
ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Informe Final

GERENCIA DE OPERACIÓN

Mayo 2024

Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión
Informe preparado por el Departamento de Estudios Eléctricos

Rev	Fecha	Versión Documento	Realizó	Revisó / Aprobó
1	08-05-2024	Informe Final	Michelle Cajas R. Marcelo Cifuentes R. Pedro Gobantes F. Carlos Prieto C. Gonzalo Sánchez M.	Eugenio Quintana P. Víctor Velar G. Rodrigo Espinoza V.

Índice

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	12
2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	38
3 ANTECEDENTES.....	39
3.1 Conceptos Teóricos Considerados	39
3.1.1 Límite Térmico	39
3.1.2 Límite por Contingencias	39
3.1.3 Límite por Regulación y Estabilidad de Tensión	39
3.1.4 Límite por Estabilidad Transitoria	39
3.2 Consideraciones sobre las limitaciones del Sistema de Transmisión	39
4 BASES DEL ESTUDIO	41
4.1 Metodología utilizada en el desarrollo del estudio	41
4.1.2 Determinación de Limitaciones Térmicas	42
4.1.3 Determinación de Límite por Regulación y Estabilidad de Tensión.....	42
4.1.4 Determinación de Límites por Estabilidad Dinámica	42
4.1.5 Determinación de Factores de Redistribución	42
4.2 Antecedentes y Consideraciones para la realización de Estudio	43
4.2.1 Zonas de Estudio	43
4.2.2 Información Técnica del SEN y Herramienta de Simulación Utilizada	43
4.2.3 Horizonte del Estudio	43
4.2.4 Ampliaciones del SEN	43
4.2.5 Demanda y Despachos de Generación	47
4.2.6 Contingencias.....	48
4.2.7 Condiciones coincidentes de Inercia Norte Grande y transferencias por sistema de 500 kV Zona Norte	48
4.3 Criterios Adoptados para la Realización de las Simulaciones	50
4.3.1 Modelación de la Carga	50
4.3.2 Regulación de Frecuencia	50
4.3.3 Aplicación de las fallas	50
4.3.4 Consideración de EDAC y EDAG en el estudio	50
4.3.5 Estándares de Recuperación Dinámica.....	50
4.3.6 Control de tensión	51
4.3.7 Rangos de Tensión Permanentes.....	52
4.3.8 Capacidades del sistema de transmisión	54
5 DESARROLLO DEL ESTUDIO	55
5.1 Contingencias Consideradas en el Análisis.....	55
5.2 Zona Norte Grande.....	57
5.2.1 Análisis de Contingencias.....	57
5.2.2 Límite por Estabilidad Transitoria	59
5.2.3 Resumen Zona Norte Grande	88
5.3 Zona Norte Chico.....	91
5.3.1 Límites por Estabilidad de Tensión Zona Norte Chico	91

5.3.2 Análisis de Contingencias.....	91
5.3.3 Verificación Dinámica	123
5.3.4 Resumen Zona Norte Chico	125
5.4 Zona Centro Sur 500 kV	137
5.4.1 Límite por Estabilidad de Tensión Sistema de 500 kV	137
5.4.2 Verificación Dinámica	150
5.4.3 Resumen Sistema de 500 kV.....	152
5.5 Zona Quinta Región	157
5.5.2 Verificación Dinámica	158
5.5.3 Resumen de Resultados.....	160
5.6 Zona Centro Sur 220 kV	161
5.6.1 Limitaciones Térmicas de Elementos Serie.....	161
5.6.2 Verificación Dinámica	162
5.6.3 Resumen de Resultados.....	163
5.7 Zona Centro Sur 154 kV	165
5.7.1 Limitaciones Térmicas de Elementos Serie.....	165
5.7.2 Resumen de Resultados.....	167
5.8 Zona Concepción	168
5.8.1 Limitaciones Térmicas de Elementos Serie.....	168
5.8.2 Verificación Dinámica	169
5.8.3 Resumen de Resultados.....	170
5.9 Zona Sur.....	171
5.9.1 Límites por Estabilidad de Tensión	171
5.9.2 Verificación Dinámica	179
5.9.3 Resumen Zona Sur	180
5.10 Líneas de Inyección de Centrales.....	188
6 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES	189
6.1 Zona Norte Grande.....	190
6.2 Zona Norte Chico.....	191
6.3 Zona Centro (500, 220 y 154 kV).....	193
6.4 Zona V Región	196
6.5 Zona Concepción	196
6.6 Zona Sur.....	196

Índice de Figuras

Figura 1.1 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1.....	19
Figura 1.2 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s1: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV.....	20

Figura 1.3 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s2: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.	21
Figura 1.4 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s3: Sensibilidad con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.	22
Figura 1.5 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A2.....	23
Figura 1.6 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A2s: Sensibilidad con STATCOM en Maipo.....	24
Figura 1.7 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Sur → Norte – Caso B1.....	25
Figura 1.8 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A1.....	28
Figura 1.9 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A1.1 (STATCOM/SVC Plus +/-200MVar Maipo E/S).	28
Figura 1.10 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A2.....	29
Figura 1.11 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A2.1 (STATCOM/SVC Plus +/-200MVar Maipo E/S)	29
Figura 1.12 : Caso A: Resumen de las restricciones para la zona Sur.	34
Figura 1.13 Caso AS: Resumen de las restricciones para la zona Sur.....	35
Figura 1.14 . Caso B: Resumen de las restricciones para la zona Sur.....	36
Figura 1.15 Caso C: Resumen de las restricciones para la zona Sur.....	37
Figura 4.1 : Metodología utilizada en el desarrollo del Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión.....	41
Figura 4.2 : Gráfico Inercia Norte Grande v/s Transferencia Los Changos – Cumbre 500 kV para datos cada 15 minutos del periodo 01-09-2022 al 31-08-2023.....	48
Figura 4.3 : Gráfico Transferencia Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV v/s Transferencia Los Changos – Cumbre 500 kV para datos cada 15 minutos del periodo 01-09-2022 al 31-08-2023.	49
Figura 4.4 : Gráfico Inercia Norte Grande v/s Transferencia Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para datos cada 15 minutos del periodo 01-09-2022 al 31-08-2023.....	49
Figura 5.1 Caso A1: Tensión en Domeyko 220 kV para distintas inercias del NG.	62
Figura 5.2 Caso A1s: Tensión en Domeyko 220 kV para distintas inercias del NG sin unidades de la central Guacolda en servicio.	63
Figura 5.3 Caso A2: Tensión en Domeyko 220 kV para distintas inercias del NG.....	66
Figura 5.4 : Caso B: Falla Kimal – Los Changos 500 kV.	70
Figura 5.5 : Caso B: Falla Los Changos – Parinas 500 kV.	71
Figura 5.6 : Caso B: Falla Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.	72
Figura 5.7 : Caso B: Fallas Kimal – Los Changos 500 kV, Los Changos – Parinas 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV – con inercia mínima actual Norte Grande (7 GVAs) y transferencias de 950 MW Los Changos – Parinas y 1950 MW Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.	75

Figura 5.8 : Caso B: Fallas Kimal – Los Changos 500 kV, Los Changos – Parinas 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV – con inercia mínima actual Norte Grande (7 GVAs) y transferencias de 900 MW Los Changos – Parinas y 1900 MW Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.	76
Figura 5.9 : Caso B: Falla Kimal – Los Changos 500 kV – Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.....	79
Figura 5.10 : Caso B: Falla Los Changos – Parinas 500 kV – Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.....	80
Figura 5.11 : Caso B: Falla Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV – Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.....	81
Figura 5.12 : Caso B: Falla Kimal – Los Changos 500 kV – Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV en servicio.	83
Figura 5.13 : Caso B: Falla Los Changos – Parinas 500 kV – Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV en servicio.	84
Figura 5.14 : Caso B: Falla Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV – Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV en servicio.	85
Figura 5.15 : Caso B: Fallas Kimal – Los Changos 500 kV, Los Changos – Parinas 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV – Sensibilidad con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.	86
Figura 5.16 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A1. Falla de un circuito de línea.....	94
Figura 5.17 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A1s1: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV. Falla de un circuito de línea.....	96
Figura 5.18 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A1s2: Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio. Falla de un circuito de línea.....	98
Figura 5.19 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A1s3: Sensibilidad con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio. Falla de un circuito de línea.	99
Figura 5.20 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A2. Falla de un circuito de línea.....	103
Figura 5.21 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A2s: sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV. Falla de un circuito de línea.....	105
Figura 5.22 : Transferencias por líneas de 500 kV Cumbre – Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, para falla de severidad 4 en línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. Casos con transferencia pre-falla por Línea Los Changos – Parinas 1770 MW y 1780 MW.	108
Figura 5.23 : Transferencias Los Changos – Cumbres Caso A2. Falla de un circuito de línea.....	109
Figura 5.24 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso B1. Falla de un circuito de línea.....	115
Figura 5.25 Transferencias Los Changos – Parinas Caso B1. Falla de un circuito de línea.....	117
Figura 5.26 Tensión en barra Domeyko 220 kV ante una falla de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV. Casos con transferencia pre-falla por Línea Los Changos – Parinas 1930 MW y 1940 MW.	119

Figura 5.27 Tensión en barra Domeyko 220 kV ante una falla de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV en un escenario de demanda baja con poca o nula generación de relevancia desde el punto de vista del control de tensión en la zona centro.	122
Figura 5.28 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1.....	128
Figura 5.29 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s1: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV.....	129
Figura 5.30 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s2: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.	130
Figura 5.31 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s3: Sensibilidad con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.	131
Figura 5.32 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A2.....	132
Figura 5.33 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A2s: Sensibilidad con STATCOM en Maipo.....	133
Figura 5.34 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Sur → Norte. Caso B1.....	134
Figura 5.35 : Transferencias de Ancoa – Alto Jahuel 500kV ante la desconexión de la unidad de Central San Isidro II.	139
Figura 5.36 : Transferencias de Ancoa – Alto Jahuel 500kV ante la desconexión de la unidad de Central San Isidro II.	140
Figura 5.37 : Transferencias de Ancoa – Alto Jahuel 500kV ante la desconexión de la unidad TER Tocopilla U16.....	142
Figura 5.38 : Transferencias de Ancoa – Alto Jahuel 500kV ante la desconexión de la unidad TER Tocopilla U16.....	144
Figura 5.39 : Transferencias de Ancoa al norte ante la desconexión de la central TER San Isidro II TG TV.	147
Figura 5.40 : Transferencias de Ancoa al norte ante la desconexión de la central TER IEM.	149
Figura 5.41 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A1.....	154
Figura 5.42 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A1.1 (STATCOM/SVC Plus +/-200MVAR Maipo E/S).	155
Figura 5.43 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A2.....	156
Figura 5.44 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A2.1 (STATCOM/SVC Plus +/-200MVAR Maipo E/S)	156
Figura 5.45 : Limitaciones térmicas elementos serie	158
Figura 5.46 : Limitaciones térmicas de elementos serie	161
Figura 5.47 : Limitaciones térmicas de elementos Serie.....	165
Figura 5.48 : Limitaciones térmicas de elementos serie	168

Figura 5.49 : Caso A. Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla de una (1) unidad de la Central Canutillar.	172
Figura 5.50 : Sensibilidad caso A. Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla de una (1) unidad de la Central Canutillar.....	174
Figura 5.51 : Caso B: Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla de una (1) unidad de la Central Canutillar.	176
Figura 5.52 Caso C: Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla del CER de Puerto Montt.	178
Figura 5.53 : Caso A: Resumen de las restricciones para la zona Sur.	184
Figura 5.54 Caso AS: Resumen de las restricciones para la zona Sur.....	185
Figura 5.55 . Caso B: Resumen de las restricciones para la zona Sur.....	186
Figura 5.56 Caso C: Resumen de las restricciones para la zona Sur.....	187

Índice de Tablas

Tabla 1.1. Resumen de Restricciones Zona Norte Grande.....	15
Tabla 1.2. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 500 kV.....	17
Tabla 1.3. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 220 kV.....	26
Tabla 1.4. Resumen de Restricciones Zona Centro Sur 500 kV.....	27
Tabla 1.5. Resumen de Restricciones Zona Centro Sur 220 - 154 kV y Quinta Región Costa	30
Tabla 1.6. Resumen de Restricciones Zona Concepción	31
Tabla 1.7. Resumen de Restricciones Zona Sur.....	32
Tabla 4.1. Proyectos de Generación considerados para el Estudio.	44
Tabla 4.2. Proyectos de Transmisión considerados para el Estudio.	45
Tabla 4.3. Proyectos con cambio importante en fecha de entrada en operación.....	47
Tabla 4.4 Tensiones de Servicio Sistema 500 kV y Sistema 220 kV zonas Norte Grande y Norte Chico.	53
Tabla 4.5 Tensiones de Servicio Sistema 220 kV zonas Centro Sur, Concepción y Sur.....	54
Tabla 5.1 Resumen de Contingencias.	55
Tabla 5.2 Inercia de las unidades sincrónicas de la zona Norte Grande.	57
Tabla 5.3 Despacho de potencia activa de partida e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.....	61
Tabla 5.4 Generación por zona y tecnología. Casos A1.	64
Tabla 5.5 Inercia por zona. Casos A1.....	64
Tabla 5.6 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos A1.	64
Tabla 5.7 Despacho de potencia activa de partida e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.....	65
Tabla 5.8 Generación por zona y tecnología. Casos A2.	67
Tabla 5.9 Inercia por zona. Casos A2.....	67
Tabla 5.10 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos A2.	67
Tabla 5.11 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.	69

Tabla 5.12 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.	74
Tabla 5.13 Generación por zona y tecnología. Sensibilidad con transferencias máximas para inercia mínima actual Norte Grande.....	77
Tabla 5.14 Inercia por zona. Sensibilidad con transferencias máximas para inercia mínima actual Norte Grande.....	77
Tabla 5.15 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Sensibilidad con transferencias máximas para inercia mínima actual Norte Grande.....	77
Tabla 5.16 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.	78
Tabla 5.17 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.	82
Tabla 5.18: Resumen de Restricciones Zona Norte Grande.....	88
Tabla 5.19 Despacho base de unidades sincrónicas del Norte Grande.	93
Tabla 5.20 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1	95
Tabla 5.21 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande con STATCOM Maipo 220 kV.....	95
Tabla 5.22 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1s1: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV.	96
Tabla 5.23 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.....	97
Tabla 5.24 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1s2: Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.....	98
Tabla 5.25 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1s3: Sensibilidad con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.	100
Tabla 5.26 Generación por zona y tecnología. Casos A1.	101
Tabla 5.27 Inercia por zona. Casos A1.....	101
Tabla 5.28 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos A1.	101
Tabla 5.29 Despachos de unidades sincrónicas del Norte Grande, Caso A2	102
Tabla 5.30 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medidas en Nueva Pan de Azúcar. Caso A2.....	104
Tabla 5.31 Transferencia precontingencia de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medido en Nueva Pan de Azúcar, para límite postcontingencia más restrictivo. Caso A2.....	104
Tabla 5.32 Generación ERV zona Norte del SEN. Caso A2.	104
Tabla 5.33 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medidas en Nueva Pan de Azúcar. Caso A2s1: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV.....	106
Tabla 5.34 Transferencia precontingencia de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medido en Nueva Pan de Azúcar, para límite postcontingencia más restrictivo. Caso A2s1 Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV.	106
Tabla 5.35 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande.....	107
Tabla 5.36 Factores de amortiguamiento.	109
Tabla 5.37 Transferencias Máximas Postcontingencia línea Los Changos – Parinas - Cumbre 500 kV [MW]. Caso A2	110

Tabla 5.38 Transferencias precontingencia línea Los Changos - Parinas- Cumbre 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso A2	110
Tabla 5.39 Generación por zona y tecnología. Casos A2.	111
Tabla 5.40 Inercia por zona. Casos A2.....	111
Tabla 5.41 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos A2.	111
Tabla 5.42 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande caso B1.	113
Tabla 5.43 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medidas en Polpaico. Caso B1	115
Tabla 5.44 Transferencias precontingencia línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso B1	116
Tabla 5.45 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Los Changos – Parinas - Cumbre [MW], medidas en Parinas. Caso B1.....	117
Tabla 5.46 Transferencias precontingencia línea Los Changos - Parinas- Cumbre 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso B1	119
Tabla 5.47 Generación por zona y tipo. Casos B1.	120
Tabla 5.48 Inercia por zona. Casos B1.....	120
Tabla 5.49 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos B1.	120
Tabla 5.50 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande caso B2.	121
Tabla 5.51 Generación por zona y tecnología. Casos B2.....	123
Tabla 5.52 Inercia por zona. Casos B2.....	123
Tabla 5.53 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos B2.	123
Tabla 5.54 Verificación Dinámica Casos A y B zona Norte Chico.	124
Tabla 5.55. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 500 kV.....	125
Tabla 5.56. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 220 kV.....	135
Tabla 5.57. Verificación Dinámica, Centro 500 kV.	150
Tabla 5.58. Verificación Dinámica Severidad 4, Centro 500 kV.	151
Tabla 5.59. Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 500 kV.....	153
Tabla 5.60. Verificación Dinámica Zona V región.....	159
Tabla 5.61. Resumen de las restricciones de la Zona V región.	160
Tabla 5.62. Verificación Dinámica zona 220 kV.	162
Tabla 5.63. Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 220 kV.....	163
Tabla 5.64. Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 154 kV.....	167
Tabla 5.65. Verificación Dinámica zona Concepción.....	169
Tabla 5.66. Resumen de las restricciones de la zona de Concepción.	170
Tabla 5.67. Transferencias Máximas Postcontingencia [MW] Caso A.	172
Tabla 5.68. Transferencias precontingencia [MW], Caso A.	173
Tabla 5.69. Transferencias Máximas Postcontingencia [MW] sensibilidad Caso A.	174
Tabla 5.70. Transferencias precontingencia [MW], sensibilidad Caso A.	175
Tabla 5.71. Transferencias Máximas postcontingencia [MW] Caso B.	176
Tabla 5.72. Transferencias precontingencia [MW], Caso B.	177
Tabla 5.73 Transferencias Máximas postcontingencia [MW] Caso C.	178

Tabla 5.74 Transferencias precontingencia [MW], Caso C	179
Tabla 5.75. Verificación Dinámica zona Sur.	179
Tabla 5.76. Resumen de las restricciones para la zona Sur.....	180
Tabla 5.77. Resumen de restricciones centrales.....	188

1 RESUMEN EJECUTIVO

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) dispone la realización de un estudio que determine las restricciones en el sistema de transmisión considerando los escenarios de operación que, sujeto a contingencias simples, resulten más críticos para la seguridad y calidad del servicio.

Considerando lo anterior, el principal objetivo de este estudio es la evaluación de las restricciones en el sistema de transmisión, contemplando las limitaciones impuestas por las capacidades térmicas de las líneas y los elementos serie del sistema de transmisión, las limitaciones operacionales por regulación y estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia, estabilidad transitoria y estabilidad permanente, de acuerdo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en el Capítulo 5 de la NTSyCS.

En este estudio se muestra un resumen de las principales restricciones térmicas de las líneas y equipos asociados, transformadores de corriente (TT/CC) o transformadores de poder en serie que puedan establecer alguna restricción. Posteriormente, se evaluaron las limitaciones por regulación y estabilidad de tensión, y finalmente, se verifica que, para la condición de mayor restricción de la instalación evaluada, el comportamiento del sistema cumple con las exigencias estáticas y dinámicas que se establecen en el Capítulo 5 de la NTSyCS para estado normal y estado de alerta, y que se indican a continuación:

- Factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa (mayor a 5%).
- Niveles de tensión aceptables en régimen permanente.
- Exigencias de recuperación dinámica para la tensión y la frecuencia.
- Preservar la operación sincronizada de generadores, verificando la condición de estabilidad angular.
- Preservar la estabilidad de la tensión.

Los escenarios base para el desarrollo del estudio consideran lo siguiente:

- Las ampliaciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) definidas para el periodo comprendido entre julio de 2023 y diciembre de 2024 (Res. Ex. CNE junio 2023).
- Demandas altas del SEN de entre 10500 y 12500 MW, y demandas bajas de entre 7000 y 8500 MW.
- Despachos de generación correspondientes a escenarios de demanda alta, media y baja con hidrologías media y seca (años hidrológicos con probabilidades de excedencia de energía afluente de 50% y 90%, respectivamente), los cuales se utilizan sólo como escenarios iniciales referenciales y que pueden ser modificados con motivo de obtener las máximas transferencias por el sistema de transmisión.
- Todas las compensaciones series (CCSS) de las líneas de 500 kV del Sistema de Transmisión Nacional (STN) en servicio.

La elaboración del estudio considera un análisis por zonas del SEN para el tratamiento de las restricciones de las líneas del STN, de las líneas del Sistema Transmisión Zonal (STZ) que suministran las zonas Concepción y Quinta Región costa, y de las líneas del STZ que forman parte del sistema de 154 kV comprendido entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa. También se analizan las líneas de inyección de generación más relevantes.

Para determinar las limitaciones, a partir de un caso base obtenido de un escenario de operación económica de corto plazo que considera las actuales restricciones del SEN, se crearon escenarios específicos que permiten obtener transferencias máximas mediante el encendido/apagado y el redespacho de generaciones locales en función del mérito económico, y supeditadas a las contingencias simples más críticas (de severidad 1 a 5 según NTSyCS) en cada zona.

Conforme con lo señalado, a continuación, se presenta un resumen tabulado de las restricciones de transmisión por zona del SEN determinadas en el estudio, que incluye las limitaciones térmicas a 25°C de temperatura ambiente (con efecto sol) y las limitaciones operacionales (estabilidad de tensión, estabilidad dinámica y las impuestas por exigencias de seguridad y calidad de servicio). En el caso particular de las líneas del Norte Grande que se conectan a las subestaciones Crucero, Kimal y Encuentro, se consideró la limitación térmica a 35°C de temperatura ambiente, que es más representativa de las condiciones ambientales más exigentes para esa zona del desierto de Atacama.

Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol. Por otro lado, los límites operacionales determinados en el presente estudio pueden variar, principalmente debido a las condiciones topológicas y las características del despacho de generación (Inercia, monto y distribución de la reserva de potencia activa y reactiva) que se presenten en la operación real, por lo que dichos límites son sólo de carácter referencial. En consecuencia, las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del SEN que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.

Si bien de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS existe la posibilidad de sobrecargar algunos equipos por un tiempo reducido ante la ocurrencia de una contingencia simple, por seguridad para la operación y para las personas en este estudio sólo se consideran limitaciones por sobrecarga de corta duración para los equipos de compensación serie, dado que en el caso de no poder controlar una sobrecarga en dichos equipos operaría la protección de sobrecarga correspondiente cortocircuitando el elemento, acción que no compromete la seguridad del sistema ni de las personas.

Todos los escenarios analizados consideran en servicio las nuevas líneas Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV y la línea 4x220 kV para seccionar la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en S/E Nueva Los Pelambres, cuyas fechas de entrada en operación se estimaban al inicio del Estudio (septiembre 2023) para entre fines del 2023 y principios del 2024. Mientras no entren en operación todos los tramos de

estos tres proyectos, se deberán considerar los límites de transmisión de la Zona Norte Chico y las inercias mínimas de la Zona Norte Grande determinados en la versión anterior de este estudio o en las minutas operativas que corresponda.

Aparte de las restricciones de cada tramo del Sistema de Transmisión, se determinaron requerimientos de inercia mínima de la zona Norte Grande (que representan la necesidad de contar con generación sincrónica para un adecuado control de tensión) supeditados al cumplimiento de las exigencias dinámicas establecidas en la NTSyCS ante las contingencias simples más críticas y en escenarios con altas transferencias entre dicha zona y el resto del sistema, tanto en condiciones de noche con transferencias en el sentido Sur → Norte, como en condiciones de día con transferencias en el sentido Norte → Sur. Para condiciones de noche y para las máximas transferencias esperables en el sentido Sur → Norte, se recomienda operar con una inercia mínima de **8 GVA**s para escenarios con dos unidades de central TER Guacolda en servicio, y con una inercia mínima **9 GVA**s para escenarios con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio. Sumado a lo anterior, se determinó que para condiciones de demanda baja se requiere de al menos un ciclo combinado conectado en S/E San Luis o las dos unidades vapor carbón conectadas en la S/E Nueva Ventanas 220 kV. Para condiciones de día y para las máximas transferencias esperables en el sentido Norte → Sur, se recomienda operar con una inercia mínima de **9 GVA**s para escenarios con dos unidades de central TER Guacolda en servicio, y con una inercia mínima **10 GVA**s para escenarios con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.

