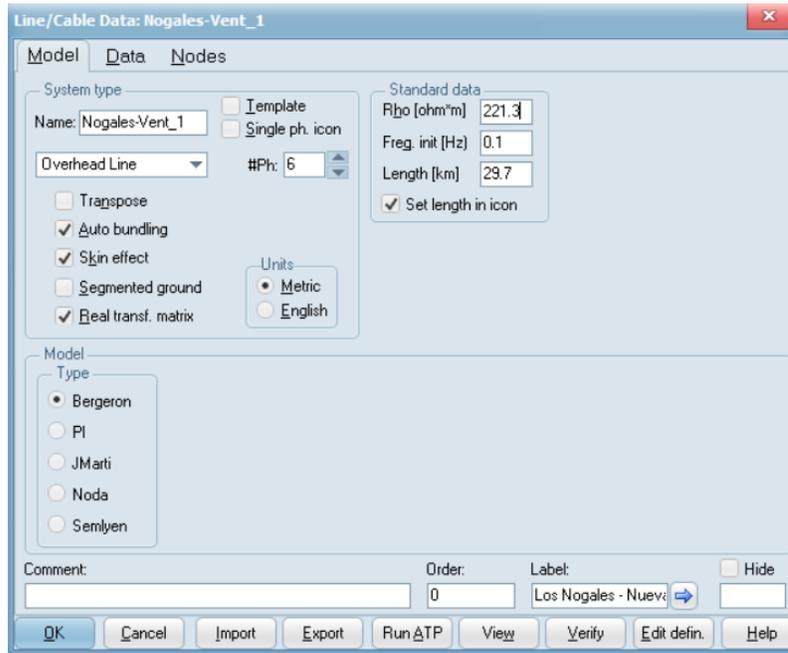


Figura 9.16: Línea 2x220 kV Nogales - Nueva Ventanas, modelo.

Line/Cable Data: Nogales-Vent\_1

Model Data Nodes

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0	1.41	0.0713	-5	12.61	12.61	40	0	2
2	2	0	1.41	0.0713	-7	19.11	19.11	40	0	2
3	3	0	1.41	0.0713	-4.5	25.61	25.61	40	0	2
4	4	0	1.41	0.0713	5	12.61	12.61	40	0	2
5	5	0	1.41	0.0713	7	19.11	19.11	40	0	2
6	6	0	1.41	0.0713	4.5	25.61	25.61	40	0	2
7	0	0	0.63	0.619	0	33.58	33.58	0	0	1

Buttons: Add row, Insert copy row, Delete last row, Delete this row, Move, OK, Cancel, Import, Export, Run ATP, View, Verify, Edit defin., Help

Figura 9.17: Línea 2x220 kV Nogales - Nueva Ventanas, parámetros geométricos.

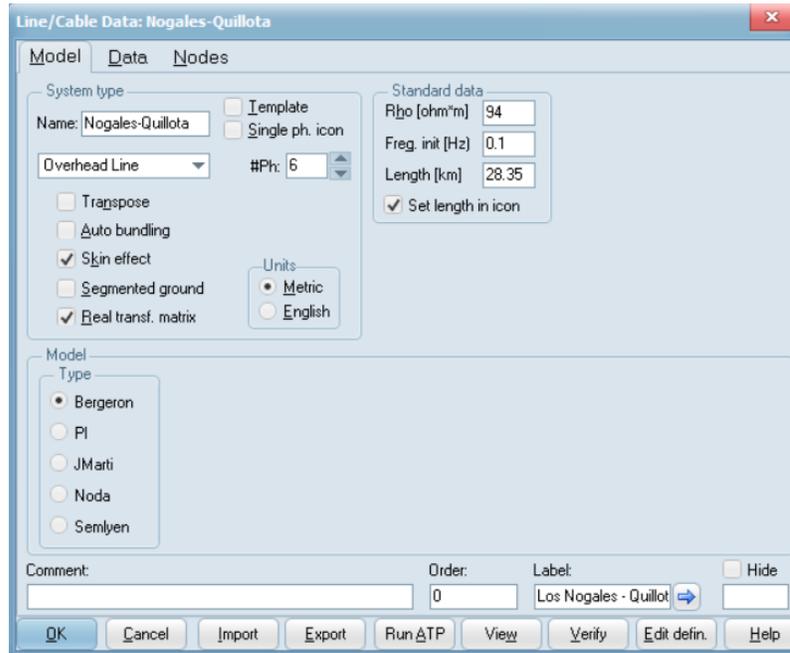


Figura 9.18: Línea 2x220 kV Nogales - Quillota, modelo.

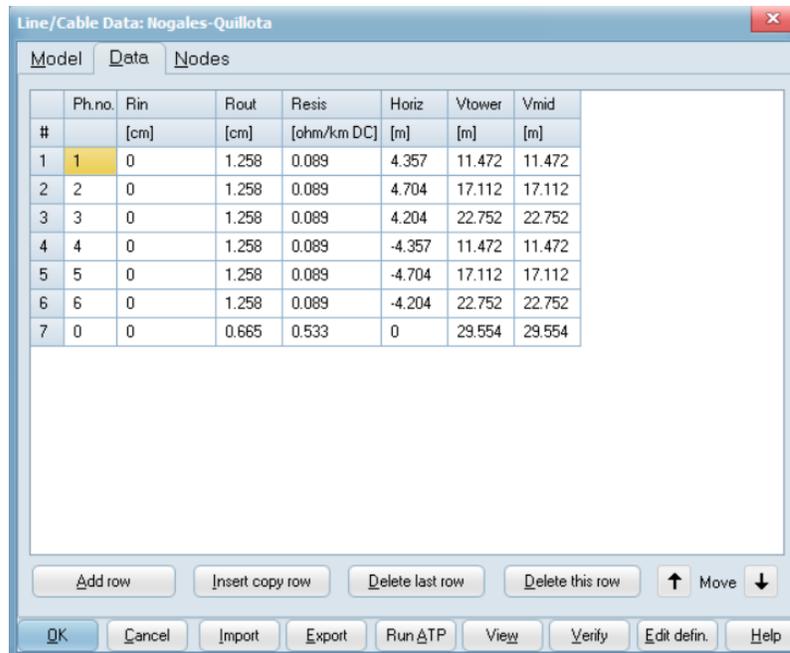


Figura 9.19: Línea 2x220 kV Nogales - Quillota, parámetros geométricos.

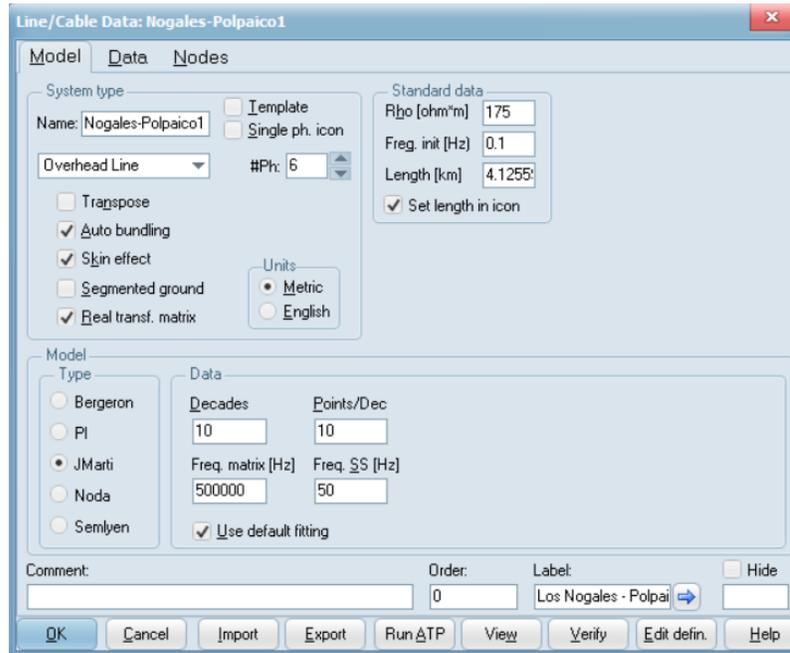


Figura 9.20: Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico Tramo 1, modelo.

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0	1.544	0.051	4	13.8231	13.8231	40	0	4
2	2	0	1.544	0.051	7.9	13.8231	13.8231	40	0	4
3	3	0	1.544	0.051	15.7	13.8231	13.8231	40	0	4
4	4	0	1.544	0.051	-4	13.8231	13.8231	40	0	4
5	5	0	1.544	0.051	-7.9	13.8231	13.8231	40	0	4
6	6	0	1.544	0.051	-15.7	13.8231	13.8231	40	0	4
7	0	0	0.4765	4.35	13	19.4422	19.4422	0	0	1
8	0	0	0.665	0.533	-13	19.4422	19.4422	0	0	1

Figura 9.21: Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico Tramo 1, parámetros geométricos.

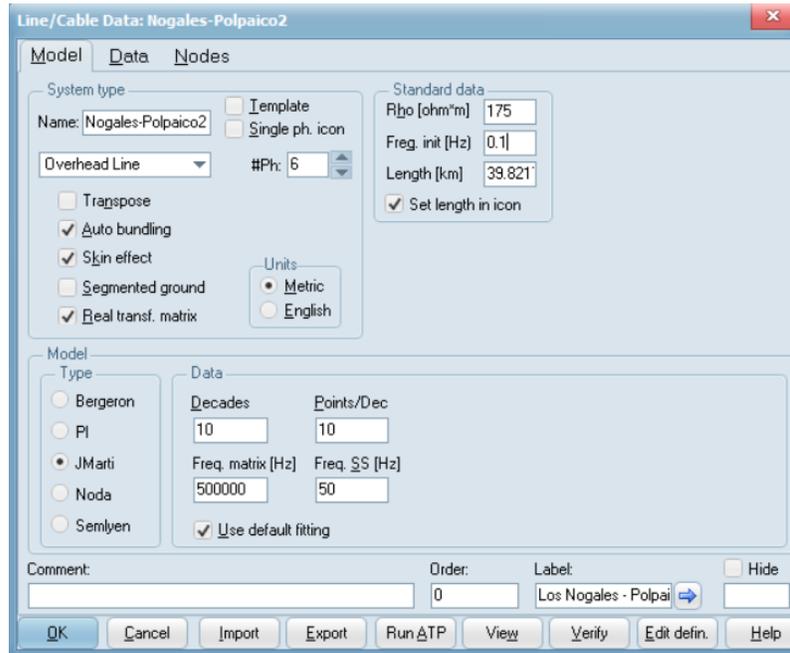


Figura 9.22: Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico Tramo 2, modelo.

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0	1.544	0.051	7.7	9.6459	9.6459	40	0	4
2	2	0	1.544	0.051	7.2	19.2459	19.2459	40	0	4
3	3	0	1.544	0.051	6.7	28.8459	28.8459	40	0	4
4	4	0	1.544	0.051	-7.7	9.6459	9.6459	40	0	4
5	5	0	1.544	0.051	-7.2	19.2459	19.2459	40	0	4
6	6	0	1.544	0.051	-6.7	28.8459	28.8459	40	0	4
7	0	0	0.665	0.533	0	42.9139	42.9139	0	0	1

Buttons: Add row, Insert copy row, Delete last row, Delete this row, Move, OK, Cancel, Import, Export, Run ATP, View, Verify, Edit defin., Help

Figura 9.23: Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico Tramo 2, parámetros geométricos.