Cabe señalar que, tanto para condiciones de noche como de día, se realizaron análisis de sensibilidad considerando escenarios con menores y mayores niveles de transferencia por el sistema de 500 kV de la zona Norte, para los cuales se determinaron requerimientos de inercia mínima del Norte Grande menores y mayores, respectivamente.

Se hace notar que las inercias mínimas recomendadas para condiciones de día no garantizan cumplir con la recomendación de nivel mínimo de índice de fortaleza de la red que es actualmente monitoreado en la operación en tiempo real (índice ESCR ≥ 1.5), el que se realiza para todas las barras con una concentración relevante de generación ERV. En el caso que se determine, mediante simulaciones de estabilidad transitoria, que dicho nivel mínimo de ESCR se corresponde con un riesgo para la operación estable del SEN, se analizarán las medidas de mitigación para cumplir dicho nivel mínimo de fortaleza de la red, tales como el despacho de unidades sincrónicas adicionales o la reducción de generación ERV en los nodos más débiles de las zonas Norte Grande y Norte Chico.

A continuación, se presentan cuadros y diagramas que resumen las restricciones de las líneas estudiadas y las condiciones en las que se dan tales restricciones, las cuales corresponden a la capacidad de transmisión en régimen permanente (pre y postcontingencia) de acuerdo con lo señalado en el Título 5-6 de la NTSyCS.

Tabla 1.1. Resumen de Restricciones Zona Norte Grande

Tramo	SS/EE		Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		
Cóndores – Parinacota 220 kV	Cóndores	Parinacota	197	Conductor
Puerto Patache – Cóndores 220 kV	Puerto Patache	Cóndores	197	Conductor
Tarapacá – Puerto Patache 220 kV C1 y C2	Tarapacá	Puerto Patache	197	Conductor
Nueva Pozo Almonte – Parinacota 220 kV	Nueva Pozo Almonte	Parinacota	183	TTCC
Nueva Pozo Almonte – Cóndores 220 kV	Nueva Pozo Almonte	Cóndores	183	TTCC
Geoglifos - Lagunas 220 kV C1 y C2	Geoglifos	Lagunas	262	Conductor
Tarapacá – Geoglifos 220 kV C1 y C2	Tarapacá	Geoglifos	262	Conductor
Lagunas – Nva. Pozo Almonte 220 kV	Lagunas	Nva. Pozo Almonte	181	Conductor
Nva. Pozo Almonte – Pozo Almonte 220 kV	Nva. Pozo Almonte	Pozo Almonte	181	Conductor
Lagunas – Collahuasi 220 kV C1 y C2	Lagunas	Collahuasi	171	Conductor
Encuentro – Collahuasi 220 kV C1	Encuentro	Collahuasi	134 (2)	Conductor
Encuentro – Collahuasi 220 kV C2	Encuentro	Collahuasi	172 (2)	Conductor
Encuentro – Ana María 220 kV C1 y C2	Encuentro	Ana María	294 (2)	Conductor
Ana María – Lagunas 220 kV C1 y C2	Ana María	Lagunas	294 (2)	Conductor
Kimal– María Elena 220 kV C1 y C2	Kimal	María Elena	183 (2)	Conductor
Frontera – María Elena 220 kV C1 y C2	Frontera	María Elena	171 (2)	Conductor
San Simón – Lagunas 220 kV	San Simón	Lagunas	183 (2)	Conductor
Frontera – San Simón 220 kV	Frontera	San Simón	171 (2)	Conductor
Lagunas – Frontera 220 kV	Lagunas	Frontera	171 (2)	Conductor
Kimal – Encuentro 220 kV C1 y C2	Kimal	Encuentro	318 (2)	Conductor
Kimal – Crucero 220 kV C1 y C2	Kimal	Crucero	318 (2)	Conductor
Kimal – Nueva Chuquicamata 220 kV C1 y C2	Kimal	Nueva Chuquicamata	368 (2)	Conductor
Nueva Chuquicamata – Chuquicamata 220 kV	Nueva Chuquicamata	Chuquicamata	274	TTCC
Nueva Chuquicamata – Salar 220 kV	Nueva Chuquicamata	Salar	395 (2)	Conductor
Salar – Chuquicamata 220 kV	Salar	Chuquicamata	274	TTCC
Nueva Chuquicamata – Calama Nueva 220 kV	Nueva Chuquicamata	Calama Nueva	457	TTCC
Salar – Calama Nueva 220 kV	Salar	Calama Nueva	285 (2)	Conductor
Chacaya – Crucero 220 kV	Chacaya	Crucero	108 (2)	Conductor
Laberinto – Kimal 220 kV C1 y C2	Laberinto	Kimal	282 (2)	Conductor
Encuentro – Miraje 220 kV C1 y C2	Encuentro	Miraje	246 (2)	Conductor
Atacama – Miraje 220 kV C1 y C2	Atacama	Miraje	246 (2)	Conductor
Encuentro – Centinela 220 kV	Encuentro	Centinela	91 (2)	TTCC
Kimal – Los Changos 500 kV C1 y C2	Kimal	Changos	220 kV→500 kV: 750 (4) 500 kV→220 kV: 863 (5)	Transformador

Tramo	SS/EE		Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		
Atacama – Esmeralda 220 kV	Atacama	Esmeralda	197	Conductor
Atacama – O'Higgins 220 kV C1 y C2	Atacama	O'Higgins	295	Conductor
Changos – Kapatur 220 kV C1 y C2	Changos	Kapatur	1744	Conductor
Chacaya – El Cobre 220 kV C1 y C2	Chacaya	El Cobre	467	Conductor
Chacaya – Mantos Blancos 220 kV	Chacaya	Mantos Blancos	120	Conductor
Laberinto – Mantos Blancos 220 kV	Laberinto	Mantos Blancos	278	Conductor
Chacaya – Mejillones 220 kV	Chacaya	Mejillones	120	Conductor
Mejillones – O'Higgins 220 kV	Mejillones	O'Higgins	399	Conductor
Laberinto – Tap off Oeste 220 kV	Laberinto	Tap off Oeste	263	Conductor
Tap off Oeste – Andes 220 kV	Tap off Oeste	Andes	152	Conductor
Laberinto – Nueva Zaldívar 220 kV C1	Laberinto	Nueva Zaldívar	323	Conductor
Laberinto – Nueva Zaldívar 220 kV C2	Laberinto	Nueva Zaldívar	328	Conductor
Andes – Nueva Zaldívar 220 kV C1	Andes	Nueva Zaldívar	274	TTCC
Andes – Nueva Zaldívar 220 kV C2	Andes	Nueva Zaldívar	274	TTCC
O'Higgins – Domeyko 220 kV	O'Higgins	Domeyko	201	Conductor
O'Higgins – Puri 220 kV	O'Higgins	Puri	216	Conductor
Puri – Domeyko 220 kV	Puri	Domeyko	228	Conductor
O'Higgins – Farellón 220 kV	O'Higgins	Farellón	260	Conductor
Farellón – Chimborazo 220 kV	Farellón	Chimborazo	276	Conductor
Chimborazo – Domeyko 220 kV	Chimborazo	Domeyko	273	Conductor
Centinela – El Tesoro 220 kV	Centinela	El Tesoro	91	TTCC
Centinela – Esperanza 220 kV	Centinela	Esperanza	91	TTCC
El Cobre – Esperanza 220 kV C1 y C2	El Cobre	Esperanza	274	TTCC
Laberinto – El Cobre 220 kV	Laberinto	El Cobre	272	Conductor
Kapatur – Laberinto 220 kV C1 y C2	Kapatur	Laberinto	849 (3)	Conductor
Kapatur – O'Higgins 220 kV C1 y C2	Kapatur	O'Higgins	824 (3)	Conductor

- (1) Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol. Para los TTCC se considera una capacidad permanente de 120% respecto de la nominal.
- (2) Los valores de capacidad térmica se consideraron a una temperatura ambiente de 35 °C, por ser más representativa de las condiciones ambientales de esa zona del Desierto de Atacama.
- (3) En las condiciones de mayor exigencia previstas para el sistema en el horizonte de estudio y para las contingencias de severidad 1 a 5, no se alcanzaron transferencias cercanas a su capacidad térmica.
- (4) Corresponde al límite postcontingencia en caso de falla de un transformador 500/220 kV de la S/E Kimal en horas de día, considerando una temperatura ambiente de 35°C, tal como para las líneas de transmisión de la zona. Este límite es igual a la capacidad nominal de los transformadores, ya que a dicha temperatura estos sólo admiten sobrecargas durante periodos inferiores o del orden de 1 hora.
- (5) Corresponde al límite postcontingencia en caso de falla de un transformador 500/220 kV de la S/E Kimal en horas de noche. Este valor equivale a una sobrecarga de 15% del transformador que permanece en servicio, lo cual, según la información proporcionada por el propietario de estos equipos, es admisible durante 5 horas para una carga previa de

70% y una temperatura ambiente de 15°C sin sol. En base a dicho antecedente, actualmente en la operación real se considera una transferencia máxima total por ambos transformadores de 980 MVA.

Nota: La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

Tabla 1.2. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 500 kV.

Tramo	SS/EE		Limitación Tramo [MVA] ⁽¹⁾		Causa
	Origen	Destino	Operación Normal	Post Contingencia	
Changos – Parinas 500 kV C1 y C2	Changos	Parinas	Norte→Sur: Caso A2: 1770 ⁽⁵⁾ Sur→Norte: Caso B1: 1930 ⁽⁷⁾	Norte→Sur: Caso A2: 1820 Sur→Norte: Caso B1: 1985	Norte→Sur: Caso A2: Amortiguamiento Sur→Norte: Caso B1: Recuperación dinámica de Tensión
Parinas – Cumbre 500 kV C1 y C2	Parinas	Cumbre	Norte→Sur: Caso A2: 1770 ⁽⁶⁾ Sur→Norte: Caso B1: 1930 ⁽⁸⁾	Norte→Sur: Caso A2: 1820 Sur→Norte: Caso B1: 1985	Norte→Sur: Caso A2: Amortiguamiento Sur→Norte: Caso B1: Recuperación dinámica de Tensión
Cumbre – Nva. Cardones 500 kV C1 y C2	Cumbre	Nueva Cardones	-	2140 ⁽²⁾	CCSS
Nva. Cardones – Nva.Maitencillo 500 kV C1 y C2	Nueva Cardones	Nueva Maitencillo	-	2356	Conductor
Nva. Maitencillo – Nva. Pan de Azúcar 500 kV C1 y C2	Nueva Maitencillo	Nueva Pan de Azúcar	-	2210 ⁽²⁾	CCSS
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C1 y C2 ⁽³⁾	Nueva Pan de Azúcar	Polpaico	Norte→Sur: Caso A1: 2045 Caso A1s1: 2145 Caso A1s2: 1985 Caso A1s3: 1915 Caso A2: 2220 (2130 en Polpaico) ⁽⁴⁾ Caso A2s: 2240 (2150 en Polpaico) ⁽⁴⁾ Caso B1: 2220 ⁽⁴⁾	Norte→Sur: Caso A1: 1895 Caso A1s1: 1997 Caso A1s2: 1839 Caso A1s3: 1777 Caso A2: 2056 Caso A2s: 2074 Caso B1: 2070	Norte→Sur: Caso A1: Reg. Tensión Caso A1s1: Reg. Tensión Caso A1s2: Reg. Tensión Caso A1s3: Reg. Tensión Caso A2: TTCC+factor de seguridad / Reg. Tensión ⁽⁴⁾ Caso A2s: TTCC+factor de seguridad / Reg. Tensión ⁽⁴⁾ Caso B1: TTCC+factor de seguridad / Reg. Tensión ⁽⁴⁾

Caso A1: Escenario Demanda Alta Día con inercia baja zona centro-norte – Caso Base: Inercia Norte Grande 8.9 GVAs, 2 unidades Guacolda y 2 CC San Luis.

Caso A1s1: Escenario Demanda Alta Día con inercia baja zona centro-norte – Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV en servicio.

Caso A1s2: Escenario Demanda Alta Día con inercia baja zona centro-norte – Sensibilidad con Guacolda fuera de servicio.

Caso A1s3: Escenario Demanda Alta Día con inercia baja zona centro-norte – Sensibilidad con ciclos combinados zona centro fuera de servicio.

Caso A2: Escenario Demanda Alta Día con inercia media zona centro-norte – Caso Base: Inercia Norte Grande 10.7 GVAs, 3 unidades Guacolda, 4 CC San Luis y Campiche.

Caso A2s: Escenario Demanda Alta Día con inercia media zona centro-norte – Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV en servicio.

Caso B1: Escenario Demanda Media Noche con inercia baja zona norte: Inercia Norte Grande 8.2 GVAs, 2 unidades Guacolda, Nueva Ventanas, 4 CC San Luis y Nueva Renca.

- (1) Los valores de la columna “Post Contingencia” corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Por lo tanto, sólo se presentan valores para Operación Normal para los tramos críticos analizados en detalle. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Se considera capacidad de sobrecarga de corta duración.
- (3) Para este tramo se presentan los límites de los casos más representativos de las condiciones operacionales previstas para el horizonte de estudio.
- (4) Cabe señalar que actualmente, sin las nuevas líneas Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV y Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV, en la operación real se considera un límite precontingencia de 2000 MVA medido en la S/E Polpaico, de manera de dejar un margen de seguridad respecto de la capacidad de sobrecarga permanente de los TTCC de esta subestación - 2078 MVA (Ver Minuta DAOP N°02/2021).
- (5) El límite pre-contingencia del tramo está dado por estabilidad dinámica asociado al cumplimiento del factor de amortiguamiento para la falla en uno de los circuitos de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. La transferencia post-contingencia es el resultante para la contingencia en uno de los circuitos de la línea Los Changos – Parinas 500 kV.
- (6) El límite para la línea Parinas – Cumbre 500 kV se considera similar al de la línea Los Changos – Parinas 500 kV, puesto que el escenario más conservador analizado considera que esta máxima transferencia circula por todo el tramo Los Changos – Parinas – Cumbre (no hay inyección de potencia en Parinas).
- (7) El límite pre-contingencia del tramo está dado por estabilidad transitoria asociado al cumplimiento del estándar de recuperación dinámica de la tensión ante una contingencia de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16. La transferencia post-contingencia es el resultante para la contingencia en uno de los circuitos de la línea Los Changos – Parinas 500 kV.
- (8) El límite para la línea Parinas – Cumbre 500 kV en sentido Sur -> Norte, se considera igual al de la línea Los Changos – Parinas 500 kV, debiendo ser medido en el lado Parinas, puesto que el escenario más conservador analizado considera que esta máxima transferencia circula por todo el tramo Los Changos – Parinas – Cumbre (no hay inyección de potencia en Parinas).

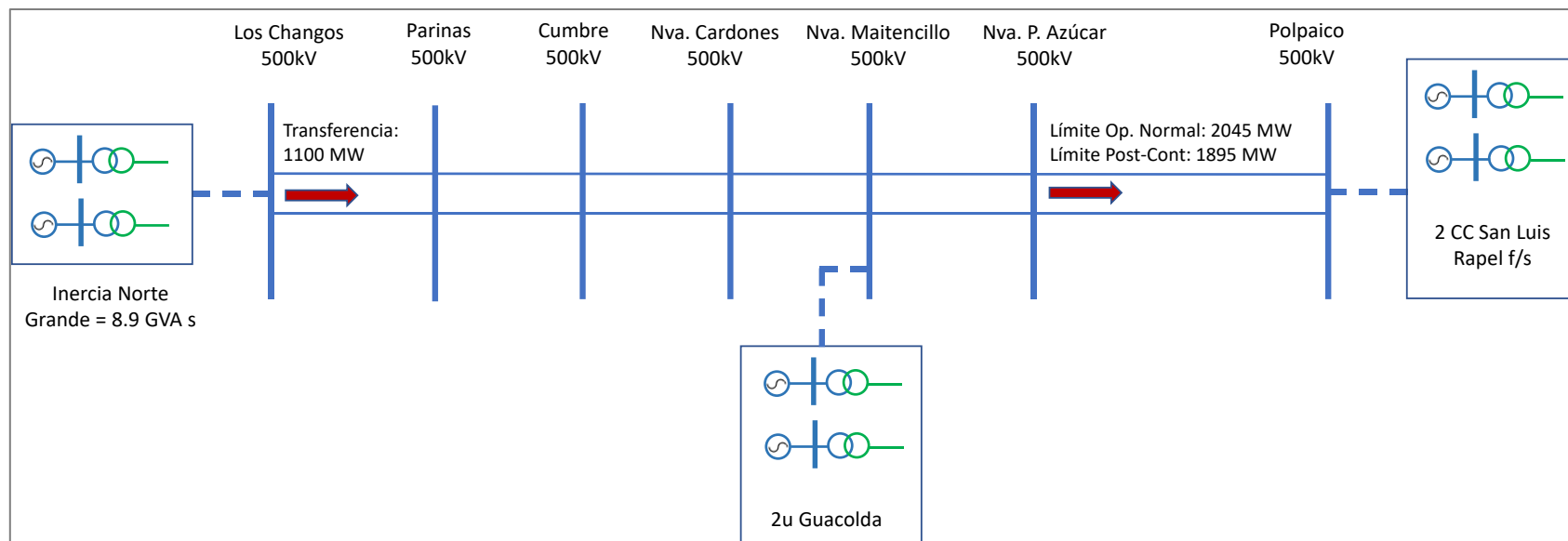


Figura 1.1 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1.

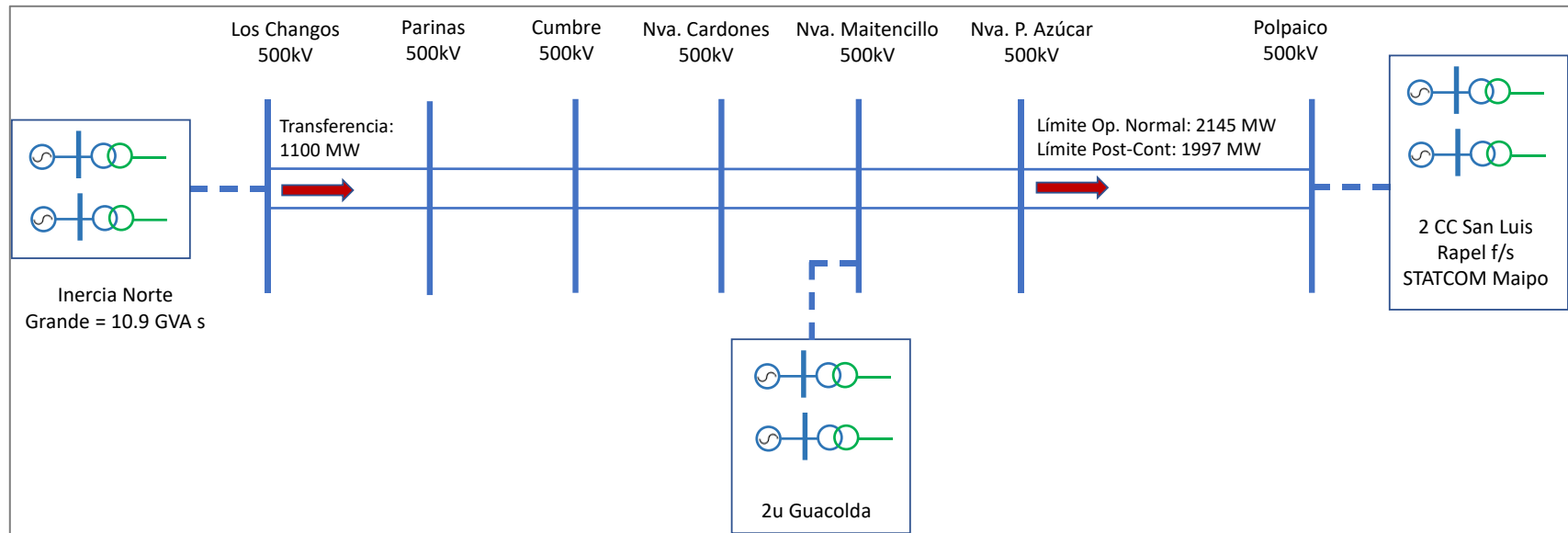


Figura 1.2 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s1: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV.

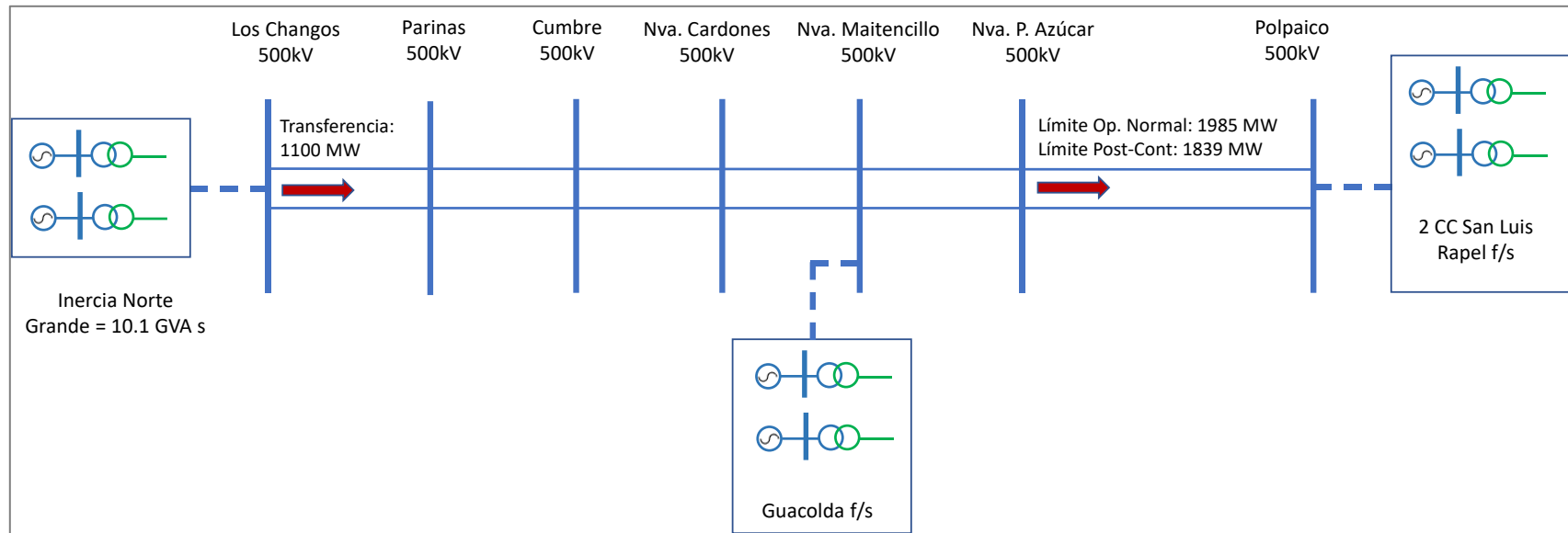


Figura 1.3 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s2: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.