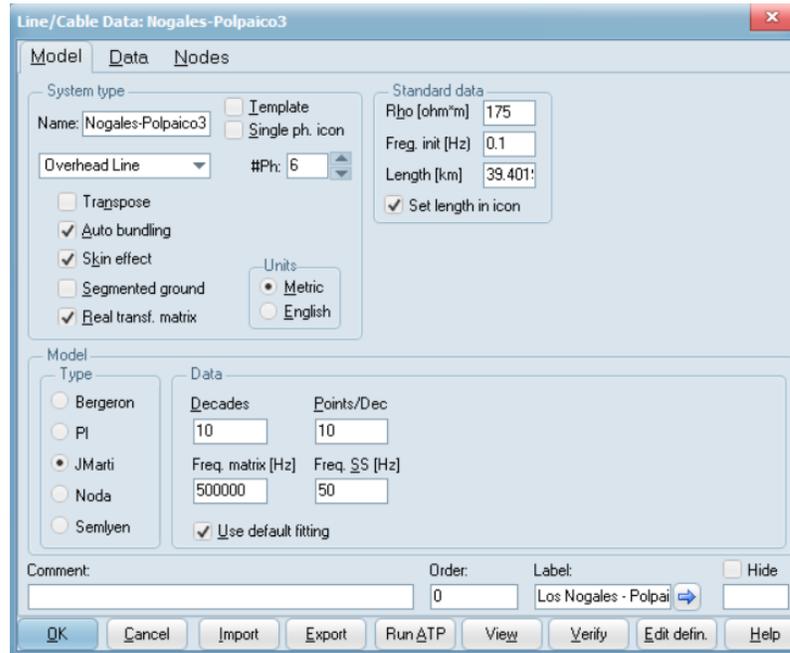


Figura 9.24: Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico Tramo 3, modelo.

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0	1.544	0.051	3.6	16.6743	16.6743	40	0	4
2	2	0	1.544	0.051	8.7	16.6743	16.6743	40	0	4
3	3	0	1.544	0.051	15.7	16.6743	16.6743	40	0	4
4	4	0	1.544	0.051	-3.6	16.6743	16.6743	40	0	4
5	5	0	1.544	0.051	-8.7	16.6743	16.6743	40	0	4
6	6	0	1.544	0.051	-15.7	16.6743	16.6743	40	0	4
7	0	0	0.4765	4.35	13	19.696	19.696	0	0	1
8	0	0	0.665	0.533	-13	19.696	19.696	0	0	1

Figura 9.25: Línea 2x220 kV Nogales - Polpaico Tramo 3, parámetros geométricos.

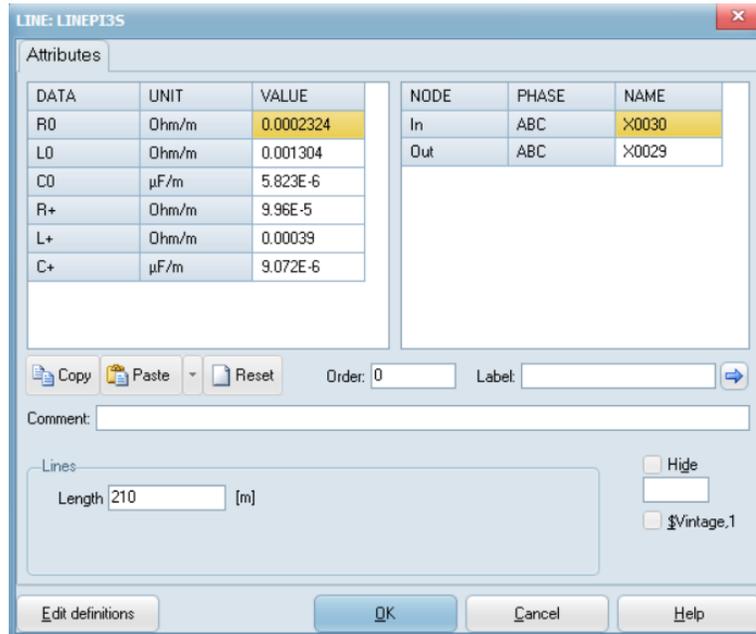


Figura 9.26: Línea 1x220 kV Totoral - Las Palmas.

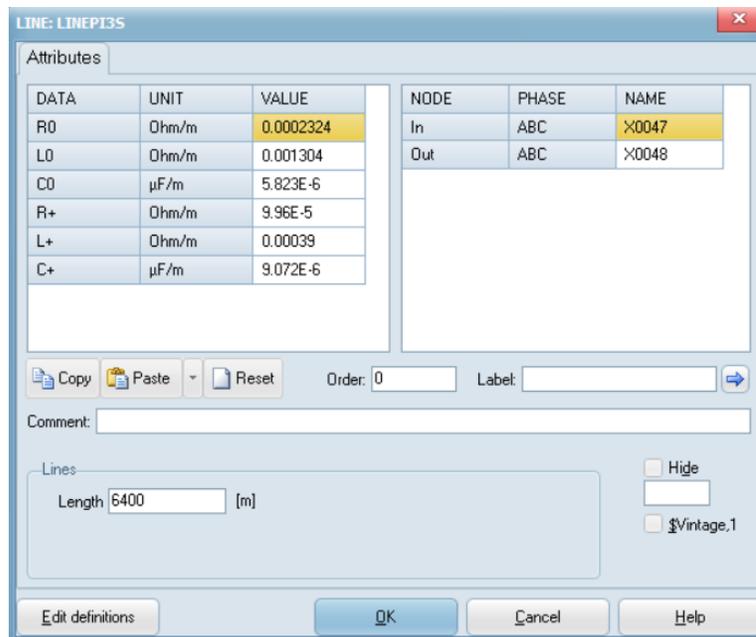


Figura 9.27: Línea 1x220 kV Punta Palmeras - Las Palmas.