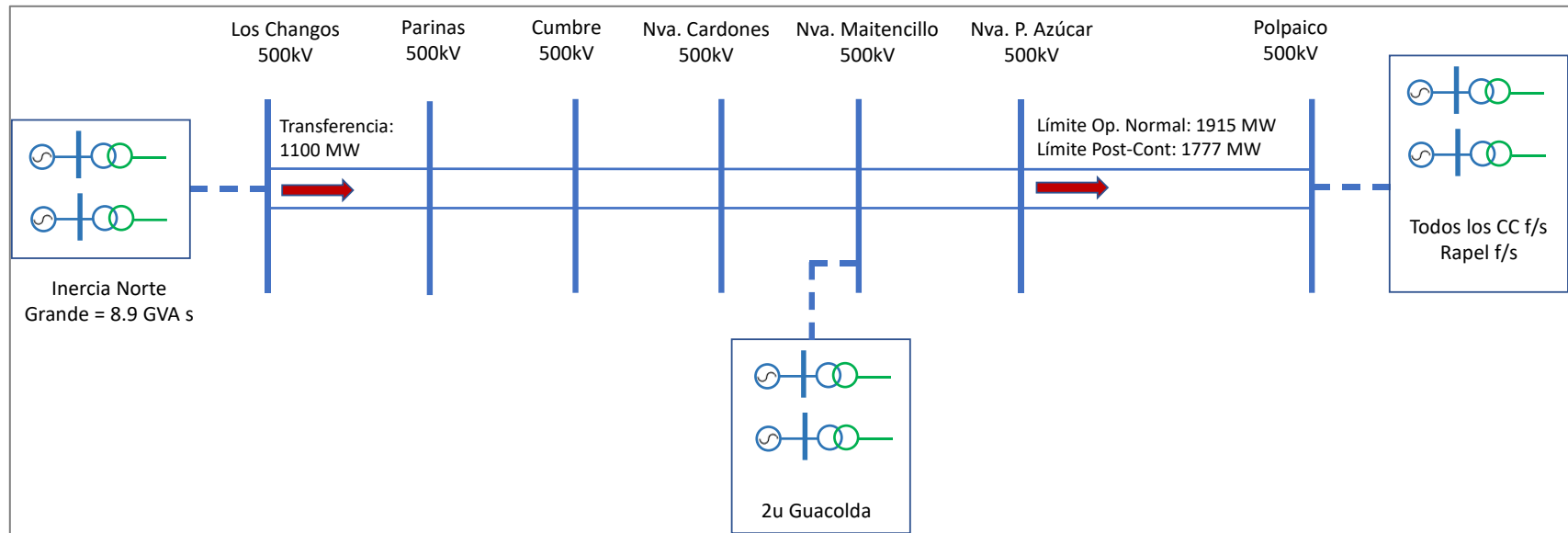


Figura 1.4 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s3: Sensibilidad con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.

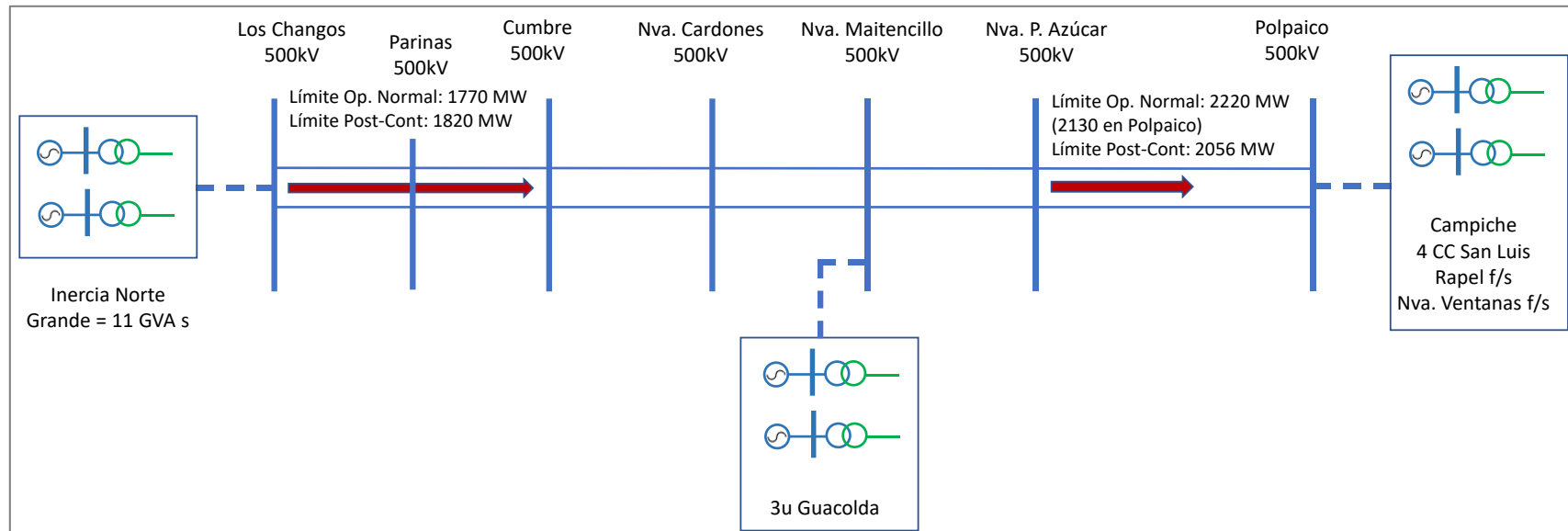


Figura 1.5 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A2.

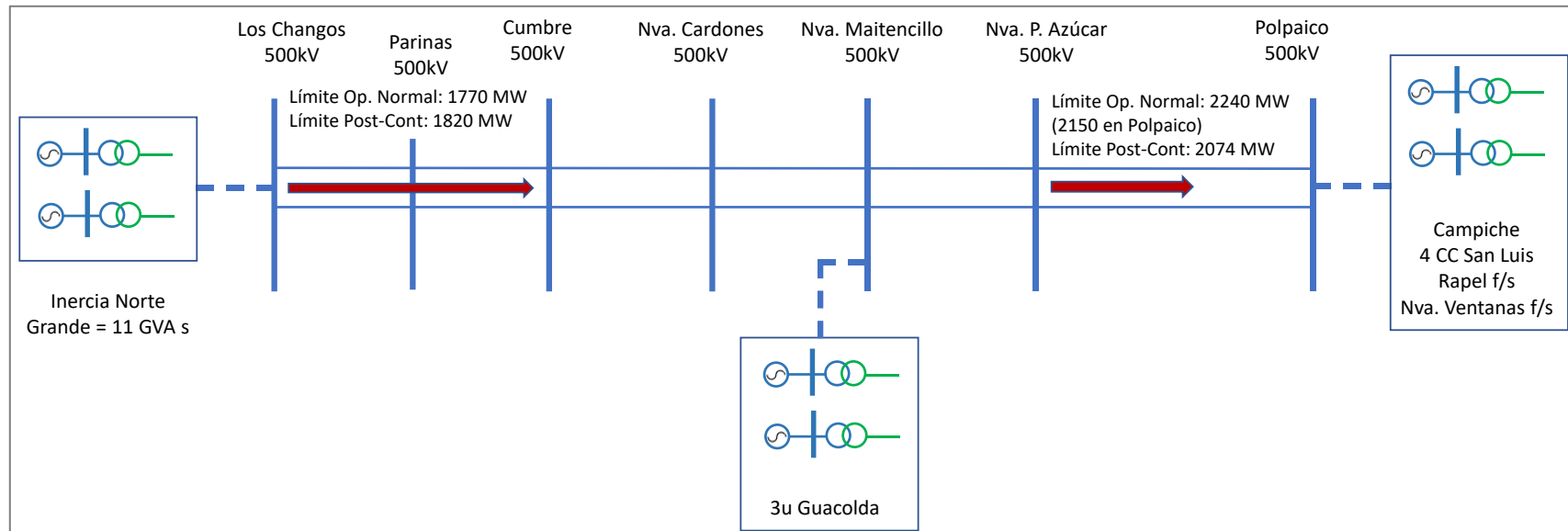


Figura 1.6 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A2s: Sensibilidad con STATCOM en Maipo.

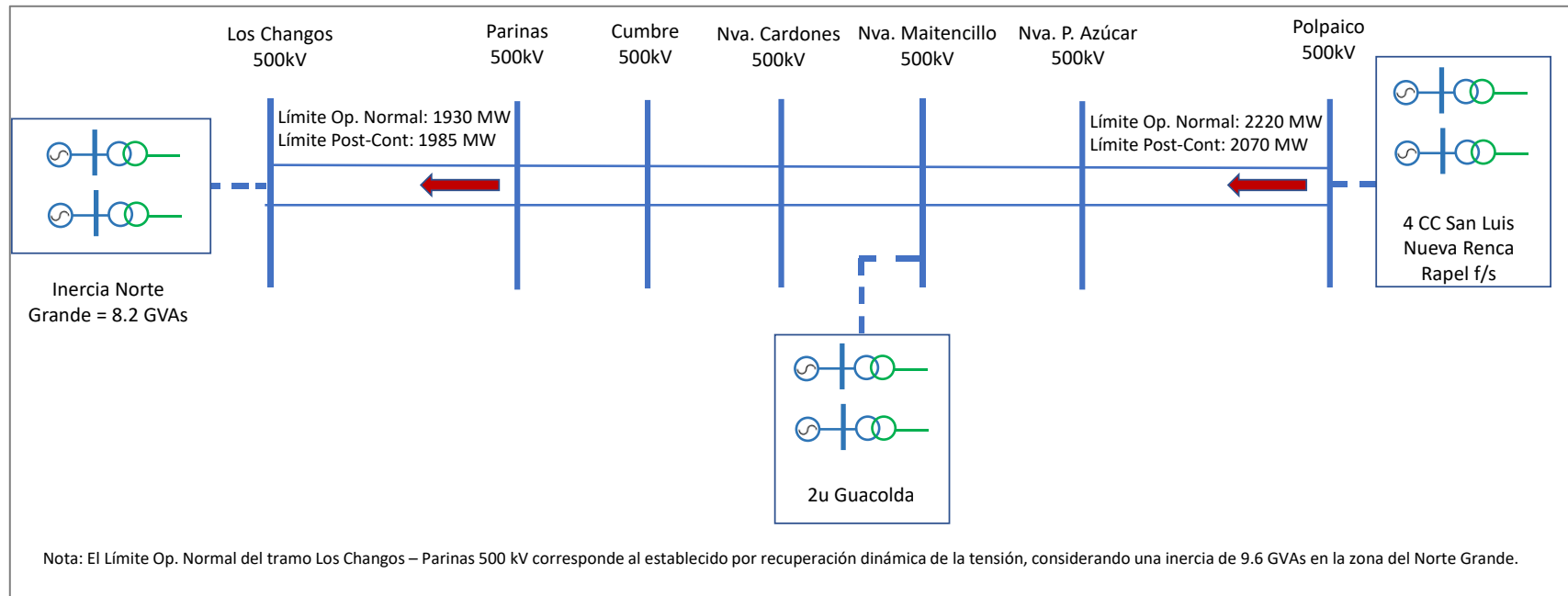


Figura 1.7 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Sur → Norte – Caso B1.

Tabla 1.3. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 220 kV.

Tramo	SS/EE		Limitación Tramo [MVA] ⁽¹⁾	Causa
	Origen	Destino		
Illapa – Cumbre 220 kV C1 y C2	Illapa	Cumbre	701	Conductor
Cardones – Nueva Cardones 220 kV C1 y C2	Cardones	Nueva Cardones	915	TTCC
Maitencillo – Nueva Maitencillo 220 kV C1 y C2	Maitencillo	Nueva Maitencillo	915	TTCC
Pan de Azúcar – Nueva Pan de Azúcar 220 kV C1 y C2	Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar	915	TTCC
Diego de Almagro – Illapa L1 C3	Diego de Almagro	Illapa	197	Conductor
Diego de Almagro – Illapa L2 C1	Diego de Almagro	Illapa	328	Conductor
Diego de Almagro – Illapa L2 C2	Diego de Almagro	Illapa	328	Conductor
Illapa – Carrera Pinto L1 C3	Illapa	Carrera Pinto	197	Conductor
Illapa – Carrera Pinto L2 C1	Illapa	Carrera Pinto	319	Conductor
Illapa – Carrera Pinto L2 C2	Illapa	Carrera Pinto	319	Conductor
Carrera Pinto – San Andrés L1 C1	Carrera Pinto	San Andrés	431	Conductor
Carrera Pinto – San Andrés L2 C1	Carrera Pinto	San Andrés	332	Conductor
Carrera Pinto – San Andrés L2 C2	Carrera Pinto	San Andrés	332	Conductor
San Andrés – Cardones L1 C1	San Andrés	Cardones	431	Conductor
San Andrés – Cardones L2 C1	San Andrés	Cardones	332	Conductor
San Andrés – Cardones L2 C2	San Andrés	Cardones	332	Conductor
Cardones – Algarrobal 220kV C1	Cardones	Algarrobal	263	Conductor
Cardones – Algarrobal 220kV C2	Cardones	Algarrobal	274	TTCC
Cardones – Algarrobal 220kV C3	Cardones	Algarrobal	274	TTCC
Algarrobal – Maitencillo 220kV C1	Algarrobal	Maitencillo	263	Conductor
Algarrobal – Maitencillo 220kV C2	Algarrobal	Maitencillo	274	TTCC
Algarrobal – Maitencillo 220kV C3	Algarrobal	Maitencillo	274	TTCC
Maitencillo – Don Héctor 220 kV C1 y C2	Maitencillo	Don Héctor	197	Conductor
Don Hector – Pta. Colorada 220 kV C1 y C2	Don Héctor	Punta Colorada	197	Conductor
Pta. Colorada – Pan de Azúcar 220 kV C1 y C2	Punta Colorada	Pan de Azúcar	197	Conductor
Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV C1	Pan de Azúcar	Don Goyo	197	Conductor
Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV C2	Pan de Azúcar	Don Goyo	224	Conductor
Don Goyo – La Cebada 220 kV C1	Don Goyo	La Cebada	197	Conductor
Don Goyo – La Cebada 220 kV C2	Don Goyo	La Cebada	224	Conductor
La Cebada – Punta Sierra 220 kV C1 y C2	La Cebada	Punta Sierra	224	Conductor
Punta Sierra – Las Palmas 220 kV C1 y C2	Punta Sierra	Las Palmas	224	Conductor
Las Palmas – Los Vilos 220kV C1 y C2	Las Palmas	Los Vilos	224	Conductor
Los Vilos – Nogales 220 kV C1 y C2	Los Vilos	Nogales	224	Conductor

(1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las

capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol. Para los TTCC se considera una capacidad permanente de 120% respecto de la nominal.

Nota: La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

Tabla 1.4. Resumen de Restricciones Zona Centro Sur 500 kV.

Tramo	SS/EE		Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino	Operación Normal	Postcont.	
Polpaico – Lo Aguirre 500 kV C1 y C2	Polpaico	Lo Aguirre	1801	1801	Conductor
Alto Jahuel - Lo Aguirre 500 kV C1 y C2	Alto Jahuel	Lo Aguirre	1663	1663	TTCC
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L1	Ancoa	Alto Jahuel	Caso A1: <u>2749</u> Caso A1.1: <u>2818</u>	Caso A1: <u>3129</u> Caso A1.1: <u>3191</u>	Casos A1, A1.1, A2 y A2.1: <u>Estabilidad de Tensión</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L2	Ancoa	Alto Jahuel	Caso A2: <u>2724</u>	Caso A2: <u>3122</u>	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L3	Ancoa	Alto Jahuel	Caso A2.1: <u>2795</u> Caso B1: (3)	Caso A2.1: <u>3194</u> Caso B1: (3)	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L4	Ancoa	Alto Jahuel	Caso B2: (4)	Caso B2: (4)	
Entre Ríos – Ancoa 500 kV L1	Entre Ríos	Ancoa	Caso A1: <u>1337</u> Caso A1.1: <u>1387</u> Caso A2: <u>1326</u>	Caso A1: <u>1613</u> Caso A1.1: <u>1655</u> Caso A2: <u>1613</u>	Casos A1, A1.1, A2 y A2.1: <u>Estabilidad de Tensión</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)
Entre Ríos - Ancoa 500 kV L2	Entre Ríos	Ancoa	Caso A2.1: <u>1375</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Caso A2.1: <u>1659</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)	
Charrúa - Ancoa 500 kV L3	Charrúa	Ancoa	Caso A1: <u>1554</u> Caso A1.1: <u>1610</u>	Caso A1: <u>1876</u> Caso A1.1: <u>1926</u>	Casos A1, A1.1, A2 y A2.1: <u>Estabilidad de Tensión</u> Caso B1: (3) Caso B2: (4)
Charrúa - Entre Ríos 500 kV L1	Charrúa	Entre Ríos	Caso A2: <u>1540</u> Caso A2.1: <u>1596</u>	Caso A2: <u>1876</u> Caso A2.1: <u>1930</u>	
Charrúa - Entre Ríos 500 kV L2	Charrúa	Entre Ríos	Caso B1: (3) Caso B2: (4)	Caso B1: (3) Caso B2: (4)	

Caso A1: Salida Intempestiva de la unidad TER San Isidro II con 380 MW. Escenario Demanda Baja Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis

Caso A1.1: Salida Intempestiva de la unidad TER San Isidro II con 380 MW. Escenario Demanda Baja Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis. STATCOM/SVC Plus +/-200MVar Maipo E/S

Caso A2: Salida Intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16 con 350 MW. Escenario Demanda Baja Noche.

Caso A2.1: Salida Intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16 con 350 MW. Escenario Demanda Baja Noche. STATCOM/SVC +/-200MVar Plus Maipo E/S

Caso B1: Salida Intempestiva de la central TER San Isidro II TG TV con 380 MW. Escenario Demanda Alta Noche.

Caso B2: Salida Intempestiva de la central TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Alta Noche.

- (1) Los valores de la columna “Postcont.” corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.
- (3) Fueron alcanzadas Transferencias Ancoa – Alto Jahuel del orden de 3225 MW postcontingencia y 2860 MW precontingencia, donde ya no era posible aumentar transferencias con las unidades despachadas.
- (4) Fueron alcanzadas Transferencias Ancoa – Alto Jahuel del orden de 3242 MW postcontingencia y 2872 MW precontingencia, donde ya no era posible aumentar transferencias con las unidades despachadas.

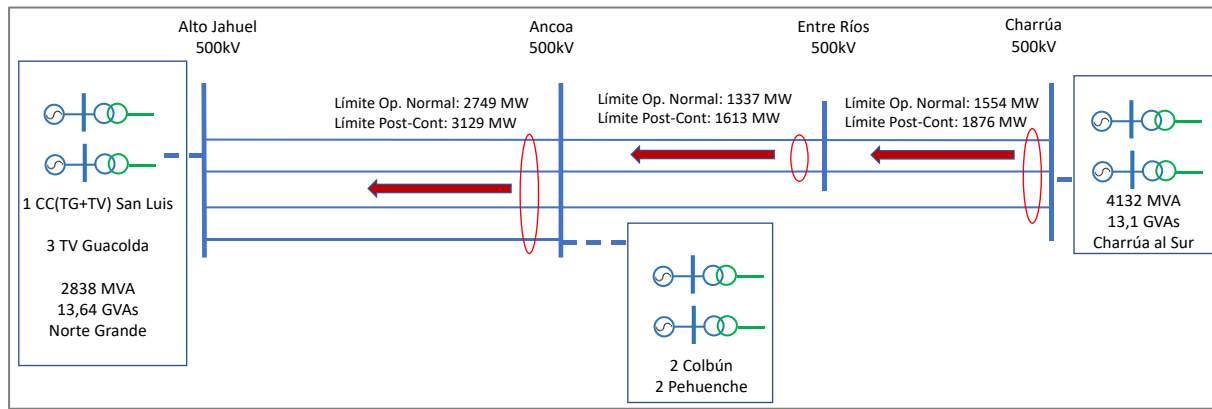


Figura 1.8 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A1.

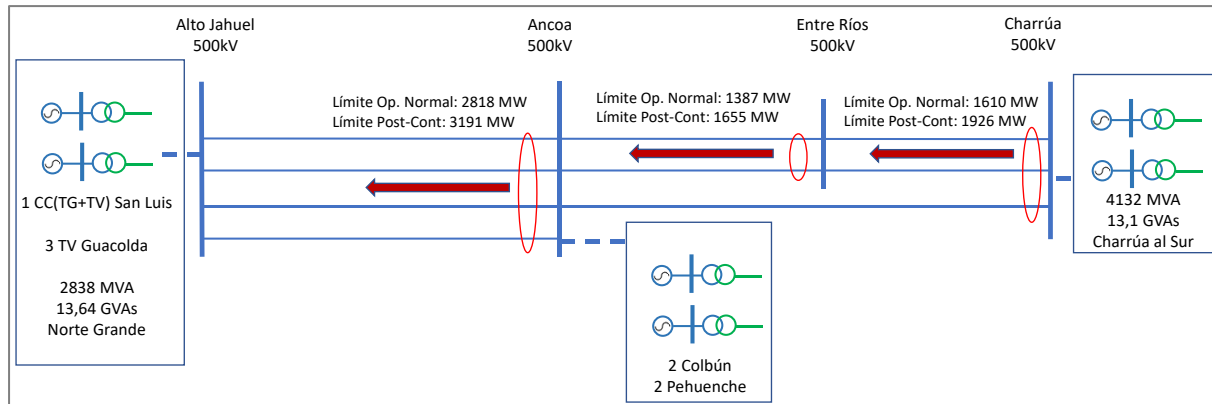


Figura 1.9 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A1.1 (STATCOM/SVC Plus +/-200MVar Maipo E/S).