LINE: LINEPI35

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R0	Ohm/m	0.0002324
L0	Ohm/m	0.001304
C0	$\mu\text{F}/\text{m}$	5.823E-6
R+	Ohm/m	9.96E-5
L+	Ohm/m	0.00039
C+	$\mu\text{F}/\text{m}$	9.072E-6

NODE	PHASE	NAME
In	ABC	X0032
Out	ABC	X0033

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Lines: Length  [m]  Hide  \$Vintage.1

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 9.28: Línea 1x220 kV Canela 1 - Las Palmas.

LINE: LINEPI35

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R0	Ohm/m	0.000288
L0	Ohm/m	0.0009215
C0	$\mu\text{F}/\text{m}$	5.857E-6
R+	Ohm/m	9.03E-5
L+	Ohm/m	0.0004154
C+	$\mu\text{F}/\text{m}$	8.881E-6

NODE	PHASE	NAME
In	ABC	X0037
Out	ABC	X0038

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Lines: Length  [m]  Hide  \$Vintage.1

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 9.29: Línea 1x220 kV Canela 2 - Las Palmas.

LINE: LINEPI35

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
R0	Ohm/m	0.0002324	In	ABC	X0059
L0	Ohm/m	0.0013038	Out	ABC	X0060
C0	$\mu\text{F}/\text{m}$	5.823E-6			
R+	Ohm/m	9.96E-5			
L+	Ohm/m	0.00039			
C+	$\mu\text{F}/\text{m}$	8.94769E-6			

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Lines Length 7000 [m]  Hide  Vintage,1

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 9.30: Línea 1x220 kV Los Espinos - Los Vilos.

LINE: LINEPI35

Attributes

DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
R0	Ohm/m	0.000237	In	ABC	X0105
L0	Ohm/m	0.001348	Out	ABC	X0082
C0	$\mu\text{F}/\text{m}$	4.41E-9			
R+	Ohm/m	8.92E-5			
L+	Ohm/m	0.000407			
C+	$\mu\text{F}/\text{m}$	3.88306E-6			

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Lines Length 40 [m]  Hide  Vintage,1

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 9.31: Línea 1x220 kV Doña Carmen - tap-off Doña Carmen.

# Generadores

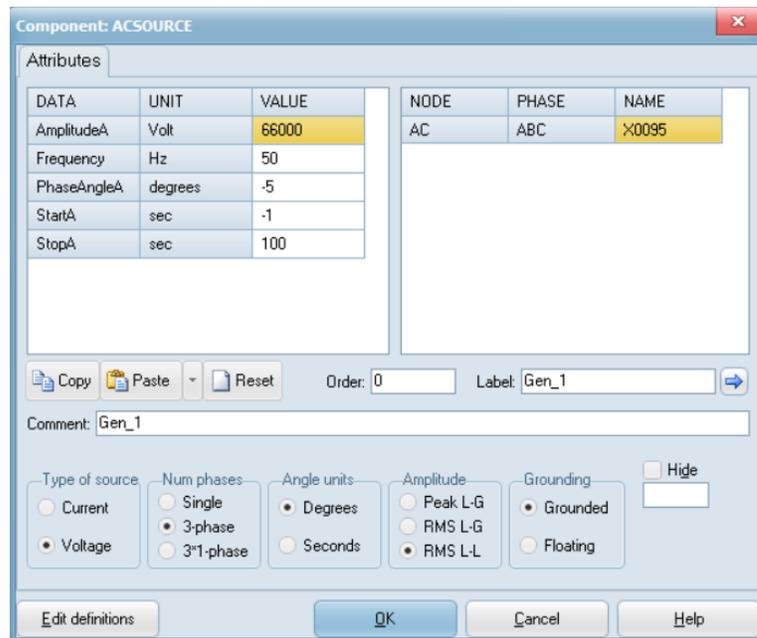


Figura 9.32: Generador equivalente en Totoral 66 kV.

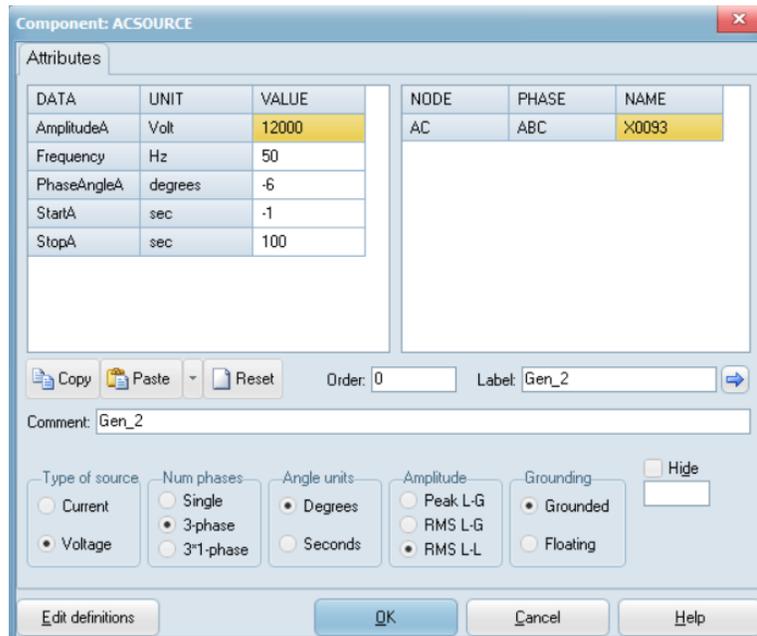


Figura 9.33: Generador equivalente en Punta Palmeras 12 kV.