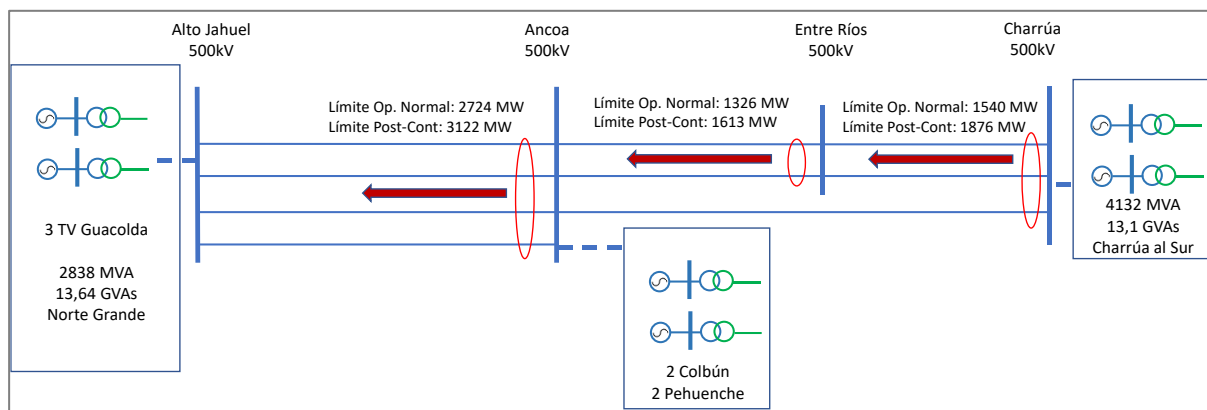


Figura 1.10 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A2

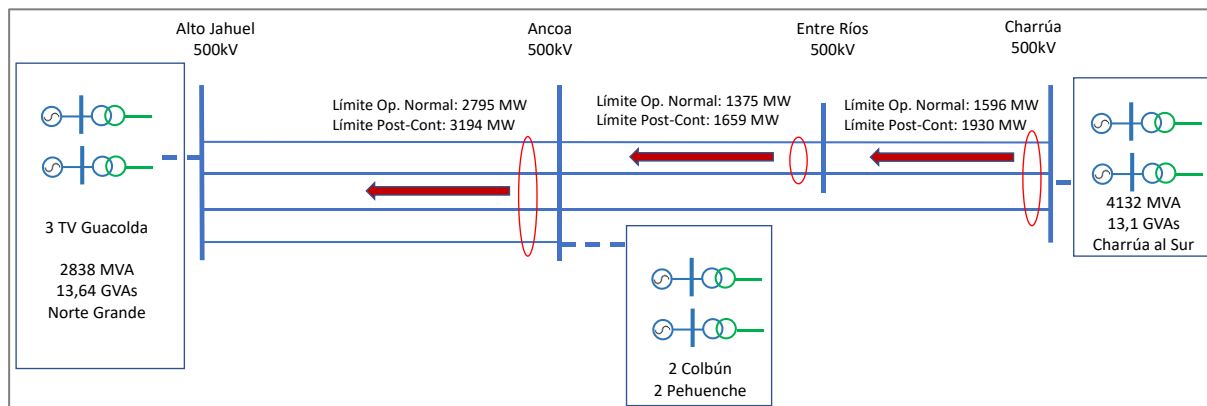


Figura 1.11 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A2.1
(STATCOM/SVC Plus +/-200MVar Maipo E/S)

Tabla 1.5. Resumen de Restricciones Zona Centro Sur 220 - 154 kV y Quinta Región Costa

Tramo	SS/EE		Limitación	Causa
	Origen	Destino	del Tramo [MVA] (1)(2)	
San Luis - Agua Santa 220 kV C1 y C2	San Luis	Agua Santa	300	Conductor
San Pedro – Quillota 110 kV	San Pedro	Quillota	253 (3)	Conductor
Agua Santa – Miraflores 2x110 kV	Agua Santa	Miraflores	232	Conductor
Quillota – Polpaico 220 kV C1 y C2	Quillota	Polpaico	1099	Conductor
Río Aconcagua – Polpaico 220 kV C1 y C2	Río Aconcagua	Polpaico	915	TTCC
Polpaico - Nueva Lampa 220 kV C1 y C2	Polpaico	Nueva Lampa	307	Conductor
Nueva Lampa - Cerro Navia 220 kV C1 y C2	Nueva Lampa	Cerro Navia	307	Conductor
Polpaico - El Salto 220 kV C1 y C2	Polpaico	El Salto	780	Conductor
Polpaico - Quilapilún 220 kV C1 y C2	Polpaico	Quilapilún	183	TTCC
Cerro Navia - Neptuno 220 kV	Cerro Navia	Neptuno	415	Conductor
Neptuno - Chena 220 kV	Neptuno	Chena	415	Conductor
Cerro Navia - Chena 220 kV	Cerro Navia	Chena	409	Conductor
Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV C1 y C2	Lo Aguirre	Cerro Navia	1756	Conductor
Lo Aguirre - Nva. Alto Melipilla 220 kV C1-C2	Lo Aguirre	Nva. Alto Melipilla	192	Conductor
Lo Aguirre - Nva. Alto Melipilla 220 kV C3	Lo Aguirre	Nva. Alto Melipilla	327	Conductor
Nva. Alto Melipilla - Rapel 220 kV C1 y C2	Nva. Alto Melipilla	Rapel	197	Conductor
Nva. Alto Melipilla - Rapel 220 kV C3	Nva. Alto Melipilla	Rapel	350	Conductor
Alto Jahuel - Chena 220 kV C1 y C2	Alto Jahuel	Chena	366	TTCC
Alto Jahuel - Chena 220 kV C3 y C4	Alto Jahuel	Chena	366	TTCC
Alto Jahuel - Buin 220 kV	Alto Jahuel	Buin	274	TTCC
Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV C1 y C2	Alto Jahuel	Los Almendros	400	Conductor
Alto Jahuel - Maipo 220 kV C1 y C2	Alto Jahuel	Maipo	680	Conductor
Maipo - Candelaria 220 kV C1 y C2	Maipo	Candelaria	686	TTCC
Candelaria - Puente Negro 220 kV C1 y C2	Candelaria	Puente Negro	692	Conductor
Puente Negro - Colbún 220 kV C1 y C2	Puente Negro	Colbún	692	Conductor
Ancoa - Colbún 220 kV	Ancoa	Colbún	600	Conductor
Entre Ríos - Charrúa 220 kV C1 y C2	Entre Ríos	Charrúa	750	Transformador
Puente Negro - Tinguiririca 220 kV C1 y C2	Puente Negro	Tinguiririca	300	Transformador
Maule – Santa Isabel 220 kV	Maule	Santa Isabel	299	Conductor
Alto Jahuel - Punta de Cortés 154 kV C1 y C2	Alto Jahuel	Punta de Cortés	127	Conductor
Punta de Cortés - Tinguiririca 154 kV C1 y C2	Punta de Cortés	Tinguiririca	192	TTCC
Tinguiririca - Convento Viejo 154 kV	Tinguiririca	Convento Viejo	198	Conductor

Tramo	SS/EE		Limitación	Causa
			del Tramo	
	Origen	Destino	[MVA] (1)(2)	
Convento Viejo - Itahue 154 kV	Convento Viejo	Itahue	192	TTCC
Tinguiririca - Itahue 154 kV	Tinguiririca	Itahue	192	TTCC
Ancoa - Itahue 220 kV C1 y C2	Ancoa	Itahue	300	Transformador
Itahue - Maule 154 kV	Itahue	Maule	142	Conductor
Maule – Parral 154 kV	Maule	Parral	107	Conductor
Parral – Monterrico 154kV C1	Parral	Monterrico	108	Conductor
Montenegro – Monterrico 154 kV C1	Montenegro	Monterrico	212	Conductor
Charrúa – Montenegro 154kV C1	Charrúa	Montenegro	232	Conductor
Chillán – Pueblo Seco 154kV C1	Chillán	Pueblo Seco	81	Conductor
Pueblo Seco – Charrúa 154 kV C1	Pueblo Seco	Charrúa	110	Conductor

- (1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol. Para los TTCC se considera una capacidad permanente de 120% respecto de la nominal.
- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.
- (3) Para estas limitaciones es necesario considerar su correlación de flujos (factores de redistribución) con el transformador 220/110 kV de la Ventanas.

Tabla 1.6. Resumen de Restricciones Zona Concepción

Tramo	SS/EE		Limitación	Causa
			del Tramo	
	Origen	Destino	[MVA] (1)(2)	
Charrúa - Concepción 220 kV	Charrúa	Concepción	260	Conductor
Charrúa - Hualpén 220 kV	Charrúa	Hualpén	227	Conductor
Hualpén - Guindo 220 kV	Hualpén	Guindo	344	Conductor
Guindo - Lagunillas 220 kV	Guindo	Lagunillas	344	Conductor
Charrúa - Hualqui 220 kV	Charrúa	Hualqui	381	Conductor
Hualqui - Lagunillas 220 kV	Hualqui	Lagunillas	359	Conductor
Charrúa - Concepción 154 kV	Charrúa	Concepción	168	Conductor
Concepción - San Vicente 154 kV C1 y C2	Concepción	San Vicente	149	Conductor
San Vicente - Hualpén 154 kV C1 y C2	San Vicente	Hualpén	215	Conductor
Hualpén - Lagunillas 154 kV	Hualpén	Lagunillas	215	Conductor

- (1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol. Para los TTCC se considera una capacidad permanente de 120% respecto de la nominal.
- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.

Tabla 1.7. Resumen de Restricciones Zona Sur

Tramo	SS/EE		Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino	Operación Normal	Post Contingencia	
Santa Clara - Charrúa 2x220 kV	Charrúa	Santa Clara	-	610 (4)	TTOO (4)
Mulchén - Santa Clara 2x220 kV	Santa Clara	Mulchén	-	629	Conductor
Río Malleco - Mulchen 2x220 kV	Río Malleco	Mulchén	-	581	TTCC
Cautín - Río Malleco 2x220 Kv	Cautín	Río Malleco	-	457	TTCC
Charrúa - El Rosal 1x220 kV	Charrúa	El Rosal	-	265	Conductor
El Rosal - Los Varones 1x220 kV	El Rosal	Los Varones	-	263	Conductor
Los Varones - Duqueco 1x220 kV	Los Varones	Duqueco	-	264	Conductor
Duqueco- Los Peumos 1x220 kV	Duqueco	Los Peumos	-	264	Conductor
Los Peumos - Temuco 1x220 kV	Los Peumos	Temuco	-	264	Conductor
Temuco - Cautín 2x220 kV	Temuco	Cautín	-	193	Conductor
Cautín - Río Toltén 2x220 kV	Cautín	Río Toltén		191	Conductor
Río Tolten - Lastarria 2x220 Kv	Río Toltén	Lastarria	-	201	Conductor
Lastarria - Ciruelos 220 kV C1	Lastarria	Ciruelos	-	204	Conductor
Lastarria - Ciruelos 220 kV C2	Lastarria	Ciruelos	-	144	Conductor
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	Ciruelos	Valdivia		191	Conductor
Ciruelos - Valdivia 220 kV C2	Ciruelos	Valdivia	-	145	Conductor
Ciruelos - C. de Huichahue 2x220 kV	Ciruelos	C. de Huichahue		354	Conductor
C. de Huichahue - Pichirropulli 2x220 kV	C. de Huichahue	Pichirropulli	-	354	Conductor
Valdivia - El Laurel 220 kV C1	Valdivia	El Laurel		183	TTCC
Valdivia - El Laurel 220 kV C2	Valdivia	El Laurel	-	145	Conductor
El Laurel - Pichirropulli 220 kV C1	El Laurel	Pichirropulli	-	201	Conductor
El Laurel - Pichirropulli 220 kV C2	El Laurel	Pichirropulli	-	145	Conductor
Pichirropulli - Rahue 220 kV C1	Pichirropulli	Rahue	-	193	Conductor
Pichirropulli - Rahue 220 kV C2	Pichirropulli	Rahue		145	Conductor
Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1	Rahue	Frutillar Norte		195	Conductor
Rahue - Frutillar Norte 220 kV C2	Rahue	Frutillar Norte	-	147	Conductor
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	Tineo	Puerto Montt	Caso A: 148 Caso AS: 276	Caso A: 227 Caso AS: 356	A: Regulación de Tensión AS: Regulación de Tensión

Tramo	SS/EE		Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino	Operación Normal	Post Contingencia	
Tineo - Tap Off Llanquihue 220 kV C2	Tineo	TO Llanquihue	Caso B: 272 Caso C: 311	Caso B: 351 Caso C: 311	B: Regulación de Tensión C: Regulación de Tensión
Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 220 kV C2	TO Llanquihue	Puerto Montt	Caso A: 47 Caso AS: 91 Caso B: 100 Caso C: 120	Caso A: 82 Caso AS: 126 Caso B: 134 Caso C: 120	A: Regulación de Tensión AS: Regulación de Tensión B: Regulación de Tensión C: Regulación de Tensión
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	Frutillar Norte	Tineo	-	195 (4)	Conductor
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	Frutillar Norte	Tineo	-	147 (4)	Conductor
Pichirropulli - Tineo 2x220 kV	Pichirropulli	Tineo	-	366 (4)	TTCC
Puerto Montt - Melipulli 2x220 kV	Puerto Montt	Melipulli	-	188	Conductor
Melipulli - Pargua 1x220 kV	Melipulli	Pargua	-	206	Conductor
Pargua - Nva. Ancud 1x220 kV	Pargua	Nva. Ancud	-	102	Conductor
Nva. Ancud - Chiloé 1x220 kV	Nva. Ancud	Chiloé	-	317	Conductor

Caso A: Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con las dos (2) unidades de la Central HE Canutillar E/S y con el CER S/E Puerto Montt F/S.
Caso AS: Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con las dos (2) unidades de la Central HE Canutillar E/S y con el CER S/E Puerto Montt F/S – Sensibilidad con línea Chiloé – Gamboa 2x 220 kV en servicio.
Caso B: Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con una (1) unidad de la Central HE Canutillar E/S y el CER S/E Puerto Montt E/S.
Caso C: Falla CER, en un escenario con Central HE Canutillar F/S y el CER S/E Puerto Montt E/S.

- (1) Los valores de la columna “Post-Contingencia” corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia (Operación Normal) se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Por lo tanto, sólo se presentan valores para Operación Normal para los tramos críticos analizados en detalle. Para los TTCC se considera una capacidad permanente de 120% respecto de la nominal. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.
- (3) Los límites de estos tramos quedan condicionados a los montos de los límites definidos para el tramo Tineo – Puerto Montt 2x220 kV, límites que se presentan en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.,** Figura 1.14 y Figura 1.15.
- (4) Se considera el cambio del tap de operación de los TTCC de los paños J3 y J23 de la S/E Charrúa, de 1.2 a 2.4 kA, realizado entre el 13 y 16 de febrero de 2024 por instrucción del Coordinador. Con este cambio, el límite de este tramo en particular queda determinado por la capacidad permanente de las trampas de onda (TTOO) de sus paños terminales. Específicamente, por la capacidad de las TTOO de los paños J7 y J10 de la S/E Santa Clara (1.6 kA).

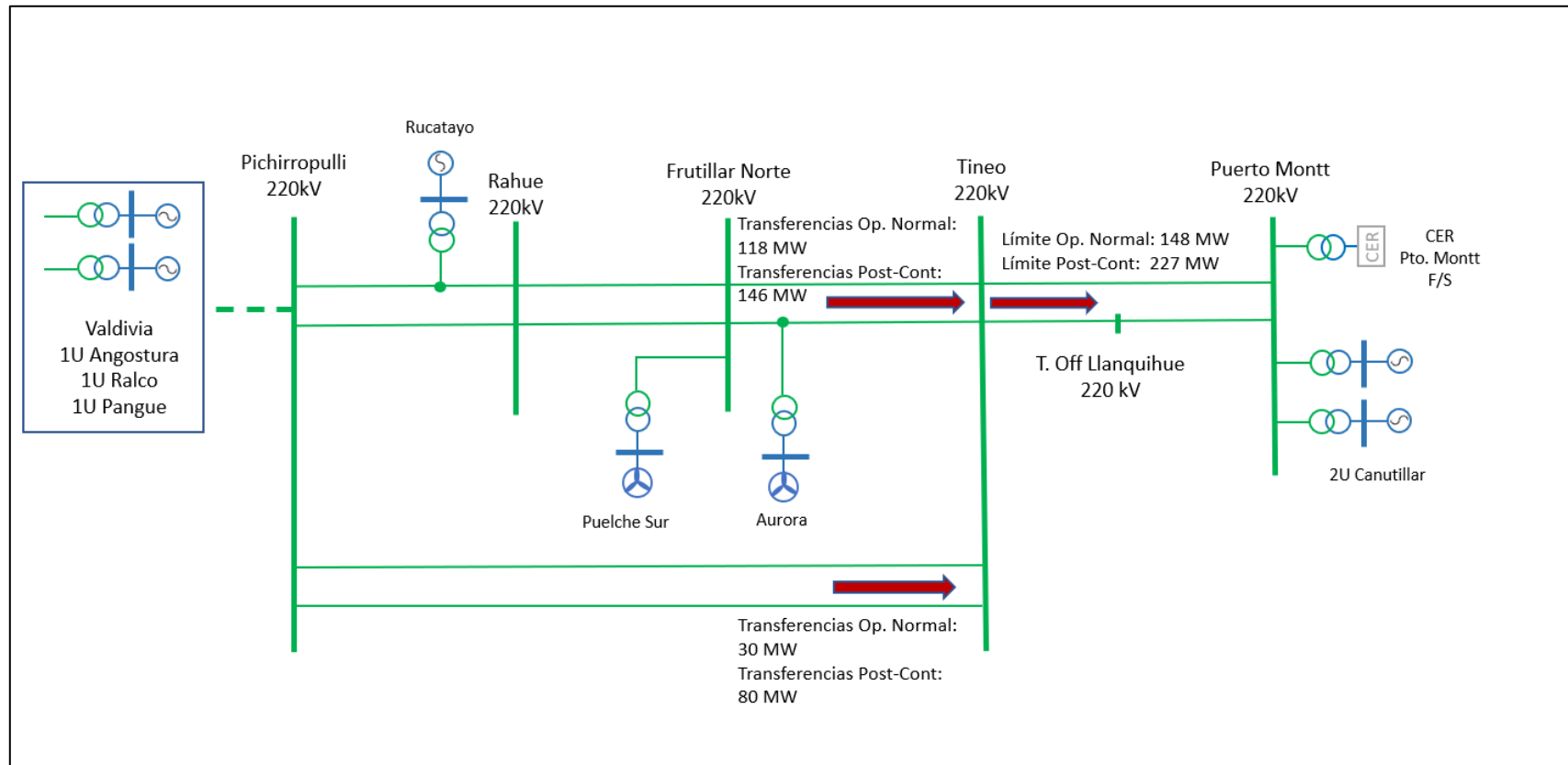


Figura 1.12 : Caso A: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

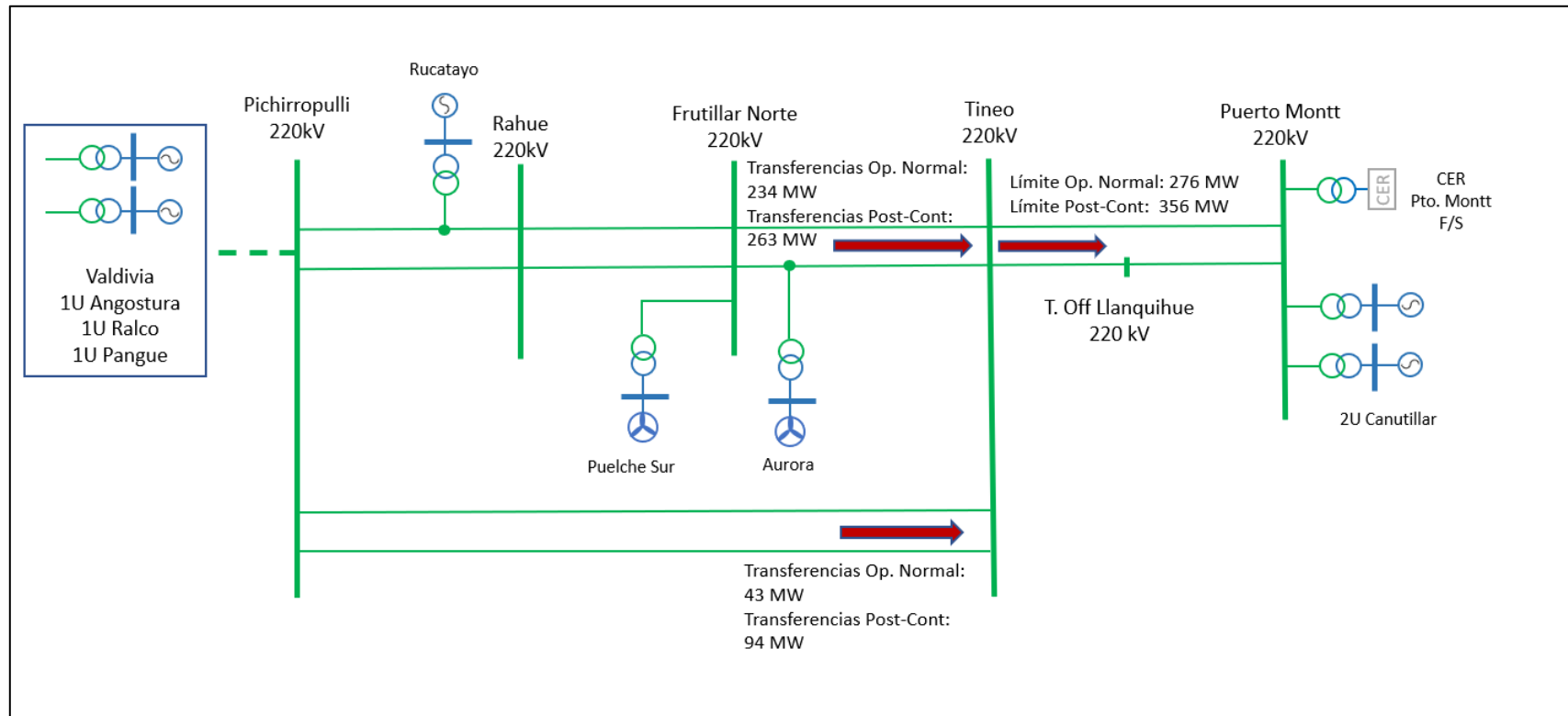


Figura 1.13 Caso AS: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

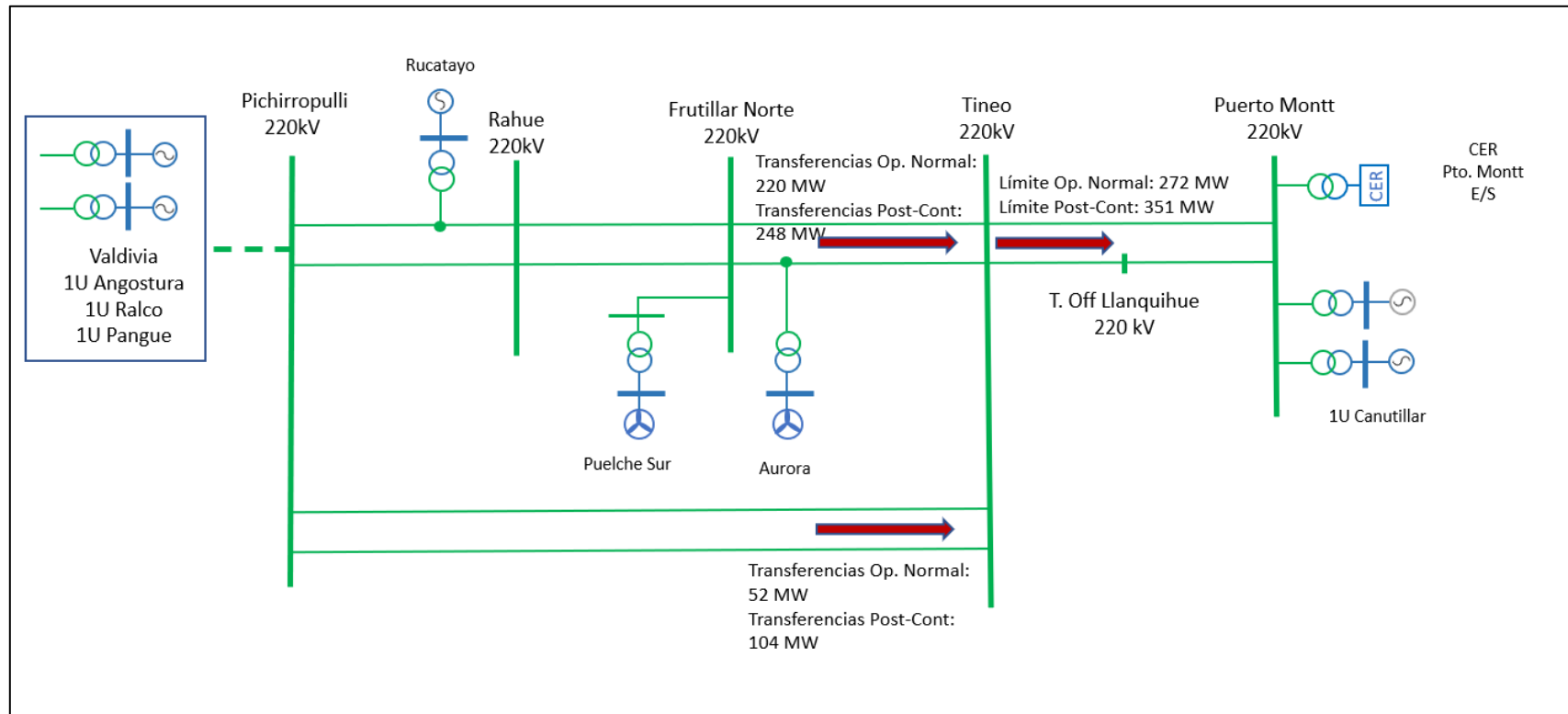


Figura 1.14 . Caso B: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

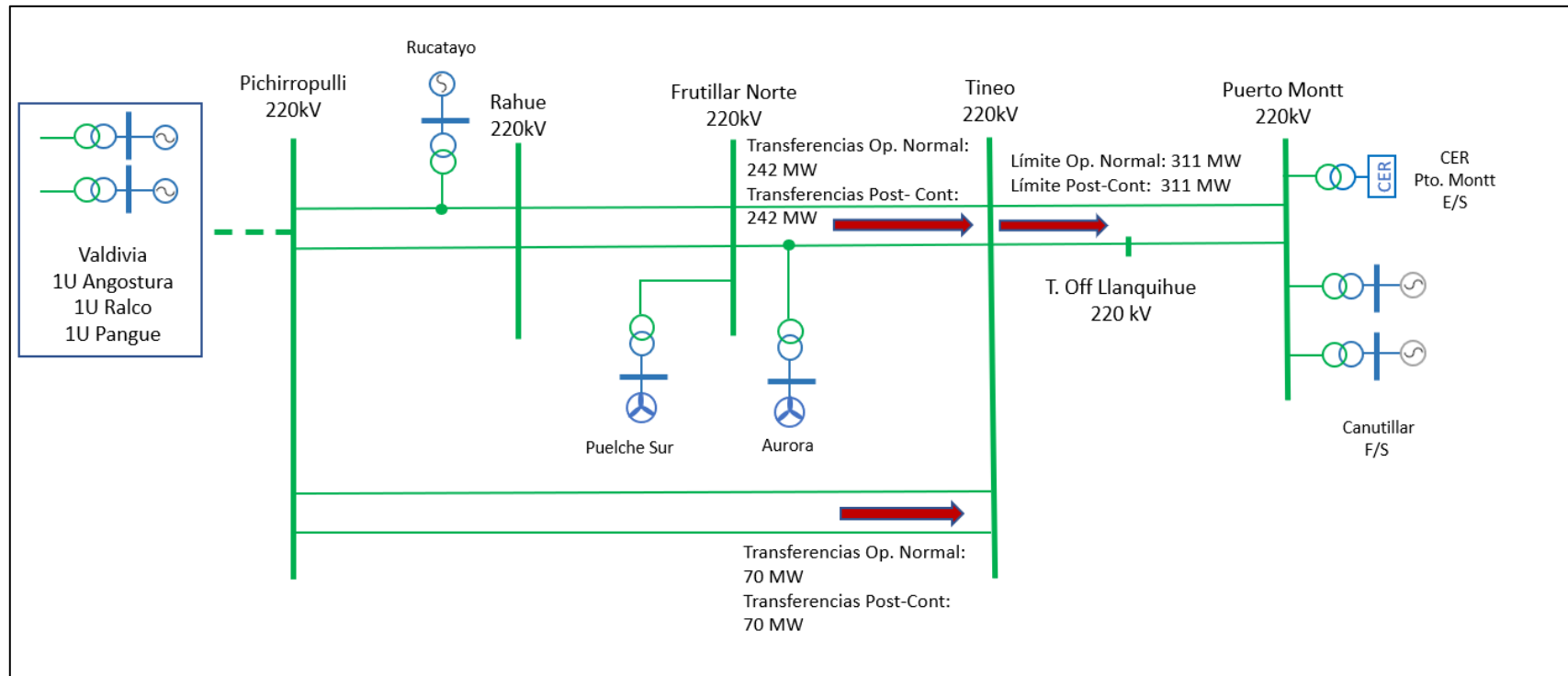


Figura 1.15 Caso C: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

En el Artículo 6-28 de la NTSyCS se señala que el Coordinador podrá adoptar restricciones en el Sistema de Transmisión como medida de control preventivo para garantizar la SyCS ante diferentes estados del SI, para un conjunto de contingencias simples de severidad creciente que resulten ser las más críticas, a partir del Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión (ERST). Este deberá actualizarse a lo menos con una periodicidad anual.

Las restricciones que se definen en el estudio corresponden a la máxima potencia que se puede transmitir por las líneas de transmisión, permitiendo garantizar que ante la ocurrencia de las contingencias que resulten más críticas para el SI indicadas en el Art. 5-32 de la NT, y en los escenarios analizados, se verifique a lo menos que:

- Los generadores no pierden sincronismo.
- No hay riesgo de colapso de tensión, o problemas de regulación de tensión.
- No hay riesgo de inestabilidad de frecuencia.
- Se cumple con los estándares para el comportamiento dinámico de tensión, frecuencia y de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

En el Art. 5-26 de la NTSyCS se indica que se deberán operar los Elementos Serie (del sistema de transmisión) manteniendo la corriente transportada en un valor igual o inferior al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. Para la determinación de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente se puede considerar que los elementos serie del sistema de transmisión operen con una sobrecarga, por un tiempo máximo de 15 minutos, ante la ocurrencia de una contingencia simple (Art. 5-30 de la NTSyCS). Sin embargo, por seguridad, en la operación real sólo se emplea el criterio de sobrecarga de corta duración en tramos críticos y puntuales, considerando el riesgo que conlleva el no poder controlar dichas sobrecargas, tanto para el sistema como para las personas.

Por último, las restricciones definidas en el estudio serán de carácter referencial, debido a que los supuestos de despacho y topología del sistema pueden variar respecto de los escenarios que se presenten en la operación real. Para determinar las transferencias en la operación real del sistema se deberán realizar estudios específicos para cada caso, que consideren las condiciones particulares que se prevean de acuerdo con la planificación de la operación de corto plazo.

3 ANTECEDENTES

3.1 Conceptos Teóricos Considerados

A continuación, se detallarán aquellos conceptos utilizados en el presente informe.

3.1.1 Límite Térmico

Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie, determinada por la carga admisible, en función de la máxima temperatura de diseño operativo, definido para régimen permanente y en determinadas condiciones del ambiente y de tensión.

3.1.2 Límite por Contingencias

Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie en Estado Normal de operación del SI, de modo que, en el evento de ocurrir una Contingencia Simple, se satisfaga el criterio N-1.

3.1.3 Límite por Regulación y Estabilidad de Tensión

Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie en Estado Normal tal que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple ella no provoque descensos de la tensión fuera de los rangos permitidos y mantenga un margen adecuado de seguridad respecto del punto de colapso de tensión, ya sea en las barras extremas del propio elemento o en otras barras del SI, haciendo uso de los recursos disponibles de control de tensión y conservando las reservas necesarias de potencia reactiva.

3.1.4 Límite por Estabilidad Transitoria

Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie en Estado Normal tal que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no supere los 120° eléctricos medidos respecto del eje inercial del SI.

3.2 Consideraciones sobre las limitaciones del Sistema de Transmisión

Para la determinación de las restricciones en el sistema de transmisión existen diversos factores que influyen al momento de simular la operación del sistema y que se deben considerar, entre los cuales destacan:

- Característica de demanda de los consumidores.
- Despachos de generadores.
- Topología del sistema.
- Contingencias en el sistema.

Es importante recordar que cualquier cambio considerable sobre los supuestos establecidos para cada uno de los factores antes señalados significa un cambio sobre los resultados finales del estudio, por lo que dichos resultados son de carácter referencial y cualquier limitación aquí establecida deberá verificarse para condiciones particulares de operación que se presenten en la operación real.

Según señala la bibliografía¹, los tipos de limitaciones que pueden afectar una línea de transmisión están relacionadas con la longitud de la línea:

- Límites Térmicos: 0 a 80 km.
- Regulación de tensión: 80 a 320 km.
- Límites de estabilidad: sobre 320 km.

Sin embargo, para sistemas extensos y complejos, se requiere una evaluación adicional que permita incluir los diversos factores que influyen en los límites de estabilidad. En particular para líneas de menor longitud pero que componen un sistema de transmisión longitudinal extendido con bajos niveles de enmallamiento.

¹ “Power System Stability and Control”, Prabha Kundur, página 228

4 BASES DEL ESTUDIO

4.1 Metodología utilizada en el desarrollo del estudio

Para determinar las restricciones en aquellas líneas o transformadores del sistema de transmisión que se determinen como críticas, se determinarán en forma independiente los límites térmicos y por estabilidad de tensión (cuando corresponda). Posteriormente se verificará el comportamiento dinámico, para la limitación más restrictiva. En caso de no cumplir los estándares dinámicos se restringirán las transferencias hasta cumplir con dichas exigencias. En este último caso, la restricción quedará definida por un límite por estabilidad dinámica. A continuación, en la Figura 4.1, se presenta un diagrama de flujo para explicar la metodología del Estudio.

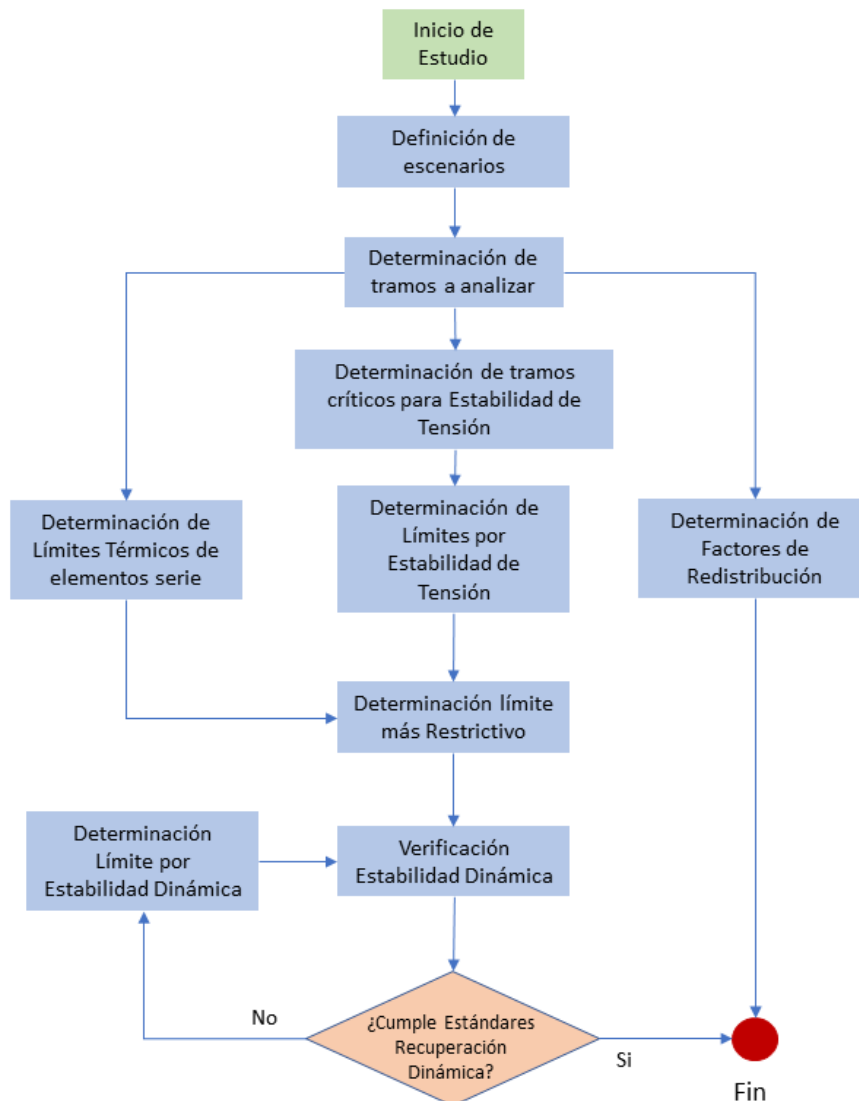


Figura 4.1 : Metodología utilizada en el desarrollo del Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión

4.1.2 Determinación de Limitaciones Térmicas

Las limitaciones térmicas se determinarán sobre la base de la información entregada por los propietarios de instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional o instalaciones que se consideren críticas para el abastecimiento de una zona específica. Estas instalaciones incluyen la capacidad térmica de las líneas y sus TTCC asociados como también la capacidad de los transformadores de poder o compensaciones serie que impongan restricciones de transmisión.

Para el caso de los transformadores de corriente se considera una capacidad permanente de 120% del valor nominal de acuerdo con lo descrito en la norma IEC 61869-2.

4.1.3 Determinación de Límite por Regulación y Estabilidad de Tensión

Se determinará el límite por estabilidad de tensión para aquellas líneas más exigidas que abastezcan hacia una zona específica, en presencia de contingencias simples. Para ello se estimará el valor límite de la transferencia por la línea más exigida post contingencia disminuyendo la generación interna de la zona (aguas abajo) hasta que las simulaciones estáticas (estudios de flujos de potencia) indiquen que las tensiones en las barras aledañas disminuyen del valor mínimo aceptable de tensión en Estado de Alerta, de acuerdo con lo establecido en el Art. 5-23 de la NTSyCS, o bien que exista un salto de gran magnitud en las sensibilidades dV/dP o dV/dQ de dichas barras, lo que indicaría problemas de control de tensión para tales niveles de transferencias.

En caso de no disponer de recursos de potencia activa despachadas aguas abajo del tramo analizado, se forzará el despacho de generación que permita generar las curvas de tensión versus transferencia. Esta generación sólo aportará potencia activa, de manera de que no afecte significativamente el punto crítico de estabilidad.

4.1.4 Determinación de Límites por Estabilidad Dinámica

Para aquella limitación más restrictiva de las determinadas anteriormente se verificará que el comportamiento dinámico del sistema, en ese escenario particular, cumple con los estándares de recuperación dinámica establecidos en la NTSyCS. En caso contrario las restricciones de transmisión quedarán supeditadas al cumplimiento de dichos estándares.

4.1.5 Determinación de Factores de Redistribución

Para efectos de la operación de las distintas zonas del sistema, se deberán considerar los factores de redistribución de flujos debido a la redundancia de vínculos, relacionados a las diversas contingencias o condiciones operacionales que se presentan. Dichos factores de redistribución corresponden a qué porcentaje del flujo (en MW) de precontingencia por el elemento fallado se redistribuye por los otros vínculos redundantes que permanecen en servicio.

4.2 Antecedentes y Consideraciones para la realización de Estudio

4.2.1 Zonas de Estudio

El estudio contempla un análisis zonal del SEN, de manera de abordar las características propias de las distintas zonas. Para estos efectos el análisis de la operación del SEN considera las siguientes zonas:

- Zona Norte Grande: desde S/E Los Changos 500 kV hacia el norte.
- Zona Norte Chico: de S/E Los Changos 500 kV hasta SS/EE Polpaico 500 kV y Nogales 220 kV.
- Zona Centro Sur:
 - ✓ Zona Centro Sur 500 kV: de S/E Polpaico hasta S/E Charrúa 500 kV.
 - ✓ Zona Quinta Región: entre SS/EE Quillota 110 kV, Las Vegas, Alto Melipilla y Agua Santa 220 kV.
 - ✓ Zona Centro Sur 220 kV: entre SS/EE Nogales y Charrúa.
 - ✓ Zona Centro Sur 154 kV: entre SS/EE Alto Jahuel y Charrúa.
- Zona Concepción: de S/E Charrúa 220 kV y 154 kV hacia la zona de Concepción.
- Zona Sur: de S/E Charrúa 220 kV al sur.

4.2.2 Información Técnica del SEN y Herramienta de Simulación Utilizada

Para la simulación del sistema se utilizó la base de datos oficial de Corto Plazo del Segundo Semestre de 2023 del SEN en formato DIgSILENT, preparada a partir de la base de datos oficial de Operación de julio 2023, a la cual se le agregaron aquellas obras que se prevé entrarán en servicio hasta diciembre de 2024. En el caso particular de las centrales PMGD, se modelaron equivalentes en las redes de alta tensión en las que se agruparan 20 MW o más de PMGD solar, los cuales se ubicaron principalmente en nodos de 66 kV, 110 kV y 220 kV, y totalizan 3924 MW.

Los escenarios de operación base utilizados fueron preparados por el Departamento de Programación de la Operación y consideran 3975 MW en PMGD solar, correspondiente a la información disponible al momento de construir la base de datos oficial de Corto Plazo del Segundo Semestre de 2023.

En cuanto a la información técnica de las instalaciones del SEN, se consideró aquella suministrada por los coordinados de manera oficial en el sistema de Infotécnica a septiembre del 2023 (fecha de inicio de elaboración del Estudio).

4.2.3 Horizonte del Estudio

El estudio considera un horizonte desde enero de 2024 hasta diciembre de 2024, período para el cual se estimaron los escenarios de operación base y se incorporaron las correspondientes ampliaciones del sistema.

4.2.4 Ampliaciones del SEN

Se consideran aquellas obras que se detallan en la Resolución Exenta de la CNE que declara y actualiza instalaciones de generación y transmisión en construcción, de junio 2023 (inicio de elaboración de base de datos para Estudio). Además de lo anterior, se considera el Reporte de Proyectos en Gestión de

Conexión elaborado por el Coordinador en base a lo informado por los respectivos propietarios de las instalaciones para el horizonte del estudio.

Se consideraron las siguientes obras relevantes de generación y transmisión que se prevé entrarán en servicio dentro del horizonte de evaluación del Estudio. En la Tabla 4.2 se incluye, para los proyectos de transmisión licitados por el Coordinador, la fecha de entrada en operación estimada por el Coordinador a la fecha de publicación de este informe. Se puede apreciar que una gran cantidad de proyectos presenta retrasos importantes respecto de la fecha del decreto de adjudicación.

Tabla 4.1. Proyectos de Generación considerados para el Estudio.

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación (Región)	Punto de conexión
Las Salinas -Etapa 2	jul-23	Solar Fotovoltaico	34.8	Antofagasta	S/E Centinela 220 kV
Parque FV Willka	jul-23	Solar Fotovoltaico	98	Arica y Parinacota	S/E Parinacota 220 kV
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 1	ago-23	Eólico	47	La Araucanía	S/E Parque Eólico Renaico 220 kV
Planta Solar Fotovoltaica Doña Antonia	sept-23	Solar Fotovoltaico	75	Coquimbo	S/E Seccionadora La Ruca 110 kV
Planta Solar CEME 1	oct-23	Solar Fotovoltaico	380	Antofagasta	S/E Miraje 220
Parque Eólico San Matías	oct-23	Eólico	81.7	Biobío	S/E Campo Lindo 33 kV
Parque Eólico Manantiales	nov-23	Eólico	27.1	Libertador General Bernardo O'Higgins	S/E Cardonal 23 kV
Las Salinas -Etapa 4	nov-23	Solar Fotovoltaico	93.5	Antofagasta	S/E Centinela 220 kV
Punta de Talca	nov-23	Eólico	80	Coquimbo	S/E Central Talinay Oriente 220 kV
Planta Fotovoltaica Gran Teno	nov-23	Solar Fotovoltaico	200	Maule	S/E Seccionadora Solís 154 kV
Parque Eólico Los Cerrillos	nov-23	Eólico	45.6	Libertador General Bernardo O'Higgins	S/E Cardonal 110 kV
Las Salinas -Etapa 5	dic-23	Solar Fotovoltaico	30.1	Antofagasta	S/E Centinela 220 kV
Los Cóndores	dic-23	Hidro – Pasada	150	Maule	S/E Ancoa 220 kV
Parque Fotovoltaico Sol de Vallenar	dic-23	Solar Fotovoltaico	100	Atacama	S/E Algarrobal 220 kV
Planta Fotovoltaica Tamango	dic-23	Solar Fotovoltaico	40	Maule	S/E Paso Hondo 66 kV
Parque Eólico La Cabaña - Etapa 1 Fase 2	ene-24	Eólico	57	La Araucanía	S/E Parque Eólico Renaico 220 kV
Parque Eólico Horizonte	ene-24	Eólico	800	Antofagasta	S/E Parinas 220 kV
Planta FV Tocopilla	feb-24	Solar Fotovoltaico	200.3	Antofagasta	S/E María Elena 220 kV
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	abr-24	Solar Fotovoltaico	144.7	Atacama	Nueva S/E Seccionadora Tamarico-Caserones 220 kV
Parque Fotovoltaico Don Humberto	may-24	Solar Fotovoltaico	73	Metropolitana de Santiago	S/E Punta Peuco 110 kV
Ñuble	jun-24	Hidro – Pasada	136	Ñuble	S/E Ancoa 220 kV
PFV Leyda	jun-24	Solar Fotovoltaico	80	Valparaíso	S/E Leyda 110 kV

Proyecto	Fecha Estimada de Interconexión	Tipo de Tecnología	Potencia Neta [MW]	Ubicación (Región)	Punto de conexión
Las Salinas -Etapa 6	jul-24	Solar Fotovoltaico	24.2	Antofagasta	S/E Centinela 220 kV
Libertad II	ago-24	Solar Fotovoltaico	122	Atacama	S/E Agrosuper 23 kV
Libertad III	ago-24	Solar Fotovoltaico	122	Atacama	S/E Agrosuper 23 kV
Parque Eólico Lomas de TalTal	oct-24	Eólico	342	Antofagasta	S/E Parinas 220 kV
Planta Fotovoltaica Aurora Solar	nov-24	Solar Fotovoltaico	187	Tarapacá	S/E Granja Solar 220 kV

Tabla 4.2. Proyectos de Transmisión considerados para el Estudio.

Proyecto	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Fecha de entrada en operación estimada por CEN a la fecha de publicación de este informe
Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y Desmantelamiento – Etapa I	jul-23	-
Nueva Línea 2x220 kV Itahue – Mataquito	ago-23	feb-26
Nueva S/E Mataquito 220/66 kV	ago-23	feb-26
Construcción Bypass 2x110 kV San Rafael	ago-23	jun-24
Cambio de Punto de Conexión Central Hidroeléctrica Laja (34,4 MW) a S/E El Rosal en 220 kV	ago-23	-
Aumento de capacidad del tramo de línea 2x220 kV Tap El Manzano – El Manzano	sept-23	-
Nueva Subestación Seccionadora Los Canelos 220-154/66 kV y Transformador 66/13,2 kV 30 MVA	sept-23	En operación
Seccionamiento de línea 1x154 kV Charrúa – Chillán	sept-23	En operación
Línea 1x110 kV Bosquemar – Tap Reñaca – Reñaca	oct-23	dic-27
Aumento de Capacidad LT 1x220 kV Parque Eólico Renaico – Mulchén	oct-23	-
Nueva línea de transmisión 1x110 kV Bajos de Mena - Costanera	oct-23	oct-25
Subestación Seccionadora Colina 110 kV	oct-23	may-24
Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV Aconcagua – Esperanza, Segmento entre S/E Río Aconcagua y S/E Nueva Panquehue	dic-23	jun-24
Nueva S/E Seccionadora Tamarico-Caserones 220 kV	dic-23	-
Subestación Seccionadora Solís	dic-23	may-24
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	ene-24	dic-23
Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Piuquenes - Tap Mauro	ene-24	oct-24
S/E Seccionadora Nueva La Negra 220/110 kV	ene-24	jul-24
Nueva S/E Seccionadora Chagres 44 kV	ene-24	ene-24
Nueva S/E La Señoraza 220/66 kV	ene-24	dic-24
Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche: Incorporación de Paños de Línea	ene-24	jun-28
Nuevo Transformador en S/E Punta de Cortés	ene-24	jun-28

Proyecto	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Fecha de entrada en operación estimada por CEN a la fecha de publicación de este informe
Ampliación en S/E Punta de Cortés para interconexión de Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche	ene-24	jun-28
Ampliación en S/E Nueva Valdivia - Etapa II	mar-24	abr-24
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Picarte, Tendido del Primer Circuito	mar-24	jun-26
Ampliación de Capacidad Línea 1x66 kV Charrúa – Chillán	abr-24	jun-28
Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, tendido del primer circuito	jun-24	jun-25
Nueva S/E Seccionadora Codegua	jun-24	Se mantiene
Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo	jun-24	ene-26
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito	jun-24	jun-25
Nuevo Transformador en S/E Illapel	jun-24	dic-24
Ampliación en S/E Nueva Rafael 110 kV (2BP+BT)	jun-24	ene-25
Ampliación en S/E Nueva San Rafael (NTR ATMT)	jun-24	ene-25
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Las Vegas - Esperanza	jun-24	sept-24
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Esperanza - Río Aconcagua	jun-24	dic-24
Ampliación en S/E Chumaquito y Seccionamiento Línea 1x66 kV Rancagua - Rosario	jun-24	dic-24
Aumento Capacidad de Línea 1x66 kV Rosario - San Fernando, segmento Tap Rengo - Pelequén	jun-24	abr-25
Aumento Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén - Malloa	jun-24	abr-25
Nueva S/E Caliche y línea de transmisión 2x220 kV Caliche – Geoglifos	jun-24	-
Aumento de capacidad línea 1x110 kV Puente Alto - Las Vizcachas	jul-24	abr-26
S/E Nueva Casablanca 220/66 kV	ago-24	dic-24
Nueva Línea 2x220 kV Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvara – Agua Santa	ago-24	dic-24
Nueva Línea 2x220 Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui	ago-24	feb-26
S/E Nueva Nirivilo 220/66 kV	ago-24	feb-26
S/E Nueva Cauquenes 220/66 kV	ago-24	feb-26
S/E Dichato 220/66 kV	ago-24	feb-26
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral	ago-24	feb-26
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Cauquenes	ago-24	feb-26
Nueva Línea 2x66 Dichato – Tomé	ago-24	feb-26
Nueva Línea 2x66 Hualqui – Chiguayante	ago-24	feb-26
S/E Puerto Collahuasi y línea de transmisión 1x220 kV Tarapacá – Puerto Collahuasi	ago-24	-
Nueva S/E Seccionadora Cahuiza	ago-24	-
Nueva S/E Las Dunas	ago-24	-
Nuevas LT 1x220 kV Cahuiza – Las Dunas, 1x220 kV Cahuiza – Yareta y 1x220 kV Las Dunas - Yareta	ago-24	-
Nueva Línea de Transmisión 1x66 kV Los Canelos – Lucero	sept-24	Se mantiene
Nuevo Equipo de Compensación Reactiva (NCER AT)	oct-24	may-24

Proyecto	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Fecha de entrada en operación estimada por CEN a la fecha de publicación de este informe
Nueva S/E Seccionadora Los Poetas y Nueva Línea 1x66 kV Algarrobo - Los Poetas	oct-24	Se mantiene
Subestación Seccionadora Cancura	nov-24	Se mantiene
Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro	dic-24	Se mantiene
Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena	dic-24	ene-25
Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama	dic-24	Se mantiene
Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cebada	dic-24	Se mantiene
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV La Cebada - Punta Sierra	dic-24	Se mantiene
Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	dic-24	may-25

Además, se consideraron las siguientes fechas estimadas por el Coordinador al inicio del estudio para aquellos proyectos de transmisión que tienen un efecto importante en el análisis de los tramos considerados críticos y cuyas fechas de entrada en operación habían sufrido cambios importantes respecto de la fecha del decreto de adjudicación.