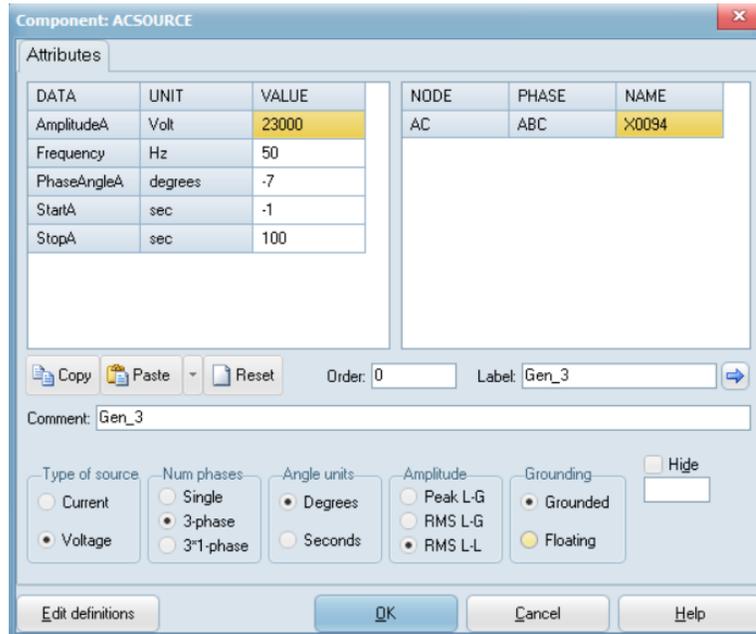


Figura 9.34: Generador equivalente en Canela I 23 kV.

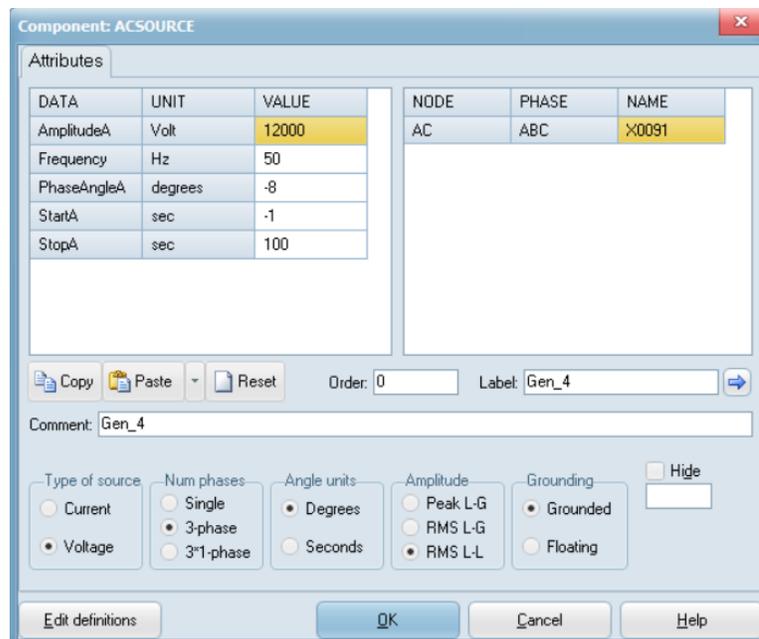


Figura 9.35: Generador equivalente en Canela II 12 kV.

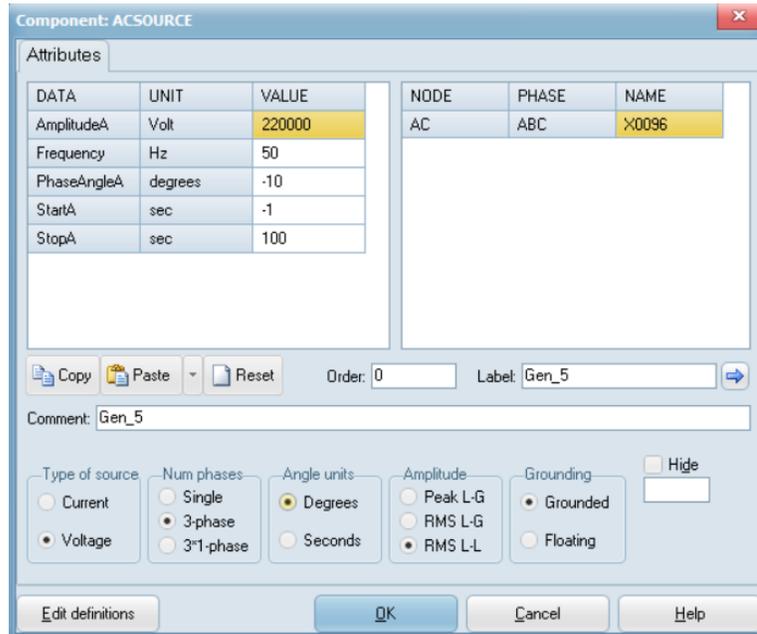


Figura 9.36: Generador equivalente en Punta Sierra 220 kV.

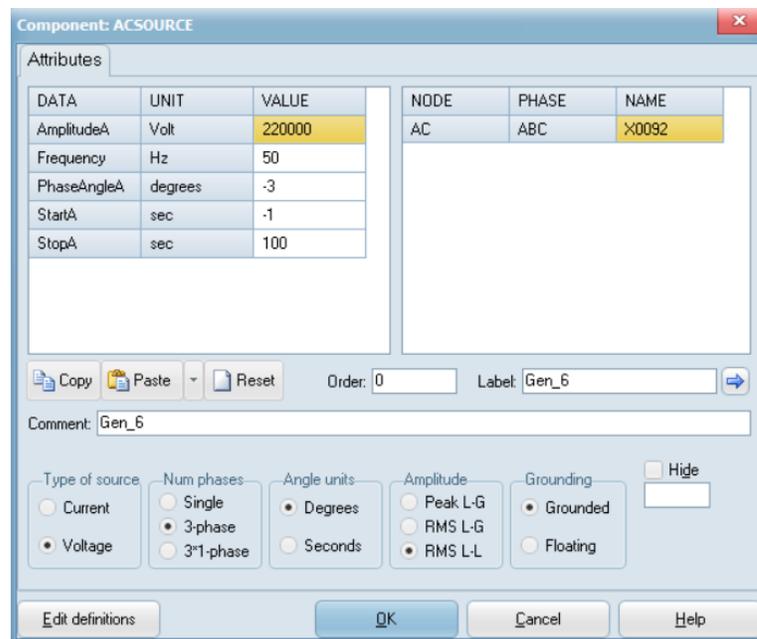


Figura 9.37: Generador equivalente en Las Palmas 220 kV.

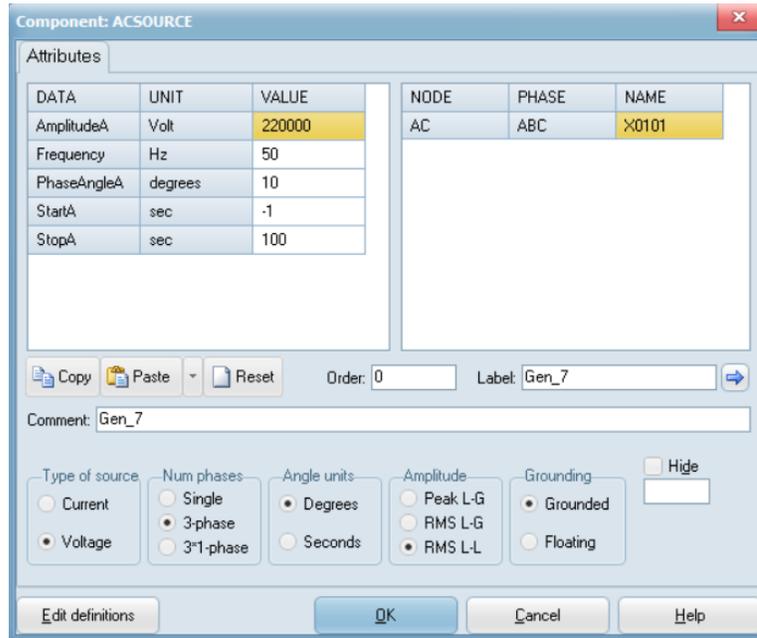


Figura 9.38: Generador equivalente en Ralco 220 kV.

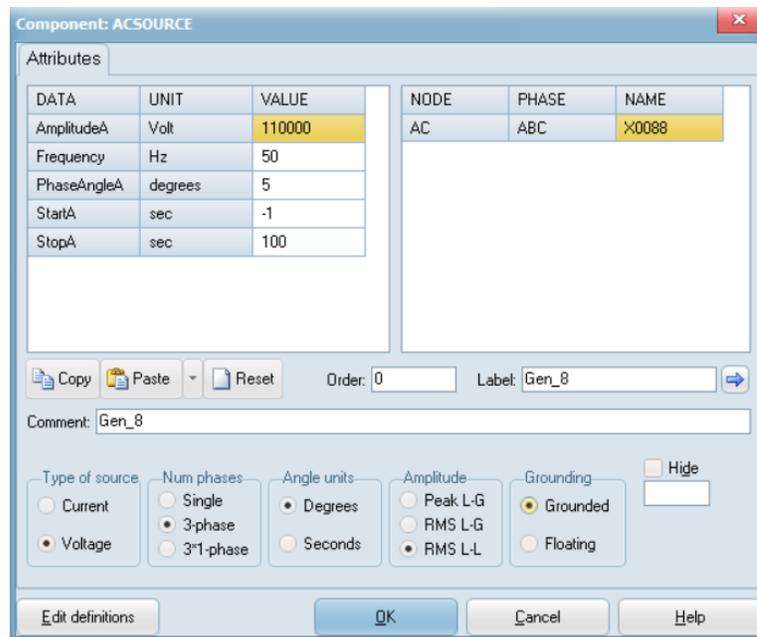


Figura 9.39: Generador equivalente en Choapa 110 kV.

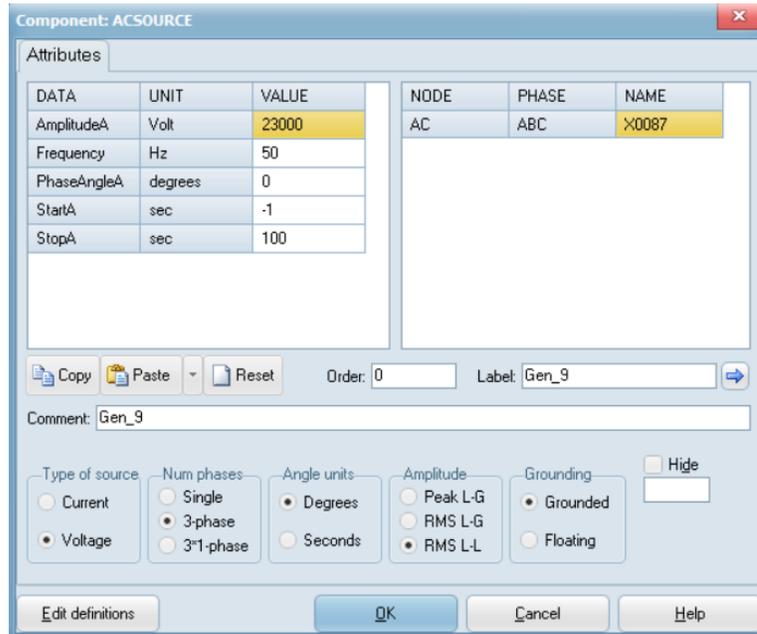


Figura 9.40: Generador equivalente en Los Espinos 23 kV.