Tabla 4.3. Proyectos con cambio importante en fecha de entrada en operación.

Proyecto	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Fecha de entrada en operación estimada por CEN al inicio del estudio
Proyecto Chiloé – Gamboa	abr-19	jun-24
Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada - Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA	abr-22	sept-23 a feb-24
Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra - Los Pelambres 2x220 kV, 2x580 MVA	nov-22	oct-23 a dic-23
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	nov-23	2 ^{do} semestre 2025 (optimista)
Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos - Cautín	dic-23	1 ^{er} semestre 2025 (optimista)
S/E Seccionadora Los Notros (Ex Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV)	abr-24	oct-23 (fecha real)
Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	abr-24	Mediados 2025 (optimista)

4.2.5 Demanda y Despachos de Generación

Las demandas máximas del SEN (generación bruta) para el 2024 se estimaron al inicio del desarrollo del Estudio. En la determinación del despacho de los escenarios base se utiliza la programación de 12 meses, correspondiente a escenarios de hidrología media y seca. Sin embargo, con el objeto de lograr altas transferencias que permitan determinar las restricciones de transmisión particulares de cada zona, se modifican los despachos del escenario base cuando es pertinente.

4.2.6 Contingencias

Las contingencias que deben ser estudiadas son las señaladas en el Art. 5-32 de la NTSyCS, y que correspondan a las más críticas para el sistema. Se estudian aquellas contingencias más severas en el Sistema de Transmisión Nacional, en líneas del Sistema de Transmisión Zonal que abastezcan a grandes áreas de consumo y en aquellas líneas de inyección más relevantes. Lo anterior se justifica en base a que este tipo de contingencias tienen un mayor impacto sobre el abastecimiento global de la demanda.

4.2.7 Condiciones coincidentes de Inercia Norte Grande y transferencias por sistema de 500 kV Zona Norte

Para definir los escenarios de estudio de las zonas Norte Grande y Norte Chico se analizaron previamente las condiciones coincidentes de inercia de la zona Norte Grande, transferencia por la línea Los Changos – Cumbre 500 kV y transferencia por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV que se han presentado en la operación real, en base a la estadística de los últimos 12 meses previo al inicio del estudio (septiembre 2022 a agosto 2023). Dicho análisis se resume en los siguientes gráficos.

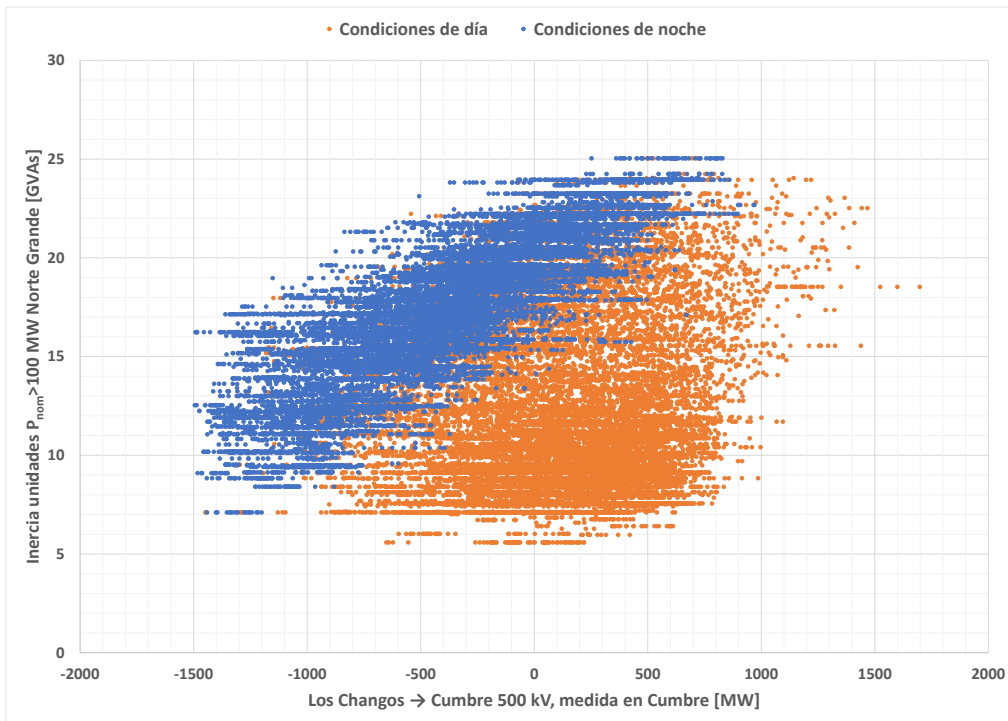


Figura 4.2 : Gráfico Inercia Norte Grande v/s Transferencia Los Changos – Cumbre 500 kV para datos cada 15 minutos del periodo 01-09-2022 al 31-08-2023.

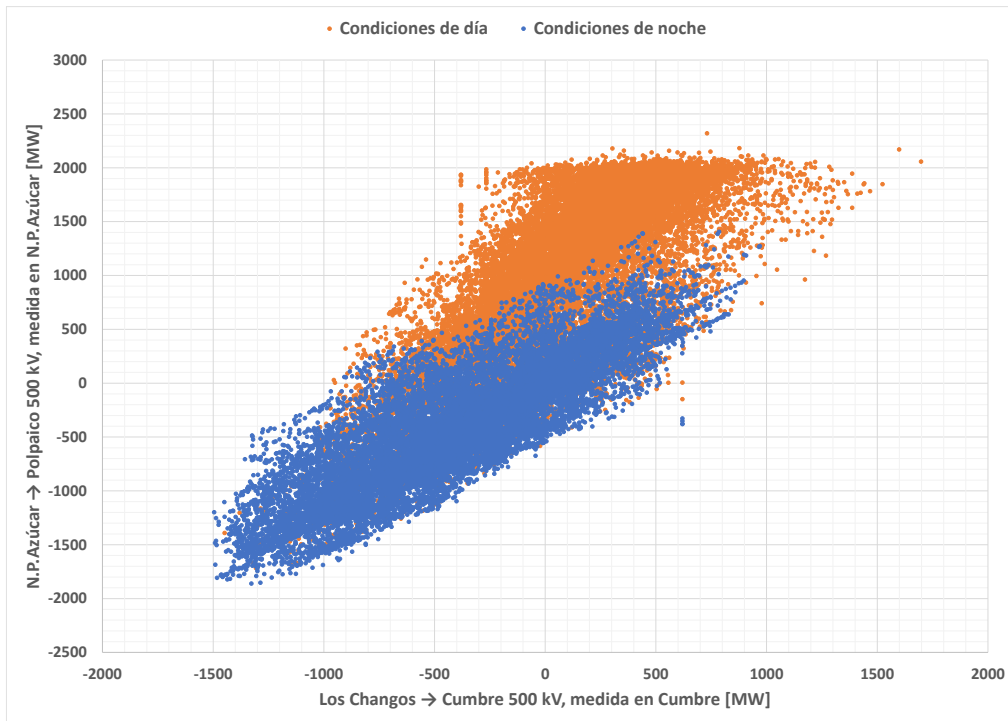


Figura 4.3 : Gráfico Transferencia Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV v/s Transferencia Los Chagos – Cumbre 500 kV para datos cada 15 minutos del periodo 01-09-2022 al 31-08-2023.

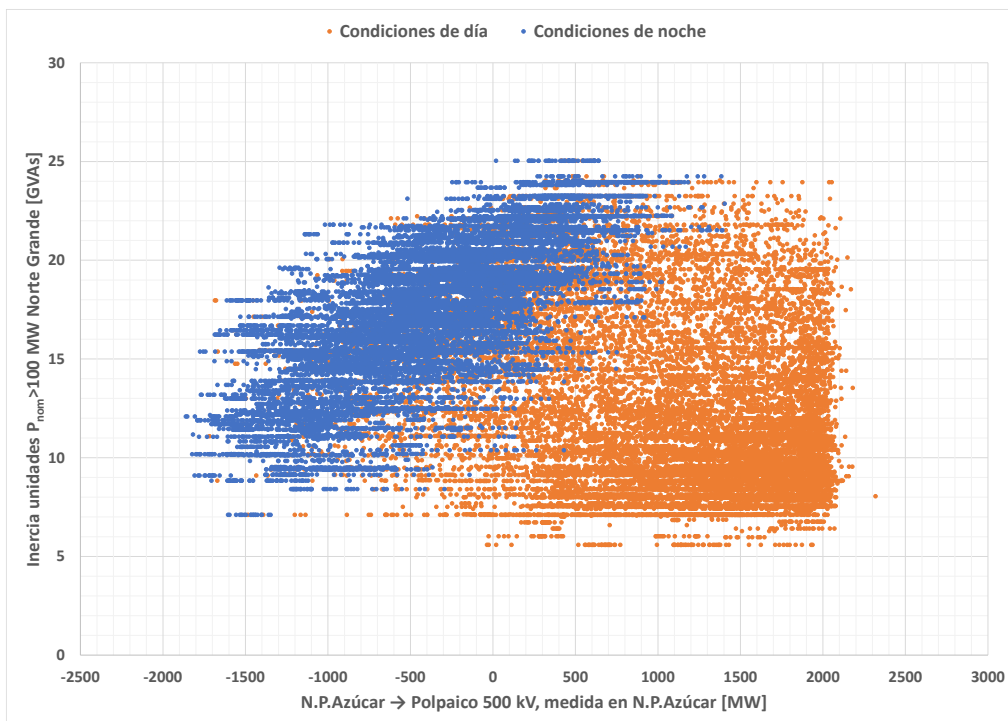


Figura 4.4 : Gráfico Inercia Norte Grande v/s Transferencia Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV para datos cada 15 minutos del periodo 01-09-2022 al 31-08-2023.

4.3 Criterios Adoptados para la Realización de las Simulaciones

4.3.1 Modelación de la Carga

Para los estudios dinámicos se considera un modelo en función de la frecuencia y tensión. Para estudios estáticos el modelo de carga es de potencia constante, es decir, no existe dependencia con la tensión ni con la frecuencia.

4.3.2 Regulación de Frecuencia

Tanto para los estudios estáticos como dinámicos se considera que toda la reserva para el Control Primario de Frecuencia (CPF) está ubicada aguas arriba del tramo en estudio, con el objetivo de buscar la peor condición postcontingencia para la línea analizada. Para efectos de los estudios dinámicos se deberá definir para cada caso bajo análisis un monto lo más ajustado a la reserva mínima para CPF.

4.3.3 Aplicación de las fallas

Para los análisis que se realizan a partir de simulaciones estáticas las contingencias se considerarán como la desconexión del elemento fallado.

Para simulaciones dinámicas la aplicación de las fallas en líneas de transmisión se ubicará a un 5% de la longitud de las líneas, con el tiempo máximo de despeje de fallas que cumpla con lo establecido en la NTSyCS, mientras que para fallas en generadores y transformadores se considerará una desconexión intempestiva.

4.3.4 Consideración de EDAC y EDAG en el estudio

De acuerdo con el Artículo 5-7 de la NTSyCS, en este estudio se considera la aplicación del criterio N-1 sin hacer uso de los SSCC de EDAG, ERAG o EDAC.

4.3.5 Estándares de Recuperación Dinámica

Se verifica el comportamiento dinámico para Estado Normal y Estado de Alerta establecido en el Título 5-6 de la NTSyCS. Los principales estándares por verificar son: margen de estabilidad sincrónica, factor de amortiguamiento, comportamiento transitorio de la tensión y de la frecuencia.

a) Margen de Estabilidad Sincrónica (Art. 5-43)

Para las contingencias y severidades especificadas en el Artículo 5-32, se determina el Límite por Estabilidad Transitoria para los Elementos Serie del ST considerados críticos, para las configuraciones de demanda y generación más desfavorables, para lo cual se considerará como margen de seguridad adecuado verificar que la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no supere los 120° eléctricos medidos respecto del eje inercial del sistema, y siempre que se verifique el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos desde el Artículo 5-34 al 5-39.

b) Margen de Estabilidad Oscilatoria (Factor de Amortiguamiento Art. 5-38 y 5-39)

De la definición del factor de amortiguamiento se tiene que:

$$\zeta = - \frac{\log_e R_A}{2\pi \sqrt{1 + \frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2}}} \cdot 100$$

Donde R_A es el cociente entre A_2 y A_1 , que corresponden a las máximas amplitudes de dos semiciclos consecutivos de oscilaciones de las transferencias de potencia activa (dicha amplitud se mide con respecto al valor de estabilización de régimen permanente).

Este margen se aplica para contingencias simples y considera que el factor de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas de potencia activa por la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia deberá ser como mínimo un 5%.

c) Máximas variaciones de tensión transitorias (Art. 5-34)

Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0.70 pu luego de 50 ms de despejada la contingencia, en ninguna barra del ST.

La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0.80 pu, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia.

d) Exigencias de frecuencia

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 5-7 de la NTSyCS, en el caso de una Contingencia Simple la frecuencia debe permanecer sobre la frecuencia de operación de los EDAC, la cual es de 48.9 Hz para el primer escalón.

4.3.6 Control de tensión

De acuerdo con el artículo 5-20 de la NTSyCS, para controlar la tensión en Estado Normal y Estado de Alerta se podrán considerar las siguientes acciones operacionales:

- a) Conexión o desconexión de bancos de condensadores shunt.
- b) Conexión o desconexión de condensadores síncronos.
- c) Conexión o desconexión de reactores shunt.
- d) Operación de compensadores estáticos de potencia reactiva.
- e) Operación de cambiadores de taps bajo carga de transformadores
- f) Operación de centrales generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.

- g) Modificación de consigna de equipos de compensación reactiva activos (STATCOM).
- h) Modificación de la potencia de referencia de los convertidores HVDC

Además, de acuerdo con el artículo 7-10 de la NTSyCS, dentro de los recursos técnicos para la prestación del SC de Control de Tensión se consideran maniobras de equipos de transmisión y/o transformación, tales como conexión/desconexión de líneas de transmisión.

4.3.7 Rangos de Tensión Permanentes

Los rangos de tensión permanente para Estado Normal están definidos con respecto a las Tensiones de Servicio y corresponden a los señalados en el artículo 5-19 de la NTSyCS. Para Estado de Alerta, los rangos de tensión están definidos en el artículo 5-23. En la tabla siguiente se resumen las Tensiones de Servicio vigentes.

Tabla 4.4 Tensiones de Servicio Sistema 500 kV y Sistema 220 kV zonas Norte Grande y Norte Chico.

Sistema 500 kV		Zona Norte Grande		Zona Norte Chico	
Barra 500kV	Vservicio [kV]	Barra 220kV	Vservicio [kV]	Barra 220kV	Vservicio [kV]
Kimal	519	Ana María	223	Diego de Almagro	225
Los Changos	509	Angamos	226	Illapa	225
Cumbre	512	Atacama	221	Cumbre	226
Nueva Cardones	509	Calama	221	Francisco	229
Nueva Maitencillo	510	Centinela	223	Cachiyuyal	229
Nueva Pan de Azúcar	509	Chacaya	220	Paposo	231
Polpaico	509	Los Changos	226	Carrera Pinto	226
Lo Aguirre	504	Cochrane	222	San Andrés	226
Alto Jahuel	500	Conchi	222	Cardones	225
Ancoa	512	Crucero	224	Nueva Cardones	225
Entre Rios	510	Cumbre	226	Llano de Llampos	225
Charrua	511	Encuentro	222	Maitencillo	227
		Kelar	225	Nueva Maitencillo	227
		Kimal	221	Guacolda	228
		Laberinto	221	Don Héctor	228
		Lagunas	225	Punta Colorada	227
		Norgener	220	Pan de Azúcar	223
		San Simón	225	Nueva Pan de Azúcar	225
		Tarapacá	223	Don Goyo	228
		Ten	226	La Cebada	227
		Tocopilla	221	Punta Sierra	228
				Las Palmas	228
				Los Vilos	227
				Choapa	227
				Dofia Carmen	222

Tabla 4.5 Tensiones de Servicio Sistema 220 kV zonas Centro Sur, Concepción y Sur.

Zona Centro Sur entre SS/EE Nogales y Alto Jahuel		Zona Centro Sur entre SS/EE Alto Jahuel y Charrúa		Zonas Concepción y Sur	
Barra 220kV	Vservicio [kV]	Barra 220kV	Vservicio [kV]	Barra 220kV	Vservicio [kV]
Nogales	223	Candelaria	224	Concepción	226
Ventanas	222	Puente Negro	225	Hualpén	220
Quillota	221	Colbún	225	Lagunillas	222
Los Piuquenes	228	Machicura	224	Bocamina	224
San Luis	222	Santa Isabel	226	Santa Fé	224
Agua Santa	222	Ancoa	222	Santa María	226
Polpaico	221	Pehuenche	220	Mulchén	232
Quilapilún	222	Loma Alta	224	Duqueco	228
Los Maquis	223	Itahue	224	Los Peumos	230
El Salto	223	Entre Ríos	225	Temuco	228
Lampa	222	Charrúa	224	Cautín	230
Nueva Lampa	222	El Toro	225	Ciruelos	232
Cerro Navia	222	Antuco	224	Valdivia	229
Lo Aguirre	222	Quilleco	226	Laurel	233
Chena	221	Pangue	230	Pichiripulli	230
Alto Jahuel	222	Ralco	230	Rahue	232
Alfalfal	222	Rucúe	226	Antillanca	233
Los Almendros	223	Mampil	228	Puerto Montt	226
Rapel	221	Peuchén	228	Melipulli	227
Quelentaro	222			Canutillar	225
Maipo	222			Chiloé	231

4.3.8 Capacidades del sistema de transmisión

Se utilizarán las capacidades máximas de los elementos del sistema de transmisión informadas por los propietarios a la fecha de inicio del estudio.

En Estado Normal o Estado de Alerta el CDC y los CC operarán los elementos serie manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente (Art. 5-26).

5 DESARROLLO DEL ESTUDIO

5.1 Contingencias Consideradas en el Análisis

Las contingencias estudiadas para la determinación de las limitaciones se detallan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Resumen de Contingencias.

Zona	Contingencia/Límites por Estabilidad de Tensión	Límites por Estabilidad Oscilatoria y Sincrónica		
		Falla	Limitación	Severidad
Norte Grande	Caso A1: Desconexión U16 con 1800 MW por línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre y 2220 MW por línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV sentido Sur->Norte. - Caso Base: Demanda media, con 2 unidades Guacolda, 2 CC San Isidro + 2 CC Nehuencho y Nueva Renca. - Sensibilidad con Guacolda fuera de servicio. Caso A2: Desconexión U16 con 1500 MW por línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre y 1700 MW por línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV sentido Sur->Norte. - Caso Base: Demanda media, con 2 unidades Guacolda y 2 CC San Isidro + 2 CC Nehuencho.	Salida Intempestiva U16	Ajustada a límite de estabilidad transitoria	Sev. 5
	Caso B: Desconexión 1 circuito de líneas del sistema Kimal – Polpaico 500 kV, con 1100 MW por línea Los Changos – Parinas 500 kV sentido Norte->Sur. - Caso Base: Demanda Alta, 2 unidades Guacolda y 2 CC San Luis. - Sensibilidad con transferencias máximas para inercia mínima actual Norte Grande. - Sensibilidad con Guacolda F/S. - Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV. - Sensibilidad con todos los CC Zona Centro F/S.	1 circuito de líneas de 500 kV Kimal – Los Changos, Los Changos – Parinas y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.	Ajustada a límite de estabilidad transitoria	Sev. 4
Norte Chico	Caso A: Desconexión 1 circuito de línea Los Changos – Parinas – Cumbre y Desconexión 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico sentido Norte->Sur Caso A1: inercia baja en zona centro-norte - Caso Base: Demanda Alta, 2 unidades Guacolda y 2 CC San Luis. - Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV. - Sensibilidad con Guacolda F/S. - Sensibilidad con todos los CC Zona Centro F/S. Caso A2: inercia media en zona centro-norte. - Caso Base: Demanda Alta, 3 unidades Guacolda, Campiche y 4 CC San Luis. - Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV.	1 circuito de línea Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	Ajustada a límite de estabilidad	Sev. 4
	Caso B: Desconexión 1 circuito de línea Los Changos – Parinas y Desconexión 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico sentido Sur->Norte Caso B1: Demanda Media, 2 CC San Isidro + 2 CC Nehuencho y Nueva Renca. Caso B2: Sensibilidad Demanda Baja, dos unidades Guacolda y con 1500 MW por línea 2x500 kV Los Changos – Cumbre y 1700 MW por línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV sentido Sur->Norte.	1 circuito de línea Los Changos – Parinas 500 kV 1 circuito de línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Salida Intempestiva U16	Ajustada a límite de estabilidad permanente y transitoria	Sev. 4 y Sev. 5

Zona	Contingencia/Límites por Estabilidad de Tensión	Límites por Estabilidad Oscilatoria y Sincrónica		
		Falla	Limitación	Severidad
Centro Sur 500 kV	Caso A1: Demanda Baja Noche 1 CC San Luis. Caso A2: Demanda Baja Noche sin CC. Caso B1: Demanda Alta Noche 2 CC San Luis. Caso B2: Demanda Alta Noche. 1 CC San Luis. Nueva Renca, Ventanas, Rapel F/S	Casos A1, A2 y B1 Salida Intempestiva IEM Caso B2 Salida Intempestiva Nehuenco I	Ajustada a límite de estabilidad	Sev. 5
Quinta Región	Nueva Ventanas y Campiche E/S. Ventanas 2 F/S. Demanda alta noche	Transformador Ventanas 220/110 kV	Ajustada a límite térmico	Sev. 8
Centro Sur 220 kV	2 CC + 1 TG en San Luis Nueva Renca, Ventanas, Rapel F/S	Polpaico – Nva. Lampa 220 kV L1	Ajustada a límite térmico	Sev. 4
		Puente Negro – Colbún 220kV C1	Ajustada a límite térmico	Sev. 4
Concepción	Petropower, MAPA TG7 E/S	Charrúa – Concepción 220 kV	Ajustada a límite térmico	Sev. 4
Sur	Caso A: Demanda Alta, 2 unidades Canutillar, CER Pto. Montt F/S	Salida Intempestiva Canutillar U1	Ajustada a límite de estabilidad	Sev. 5
	Caso B: Demanda Alta, 1 unidad Canutillar, CER Pto. Montt E/S	Salida Intempestiva Canutillar U1	Ajustada a límite de estabilidad	Sev. 5
	Caso C: Demanda Alta, ambas unidades de la Central HE Canutillar F/S, CER Pto. Montt E/S.	TR Puerto Montt 220/16.7kV 70MVA (CER Pto Montt)	Ajustada a límite de estabilidad	Sev. 8

5.2 Zona Norte Grande

Esta zona está ubicada en el extremo norte del SEN y va desde la S/E Parinacota hasta la S/E Los Changos. Este sistema tiene una longitud aproximada de 700 km y se conecta al resto del sistema a través de la línea Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV, de 400 km de longitud. Debido a que su demanda máxima es de aproximadamente 2750 MW y dada su ubicación extrema dentro del SEN, sistema cuya longitud es cercana a los 3200 km, podrían existir problemas de estabilidad angular o de recuperación dinámica de la tensión cuando se produce un gran desbalance de potencia.