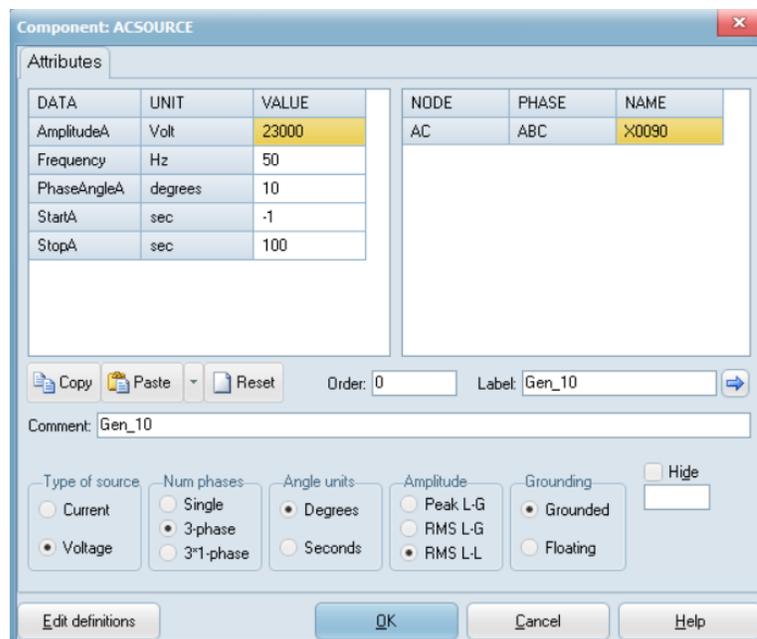


Figura 9.41: Generador equivalente en Doña Carmen 23 kV.

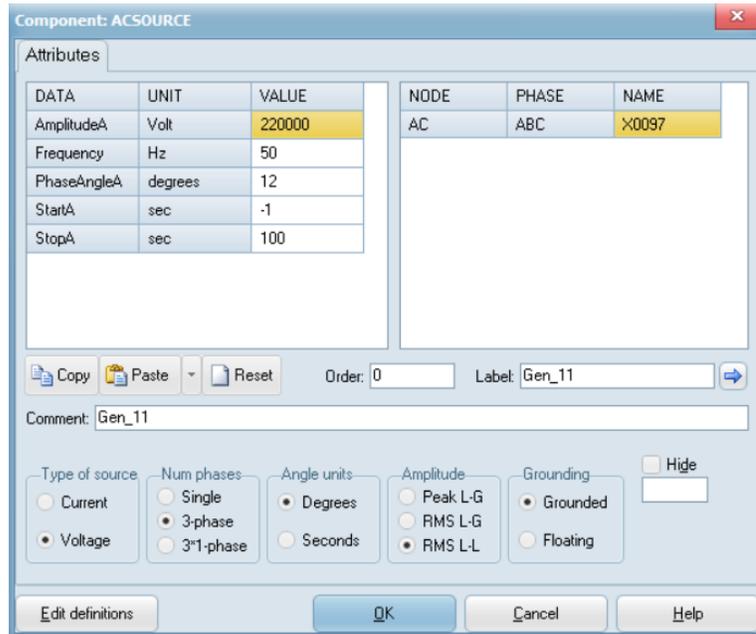


Figura 9.42: Generador equivalente en Nueva Ventanas 220 kV.

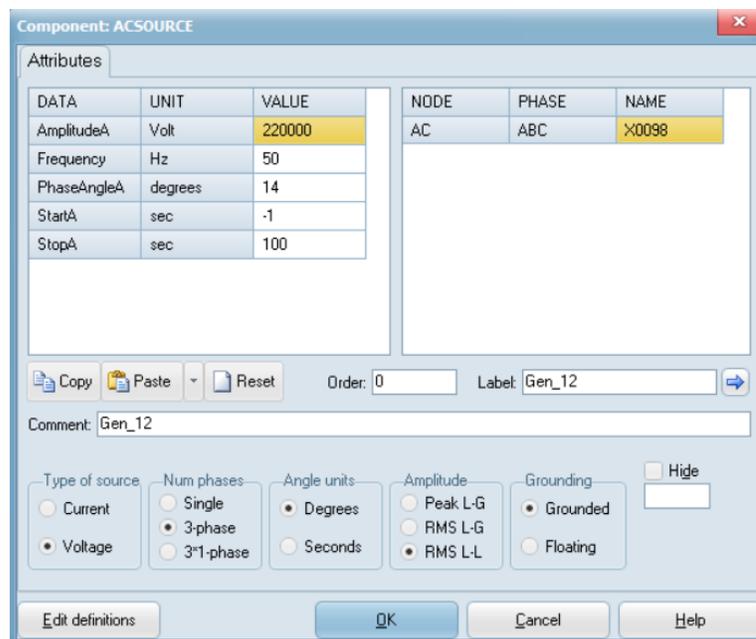


Figura 9.43: Generador equivalente en Quillota 220 kV.