5.2.1 Análisis de Contingencias

Debido a lo anterior, el análisis se enfoca en el número mínimo de unidades sincrónicas que tienen que estar en giro para mantener la estabilidad angular y cumplir con los estándares de restablecimiento dinámico de la tensión cuando las transferencias de potencia activa entre esta zona y el resto del sistema son altas, tanto en el sentido Sur → Norte como Norte → Sur. Se consideran escenarios de demanda alta para la zona, ya que resulta ser la condición más exigente para este análisis.

Todos los escenarios analizados consideran en servicio las nuevas líneas Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV y la línea 4x220 kV para seccionar la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en S/E Nueva Los Pelambres, para las cuales al inicio del Estudio (septiembre 2023) se estimaban fechas de entrada en operación entre fines del 2023 y principios del 2024. Mientras no entren en operación todos los tramos de estos tres proyectos, se deberán considerar las inercias mínimas de la Zona Norte Grande determinadas en la versión anterior de este estudio o en las minutas operativas que corresponda.

Los valores de inercia de las unidades de esta zona, validados con ensayos en terreno casi en su totalidad, se encuentran en la Tabla 5.2. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y los resultados del estudio no dependen de ellas (i.e. pueden ser reemplazadas por otras unidades generadoras sincrónicas del Norte Grande, con similar efecto en la inercia y estabilidad del SEN).

Tabla 5.2 Inercia de las unidades sincrónicas de la zona Norte Grande.

Unidad	Parámetros de la unidad		Inercia [MVA*s]
	Sn [MVA]	H [s]	
GEO CERRO PABELLON U1	32.471	1.376	45
GEO CERRO PABELLON U2	32.471	1.376	45
GEO CERRO PABELLON U3	40	1.88	75
HP CHAPIQUIÑA U1	6.2	3.76	23
HP CHAPIQUIÑA U2	6.2	3.76	23
PMGD HP CAVANCHA U1	3.65	2.55	9

Unidad	Parámetros de la unidad		Inercia [MVA*s]
	Sn [MVA]	H [s]	
TER ANDINA U1	206.3	5.5	1135
TER ANGAMOS U1	330	4.8	1584
TER ANGAMOS U2	330	4.8	1584
TER ATACAMA CC1-TG1	165	6.0516	999
TER ATACAMA CC1-TG2	165	6.0516	999
TER ATACAMA CC1-TV	165	6	990
TER ATACAMA CC2-TG1	165	6.0516	999
TER ATACAMA CC2-TG2	165	6.0516	999
TER ATACAMA CC2-TV	165	6	990
TER COCHRANE U1	330	3.86	1274
TER COCHRANE U2	330	3.86	1274
TER HORNITOS U1	206.3	5.5	1135
TER IEM U1	442	5.46	2413
TER KELAR CC1-TG1	225	6.59	1483
TER KELAR CC1-TG2	225	6.59	1483
TER KELAR CC1-TV	212.353	6.52	1385
TER MEJILLONES CTM1	176.5	4.1	724
TER MEJILLONES CTM2	197.3	4	789
TER MEJILLONES CTM3-TG	185	4.8	888
TER MEJILLONES CTM3-TV	111	7.58	841
TER NORGENER U1	156.5	4.5	704
TER NORGENER U2	156.5	4.5	704
TER PAM	31.2	2.78	87
TER TARAPACA TGTAR	28	2.5	70
TER TOCOPILLA TG1	27.941	2.5	70
TER TOCOPILLA TG2	27.941	2.5	70
TER TOCOPILLA TG3	45	2.5	113
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	500	6.13	3065
TSOL CSP Cerro Dominador	133.53	3.27	437
TOTAL			29504

Las capacidades térmicas de conductores y TT/CC, se encuentran en el Anexo 7.1.

Para esta zona se analizaron los límites térmicos, factores de redistribución de flujos, y posteriormente se verificó el comportamiento dinámico para las distintas contingencias.

5.2.2 Límite por Estabilidad Transitoria

En esta sección se analiza el número mínimo de unidades sincrónicas en giro, supeditada a la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona ante la contingencia simple más crítica, para escenarios de noche con altas transferencias Sur → Norte por el sistema de 500 kV y de día con altas transferencias Norte → Sur.

Para el escenario de noche la contingencia simple más crítica corresponde a la desconexión intempestiva de la unidad de mayor despacho esperado al interior del norte grande (mayor lejanía del centro de inercia del sistema). Considerando lo anterior, se estudió la salida intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV (357 MW aproximadamente) en demanda media (alrededor de 9000 MW de generación bruta total del SEN), mínima generación ERV (Se consideran únicamente centrales eólicas) y con un flujo de potencia por la línea Los Changos – Parinas – Cumbres 500kV de hasta 1800 MW, valor que excede con holgura las máximas transferencias que se han alcanzado por la línea Los Changos – Cumbre 500 kV en la operación real en escenarios con baja inercia en la zona Norte Grande, que son del orden de los 1500 MW para el período de 12 meses septiembre 2022 a agosto 2023

Para el escenario de día las contingencias simples más críticas corresponden a las fallas de severidad 4 en las líneas Kimal – Los Changos 500 kV, Los Changos – Parinas 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. El análisis se realizó para un escenario de demanda alta (alrededor de 12100 MW de generación bruta total del SEN), con alta generación ERV en la zona norte del SEN y con una transferencia de 1100 MW por la línea Los Changos – Parinas 500 kV, valor que excede con holgura las máximas transferencias que se han alcanzado por la línea Los Changos – Cumbre 500 kV en la operación real en escenarios con baja inercia en la zona Norte Grande, que son del orden de los 800 MW para el período de 12 meses septiembre 2022 a agosto 2023.

Ambos escenarios analizados consideran un despacho de 2 unidades de la central TER Guacolda. Adicionalmente, se analizó una sensibilidad considerando todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.

En el escenario de día también se analizó la inercia requerida en el Norte Grande para alcanzar el límite de transmisión de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV considerando en servicio el proyecto “Nuevo Equipo de Compensación Reactiva (NCER AT)”, cuya fecha de entrada en operación se estima para el segundo semestre del 2024 (Ver Tabla 4.2). Dicho proyecto consiste en la instalación de un equipo de al menos 200 MVAR de capacidad de inyección en la barra de 220 kV de la S/E Maipo y para este estudio fue modelado como un equipo tipo STATCOM de +200/-200 MVAR.

Por último, también en el escenario de día, se analizó una sensibilidad considerando todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.

a) Caso A: Desconexión de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV con transferencias Sur → Norte –Verificación de la inercia mínima de noche.

Para este análisis se consideró un escenario de demanda media de día (alrededor de 9000 MW de generación bruta total del SEN) con baja generación ERV en la zona norte del SEN, equivalente únicamente a generación eólica.

Se analizaron dos condiciones de operación con distintas transferencias por el sistema de 500kV, correspondientes a los casos A1 y A2, los cuales representan escenarios de máximas transferencias previstas y, de máximas transferencias en condiciones de mínima inercia en la zona de interés, respectivamente.

Para este análisis, en ambos casos, se adecúa un escenario de demanda media, con 2 unidades de Central TER Guacolda en servicio y 4 ciclos combinados en San Luis, con el fin de abastecer la demanda y aumentar las transferencias hacia el norte, esto último además con el fin de no sobrepasar los límites de transferencias desde la zona Sur. Adicionalmente, sólo para el Caso A1 se considera despachado el ciclo combinado de la central Nueva Renca, de manera de limitar la transferencia por la línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV.

Para el caso A1, se consideraron las siguientes transferencias por el sistema de 500 kV de la zona Norte:

- 1800 MW por la línea Los Changos – Parinas 500 kV, que es un valor que excede con holgura las máximas transferencias que se han alcanzado por la línea Los Changos – Cumbre 500 kV en la operación real en escenarios con baja inercia en la zona Norte Grande, que son del orden de los 1500 MW para el período de 12 meses septiembre 2022 a agosto 2023 (Ver Punto 4.2.7).
- 2220 MW por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que corresponde al límite de transmisión determinado para el tramo (Ver sección 5.3).

Adicionalmente, para el Caso A1 se analizó una sensibilidad sobre el despacho de unidades generadoras:

- Con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.

Por otra parte, el caso A2 se consideraron las siguientes transferencias por el sistema de 500 kV de la zona Norte:

- 1500 MW por la línea Los Changos – Parinas 500 kV, valor por sobre lo máximo alcanzado en el tramo Los Changos – Cumbre 500 kV en el período de 12 meses septiembre 2022 a agosto 2023 (Ver Punto 4.2.7), en condiciones de mínima inercia (7 GVAs).
- 1700 MW por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, valor por sobre lo máximo alcanzado en este tramo bajo las mismas condiciones de inercia establecidas en el punto anterior en el mismo periodo.

Cabe señalar que, tanto para los análisis estáticos como dinámicos, se consideró que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia analizada proviene del de la zona Charrúa. Por lo tanto, los límites precontingencia obtenidos son conservadores, ya que en la operación real parte de la reserva podría ser aportada por las unidades de la zona del centro y del norte.

a.1) Caso A1: Escenario de máximas transferencias previas

Establecidas las condiciones de transferencias en los tramos de interés, en la Tabla 5.3 se detallan los distintos despachos de la zona Norte Grande implementados para el análisis. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y, como se señaló anteriormente, los resultados del estudio no dependen de ellas.

Tabla 5.3 Despacho de potencia activa de partida e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Inercia NG 8.87 GVAs		Inercia NG 8.30 GVAs		Inercia NG 8.16 GVAs		Inercia NG 7.59 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45	15.0	45	15.0	45	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45	18.0	45	18.0	45	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75	13.0	75	13.0	75	13.0	75
HP CHAPIQUINA U1	3.0	23	3.0	23	3.0	23	3.0	23
HP CHAPIQUINA U2	5.3	23	3.0	23	3.0	23	5.3	23
PMGD HP CAVANCHA U1	0.8	9	2.1	9	2.1	9	0.8	9
TER ANGAMOS U1	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584
TER ANGAMOS U2	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584
TER COCHRANE U1	60.0	1274	-	-	60.0	1274	-	-
TER COCHRANE U2	-	-	-	-	-	-	-	-
TER NORGENER U1	55	704	55	704	-	-	55	704
TER NORGENER U2	-	-	55	704	-	-	-	-
TSOL CSP Cerro Dominador	30.1	437	30.1	437	30.1	437	30.1	437
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	357.4	3065	357.4	3065	357.4	3065	357.4	3065
Total	718	8868	712	8298	662	8164	658	7594

Luego, se simuló la desconexión intempestiva de la TER Tocopilla U16-TG-TV con una generación 357 MW, por ser la contingencia más crítica al tratarse de una unidad con el mayor despacho de potencia activa y al estar más alejada del eje inercial del sistema. Los resultados se muestran en la Figura 5.1.

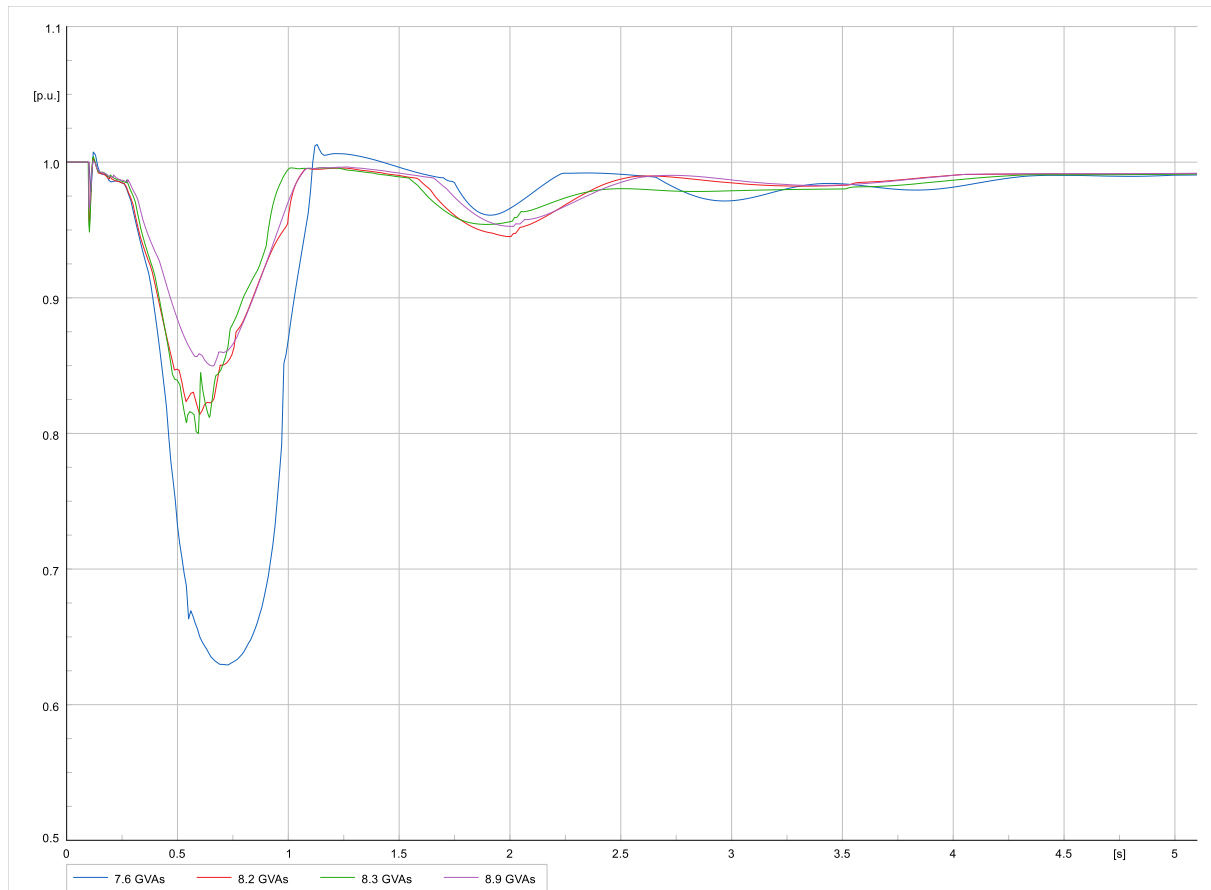


Figura 5.1 Caso A1: Tensión en Domeyko 220 kV para distintas inercias del NG.

A partir de la Figura 5.1 se puede apreciar que la tensión en la barra Domeyko, no desciende de manera transitoria a valores bajo 0.8 p.u., para la mayoría de las distintas inercias probadas. Sin embargo, se aprecia que para la inercia menor a 7.6 GVA no se cumple con el estándar de recuperación dinámica establecido en la NTSyCS, ya que la tensión descendió bajo 0.7 p.u. en la primera oscilación. Esto a la vez se repite para la mayoría de las barras de la zona.

Finalmente, se concluye que una inercia mínima en el Norte Grande es de 8164 MVAs (aproximado a 8.2 GVA) sería suficiente desde el punto de vista de la estabilidad dinámica para afrontar una desconexión intempestiva de la mayor unidad en cuanto a potencia activa despachada y a lejanía del centro de inercia del sistema, que en este caso corresponde a la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV.

Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.

El mismo ejercicio se realizó considerando a la central TER Guacolda fuera de servicio. Así, al realizar la simulación dinámica de la contingencia de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV se observa un incumplimiento de la recuperación dinámica de la tensión en toda la zona del Norte Grande para la

inercia inicial determina de 8.2GVAs. Luego, se incluyendo centrales hasta que una combinación que suma 8.87 GVAs logró cumplir con los estándares de recuperación dinámica.

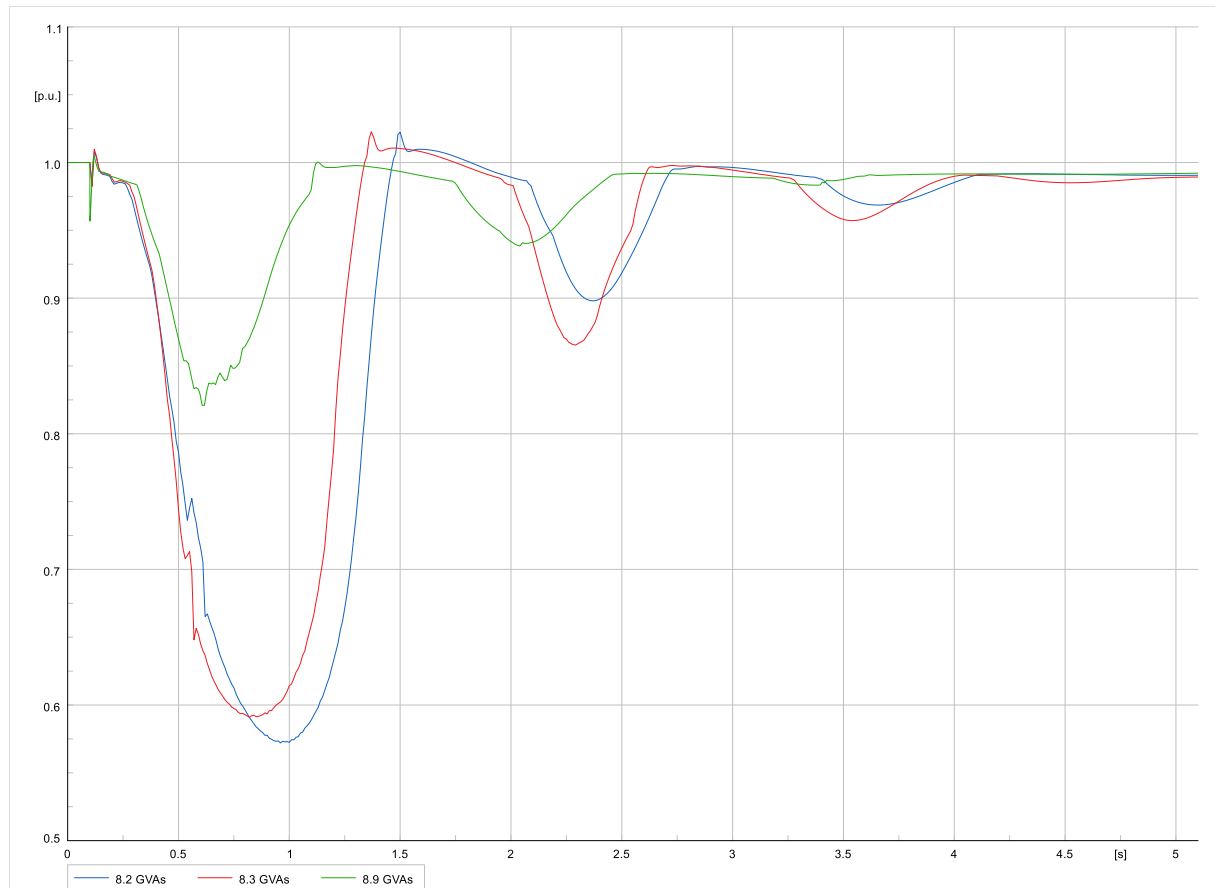


Figura 5.2 Caso A1s: Tensión en Domeyko 220 kV para distintas inercias del NG sin unidades de la central Guacolda en servicio.

Finalmente, para condiciones de demanda media de noche se recomienda operar con una inercia mínima de **8 GVAs** para escenarios con dos unidades de central TER Guacolda en servicio, y con una inercia mínima **9 GVAs** para escenarios con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.

En las tablas siguientes se presenta, para el escenario con las máximas transferencias previstas, la generación por zona (Norte Grande, Norte Chico y Centro-sur) y tecnología (sincrónica, solar, eólica y PMGD), la inercia por zona y las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

Tabla 5.4 Generación por zona y tecnología. Casos A1.

Zona	Caso A1 (1)					Caso. A1s (2)				
	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]
Norte Grande	663	-	213	-	876	718	-	165	-	883
Norte Chico	85	-	200	-	285	8	-	285	-	293
Centro-sur	7050	-	865	-	7914	7036	-	865	-	7901
Total	7797	0	1278	0	9075	7762	0	1314	0	9077

Tabla 5.5 Inercia por zona. Casos A1.

Zona	Caso A1 (1) [GVAs]	Caso. A1s (2) [GVAs]
Norte Grande	8.2	8.9
Norte Chico	1.8	0.0
Centro-sur	39.6	39.6
Total	49.57	48.5

Tabla 5.6 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos A1.

Tramo	Caso A1 (1) [MW]	Caso. A1s (2) [MW]
Kimal - Los Changos	892	881
Los Changos - Parinas	1801	1799
Parinas - Cumbre	1826	1824
Cumbre - Nueva Cardones	1810	1810
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1909	1910
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	2041	2057
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	2219	2219

(1) Se considera el escenario que cuenta con 8.16 GVAs en la zona del Norte Grande.

(2) Se considera el escenario que cuenta con 8.87 GVAs en la zona del Norte Grande.

a.2) Caso A2: Escenario de máximas transferencias con baja inercia en zona norte grande

Para este caso, se ajustaron las transferencias a 1500 MW para el tramo Los Changos – Parinas 500 kV y a 1700 MW para el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

De este modo, a partir de una inercia precontingencia de 6.8 GVAs, se consideraron distintos despachos que disminuyan progresivamente este valor, tal como se muestra en la Tabla 5.7, con la finalidad de determinar el valor mínimo para las condiciones indicadas anteriormente. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este

estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y, como se señaló anteriormente, los resultados del estudio no dependen de ellas.

Tabla 5.7 Despacho de potencia activa de partida e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Inercia NG 6.8 GVAs		Inercia NG 6.7 GVAs		Inercia NG 6.1 GVAs		Inercia NG 5.4 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45	15.0	45	15.0	45	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45	18.0	45	18.0	45	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75	13.0	75	13.0	75	13.0	75
TER PAM	22.0	87.0	22.0	87.0	22.0	87.0	22.0	87.0
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9	2.1	9	2.1	9	2.1	9
TER ANGAMOS U1	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584	80.0	1584
TER ANGAMOS U2	-	-	-	-	-	-	-	-
TER COCHRANE U1	-	-	60.0	1274	-	-	-	-
TER COCHRANE U2	-	-	-	-	-	-	-	-
TER NORGENER U1	55.0	704	-	-	55.0	704	-	-
TER NORGENER U2	55.0	704	-	-	-	-	-	-
TSOL CSP Cerro Dominador	30.1	437	30.1	437	30.1	437	30.1	437
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	357.4	3065	357.4	3065	357.4	3065	357.4	3065
Total	656	6801	606	6667	601	6097	546	5393

Luego, se simuló la desconexión intempestiva de la TER Tocopilla U16-TG-TV con una generación 357.4 MW, por ser la contingencia más crítica al tratarse de una unidad con el mayor despacho de potencia activa y al estar más alejada del eje inercial del sistema. Los resultados se muestran en la Figura 5.3.