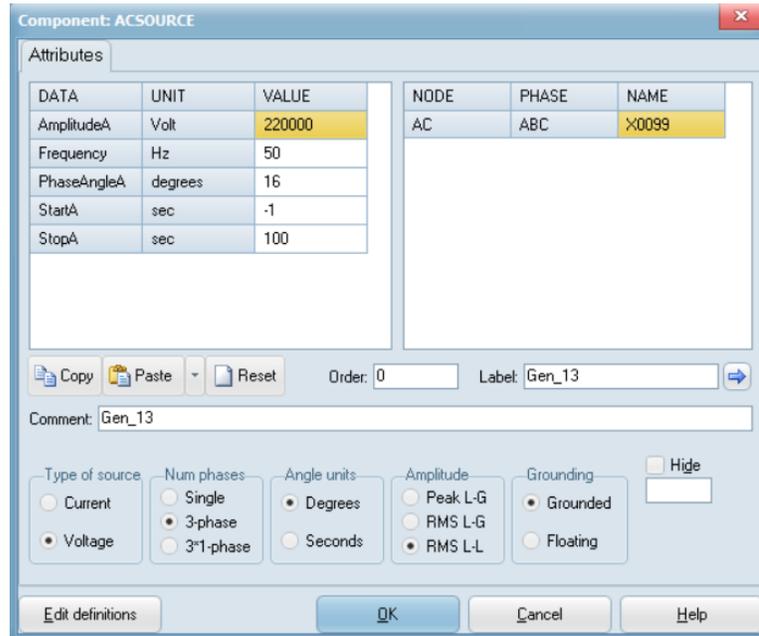


Figura 9.44: Generador equivalente en Polpaico 220 kV.

## Impedancias de los generadores

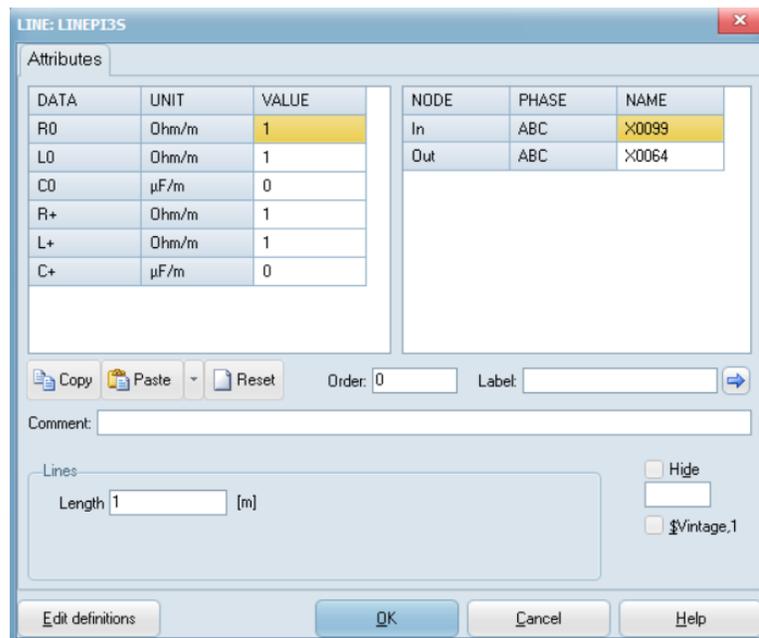


Figura 9.45: Impedancias en todos los generadores modelados.

# Impedancias de acoplamiento entre equivalentes

The screenshot shows a software dialog box titled "LINE: LINEPI3S". It contains two tables under the "Attributes" tab. The first table lists parameters (R0, L0, C0, R+, L+, C+) with their units and values. The second table lists nodes (In, Out) with their phases and names. Below the tables are fields for "Order" (0) and "Label", a "Comment" field, and a "Lines" section with a "Length" field (1 [m]) and checkboxes for "Hide" and "Vintage.1". At the bottom are buttons for "Edit definitions", "OK", "Cancel", and "Help".

DATA	UNIT	VALUE
R0	Ohm/m	1
L0	Ohm/m	1
C0	$\mu$ F/m	0
R+	Ohm/m	1
L+	Ohm/m	1
C+	$\mu$ F/m	0

NODE	PHASE	NAME
In	ABC	X0099
Out	ABC	X0064

Order: 0    Label:

Comment:

Lines:  [m]     Hide  
 Vintage.1

Figura 9.46: Impedancias en todos los equivalentes de acoplamiento.

# Capacitancias parásitas

Tabla 9.1: Capacitancias parásitas subestación Las Palmas 220 kV.

Paño	Capacitancia parásita [pF]
Totoral	1420
Punta Palmeras	1420
Canela 1	1220
Canela 2	1420
Punta Sierra C1	1420
Punta Sierra C2	1420
Los Vilos C1	1420
Los Vilos C2	1420
Seccionador barra	450
Barra 1	12114
Barra 2	13568

Tabla 9.2: Capacitancias parásitas subestación Los Vilos 220 kV.

Paño	Capacitancia parásita [pF]
Las Palmas C1	1100
Las Palmas C2	1100
Nogales C1	1220
Nogales C2	1220
Los Espinos	1220
Choapa	570
Seccionador barra	450
Barra 1	4008
Barra 2	5012

Tabla 9.3: Capacitancias parásitas subestación Los Espinos 220 kV.

Paño	Capacitancia parásita [pF]
Los Vilos	1220

Tabla 9.4: Capacitancias parásitas subestación Nogales 220 kV.

Paño	Capacitancia parásita [pF]
Los Vilos C1	2070
Los Vilos C2	2070
Nueva Ventanas C1	2070
Nueva Ventanas C2	2070
Quillota C1	2070
Quillota C2	2070
Polpaico C1	2070
Polpaico C2	2070
Barra 1	7297
Barra 2	7297

Tabla 9.5: Capacitancias parásitas subestación Choapa 110 kV.

Paño	Capacitancia parásita [pF]
Los Vilos	970
Barra	1967,7

Tabla 9.6: Capacitancias parásitas subestación Doña Carmen 220 kV.

Paño	Capacitancia parásita [pF]
Los Vilos	1220