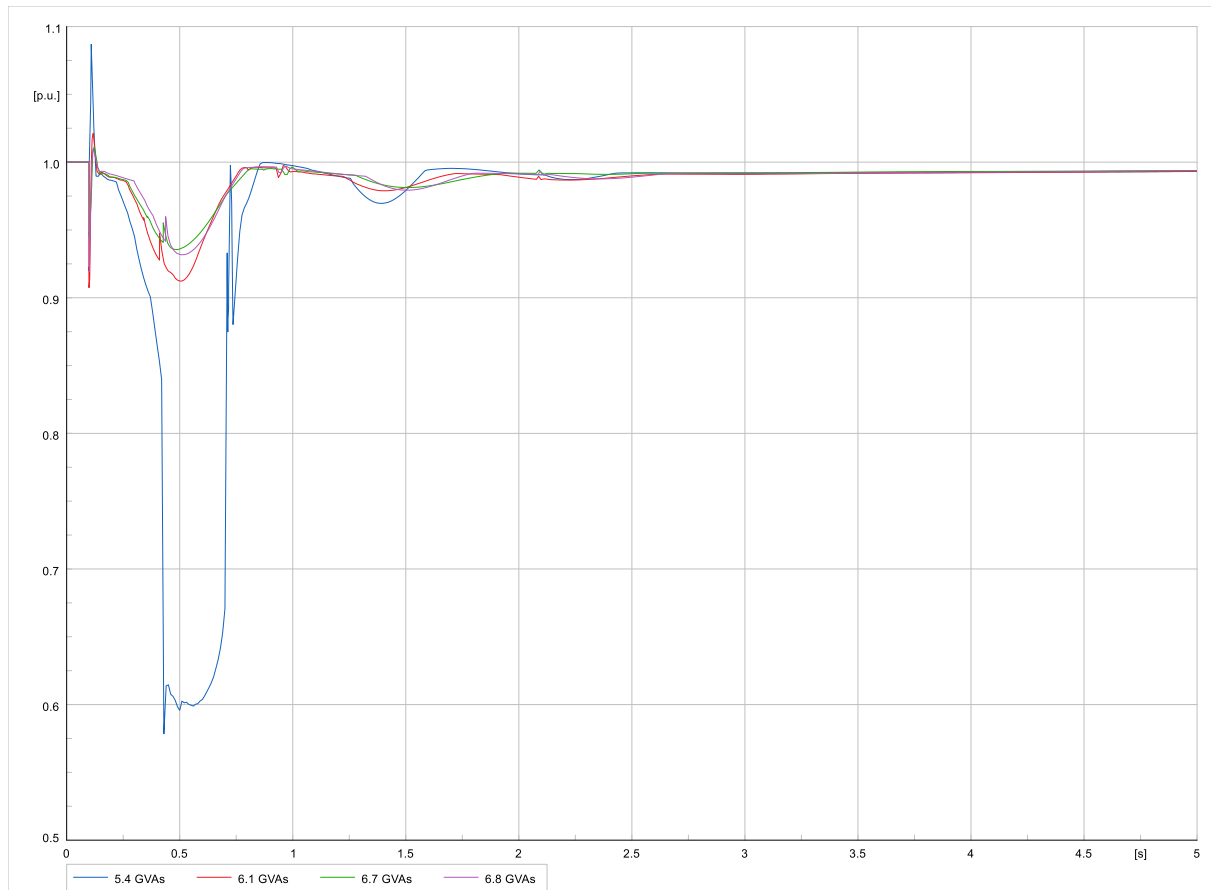


Figura 5.3 Caso A2: Tensión en Domeyko 220 kV para distintas inercias del NG.

A partir de la Figura 5.3 se puede apreciar que la tensión en la barra Domeyko, no desciende de manera transitoria a valores bajo 0.9 p.u., para la mayoría de las distintas inercias probadas. Sin embargo, se aprecia que para la inercia menor a 5.4 GVA no se cumple con el estándar de recuperación dinámica establecido en la NTSyCS, ya que la tensión descendió bajo 0.7 p.u. en la primera oscilación. Esto a la vez se repite para la mayoría de las barras de la zona.

Finalmente, se concluye que una inercia mínima en el Norte Grande es de 6097 MVAs (aproximado a 6.1 GVA) sería suficiente desde el punto de vista de la estabilidad dinámica para afrontar una desconexión intempestiva de la mayor unidad en cuanto a potencia activa despachada y a lejanía del centro de inercia del sistema, que en este caso corresponde a la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV, cuando las transferencias desde el resto del SEN hacia el norte grande se encuentran justo por sobre los valores más altos alcanzados en la operación real.

Por otra parte, este resultado se validó también en el escenario de demanda baja con la mínima cantidad de unidades necesarias en la zona centro calculada en el capítulo siguiente (a lo menos un ciclo combinado de la S/E San Luis o 2 unidades de la S/E Nueva Ventanas 220 kV), en el cual, a su vez, cumple con los estándares de recuperación dinámica normativos.

En las tablas siguientes se presenta, para el Caso A2, la generación por zona (Norte Grande, Norte Chico y Centro-sur) y tecnología (sincrónica, solar, eólica y PMGD), la inercia por zona y las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

Tabla 5.8 Generación por zona y tecnología. Casos A2.

Zona	Caso A2 ⁽¹⁾				
	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]
Norte Grande	600	-	528	-	1128
Norte Chico	85	-	457	-	542
Centro-sur	6856	-	384	-	7241
Total	7541	0	1369	0	8911

Tabla 5.9 Inercia por zona. Casos A2.

Zona	Caso A2 ⁽¹⁾ [GVAs]
Norte Grande	6.1
Norte Chico	1.8
Centro-sur	34.3
Total	42.1

Tabla 5.10 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos A2.

Tramo	Caso A2 ⁽¹⁾ [MW]
Kimal - Los Changos	696
Los Changos - Parinas	1500
Parinas - Cumbre	1521
Cumbre - Nueva Cardones	1519
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1606
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	1625
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	1700

⁽¹⁾ Se considera el escenario que cuenta con 6.10 GVAs en la zona del Norte Grande.

b) Caso B: Falla de un circuito de líneas del sistema Kimal – Polpaico 500 kV con transferencias Norte → Sur – Verificación de la inercia mínima de día.

Para este análisis se consideró un escenario de baja inercia en la zona centro-norte del SEN, con 2 unidades de Central TER Guacolda en servicio y 2 centrales térmicas grandes despachadas en la zona centro (2 ciclos combinados de S/E San Luis). Además, se consideraron las siguientes transferencias por el sistema de 500 kV de la zona Norte:

- 1100 MW por la línea Los Changos – Parinas 500 kV, que es un valor que excede con holgura las máximas transferencias que se han alcanzado por la línea Los Changos – Cumbre 500 kV en la operación real en escenarios con baja inercia en la zona Norte Grande, que son del orden de los 800 MW para el período de 12 meses septiembre 2022 a agosto 2023 (Ver Punto 4.2.7).
- 2030 MW por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que corresponde al límite de transmisión preliminar determinado para dicha condición, considerando la inercia mínima del Norte Grande determinada en el ERST del 2022 (7 GVAs).

Para la zona Norte Grande se simularon distintos niveles de inercia, pero siempre considerando un despacho con alta carga (80%) de las unidades sincrónicas a carbón, que corresponde a una condición desfavorable para la estabilidad angular y la recuperación dinámica de la tensión en la zona. En la Tabla 5.11 se detallan los despachos considerados. Se escogieron despachos sin la central IEM, ya que la presencia de esta mejora la recuperación dinámica de las tensiones en la zona norte. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y, como se señaló anteriormente, los resultados del estudio no dependen de ellas.

Tabla 5.11 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Inercia NG 7.1 GVAs		Inercia NG 7.8 GVAs		Inercia NG 8.9 GVAs		Inercia NG 10.1 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45	15.0	45	15.0	45	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45	18.0	45	18.0	45	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75	13.0	75	13.0	75	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9	2.1	9	2.1	9	2.1	9
TER ANGAMOS U1	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584
TER ANGAMOS U2	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584
TER COCHRANE U1	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274
TER COCHRANE U2	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274
TER NORGENER U1	106.4	704	106.4	704	106.4	704	106.4	704
TER NORGENER U2	-	-	106.4	704	106.4	704	106.4	704
TSOL CSP Cerro Dominador	110.0	437	110.0	437	110.0	437	110.0	437
TER ANDINA U1			-	-	132.0	1135	132.0	1135
TER HORNITOS U1			-	-	-	-	132.0	1135
Total	1170	7077	1277	7781	1409	8916	1541	10051

En la Figura 5.4, Figura 5.5 y Figura 5.6 se compara la respuesta de la frecuencia y la tensión en la barra más sensible del Norte Grande (Parinacota 220 kV) para la simulación dinámica de las contingencias de severidad 4 más exigentes:

- en extremo Los Changos de la línea Kimal – Los Changos 500 kV,
- en extremo Parinas de la línea Los Changos – Parinas 500 kV y
- en extremo Nueva Pan de Azúcar de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV,

y para los cuatro casos de inercia del Norte Grande analizados. Los gráficos inferiores son ampliaciones del gráfico de tensiones en los intervalos de tiempo en que se producen la sobretensión inmediatamente después de despejada la falla y el o los huecos de tensión posteriores.

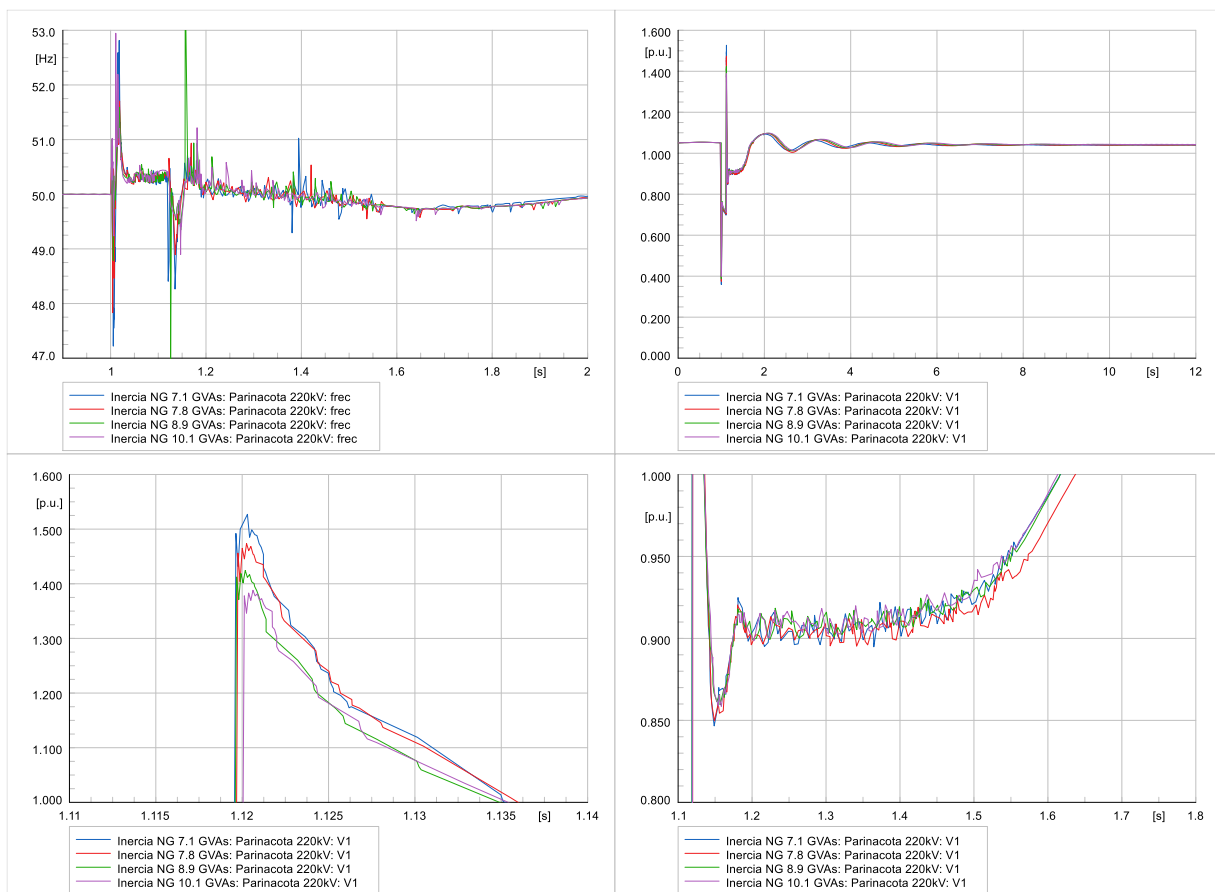


Figura 5.4 : Caso B: Falla Kimal – Los Changos 500 kV.

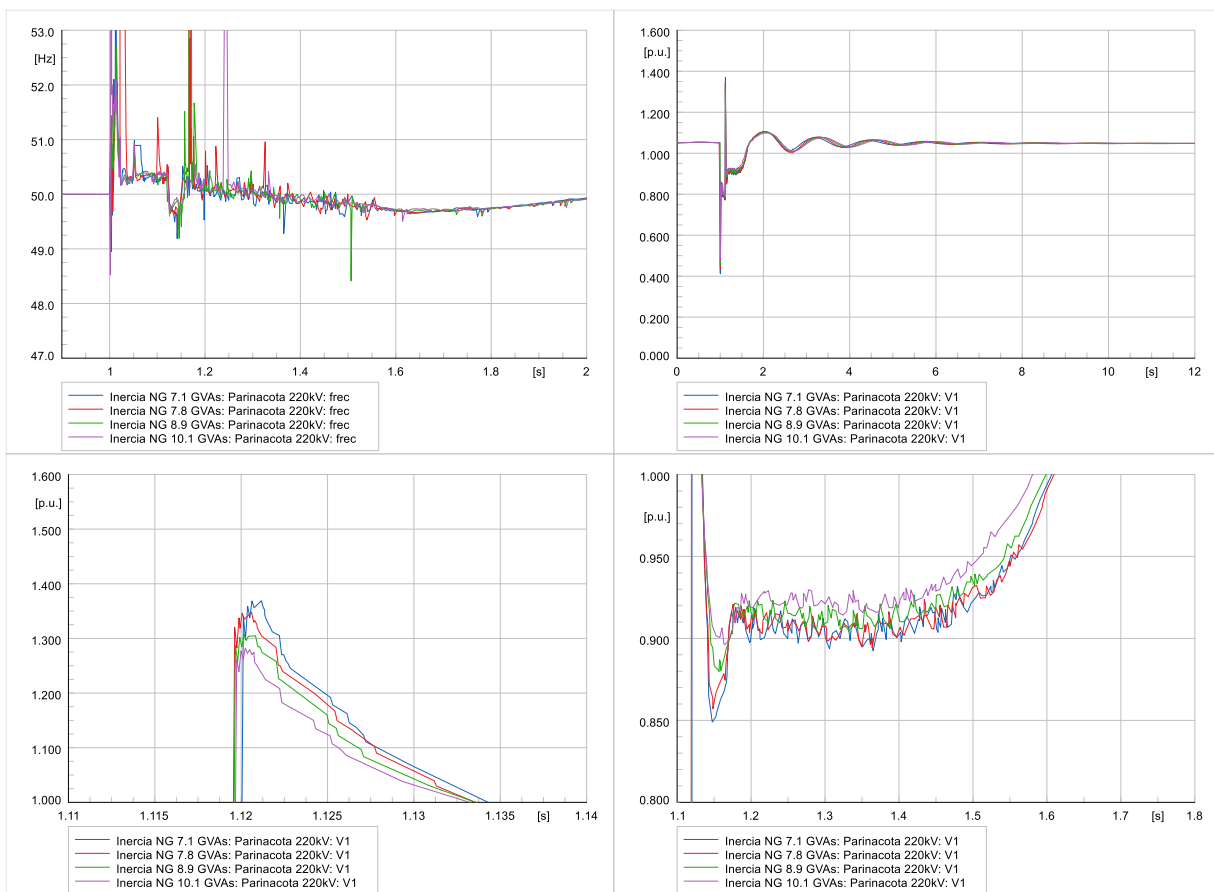


Figura 5.5 : Caso B: Falla Los Chagos – Parinas 500 kV.

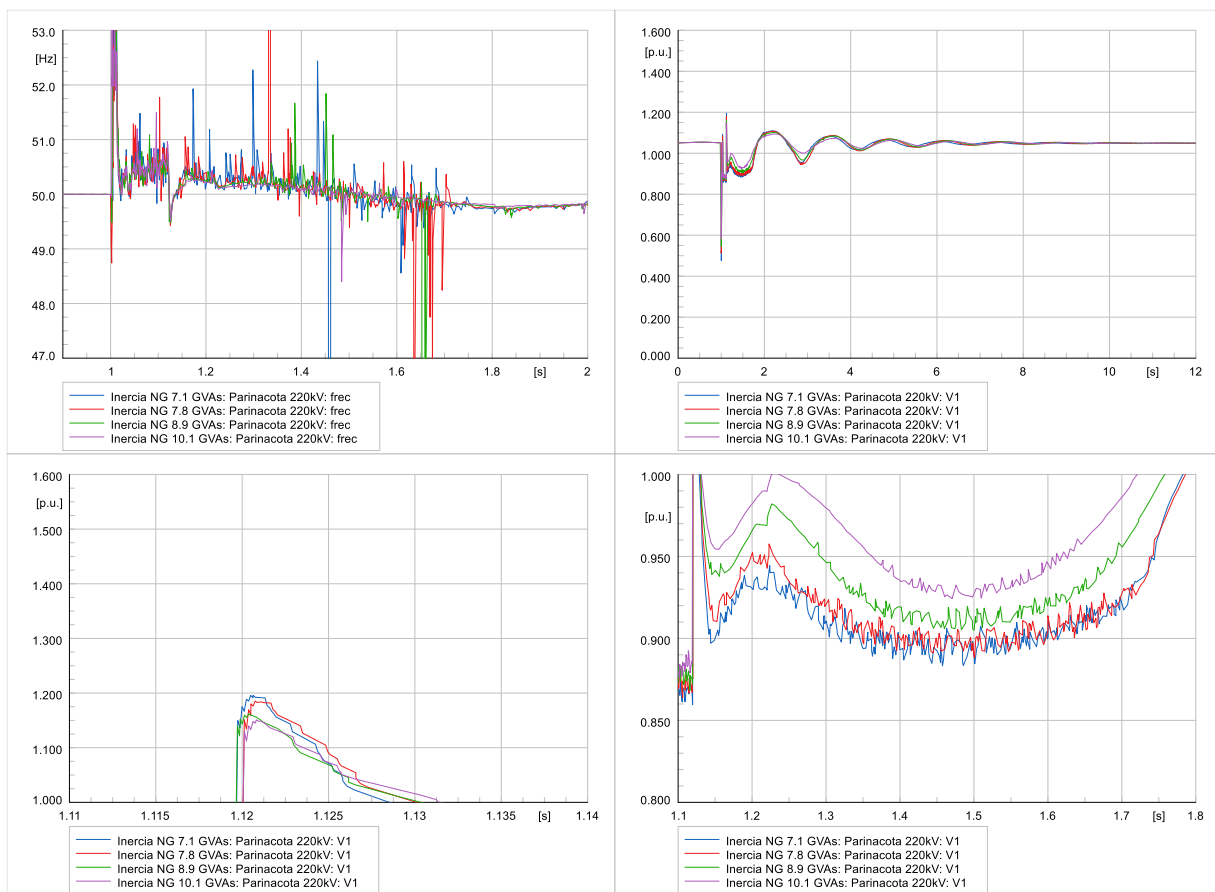


Figura 5.6 : Caso B: Falla Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

En los gráficos inferiores izquierdos se pueden apreciar sobretensiones de gran magnitud, pero de corta duración, inmediatamente después de despejada la falla en los casos de contingencias en las líneas Kimal – Los Changos y Los Changos – Parinas. En una primera instancia estas sobretensiones generaron la operación de algunos modelos de protecciones de parques ERV, con lo cual mejoraba la respuesta posterior durante los huecos de tensión. Sin embargo, dado que estos modelos tienen ajustes de operación instantánea, no se tiene certeza de que reflejen los ajustes reales de dichas protecciones y, por lo tanto, se dejaron fuera de servicio. Se puede apreciar que para la falla en la línea Kimal – Los Changos 500 kV, que es la que presenta las mayores sobretensiones, la duración de la sobretensión por sobre el umbral de 1.4 p.u. es inferior a 3 ms, que es el valor recomendado por la IEEE² para el ajuste de la característica OVRT para dicho nivel de voltaje instantáneo en los terminales de los inversores. Se deberán hacer estudios EMT con los modelos fidedignos y detallados de las plantas ERV, incluyendo

² IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems. IEEE Std 2800™-2022.

sus protecciones, para verificar que los valores instantáneos de las tensiones no activen las protecciones de sobretensión de dichas plantas.

En los gráficos inferiores derechos se puede apreciar que durante los huecos de tensión posteriores al despeje de la falla se producen oscilaciones de alta frecuencia y pequeña magnitud en la respuesta de la tensión, que se van reduciendo a medida que se aumenta la inercia de la zona. Estas oscilaciones son particularmente notorias en el segundo hueco de tensión que se produce ante la falla Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. Esta respuesta se debería a las limitaciones que tienen los programas RMS cuando existen muchos modelos de parques ERV basados en inversores y a la vez se presentan condiciones de alta concentración de generación ERV y bajo nivel de cortocircuito en la zona, es decir, de baja fortaleza de la red. Es más, en dichas condiciones los sistemas de control de los parques ERV podrían tener un comportamiento indeseado, reduciendo la inyección total de potencia activa del parque, tal como se ha observado en la realidad. Estos fenómenos deberán ser evaluados mediante simulaciones EMT cuando se cuente con una base de datos del SEN que contenga modelos agregados y con un detalle fidedigno de los sistemas de control de los fabricantes de los parques ERV basados en inversores.

En base a las respuestas obtenidas y considerando las mencionadas limitaciones de los análisis RMS en condiciones de baja fortaleza de la red, se recomienda operar con un nivel mínimo de inercia de la zona Norte Grande de 9 GVAs, correspondiente a las curvas verdes de los gráficos de las figuras anteriores.

Se hace notar que, tanto para este caso como para los análisis de sensibilidad siguientes, las inercias mínimas recomendadas no garantizan cumplir con la recomendación de nivel mínimo de índice de fortaleza de la red que es actualmente monitoreado en la operación en tiempo real (índice ESCR ≥ 1.5), el que se realiza para todas las barras con una concentración relevante de generación ERV. En el caso que se determine, mediante simulaciones de estabilidad transitoria, que dicho nivel referencial de ESCR se corresponde con un riesgo para la operación estable del SEN, se analizarán las medidas de mitigación para cumplir dicho nivel mínimo de fortaleza de la red, tales como el despacho de unidades sincrónicas adicionales o la reducción de generación ERV en los nodos más débiles de las zonas Norte Grande y Norte Chico.

En el Anexo 7.12 se presentan los resultados detallados de las simulaciones dinámicas de las tres contingencias analizadas, para el nivel de inercia recomendado y ajustando la transferencia por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV al límite de transmisión determinado en el Punto 5.3.2 considerando esta inercia mínima (2045 MW).

Dado que el límite de inercia mínima recomendado es mayor que la inercia mínima considerada actualmente en la operación real (7 GVAs), se hizo un análisis de sensibilidad para determinar las transferencias máximas por el sistema de 500 kV de la zona Norte hasta las cuales sería aceptable operar con la inercia mínima actual, de acuerdo con el análisis de las oscilaciones de alta frecuencia resultantes.

Sensibilidad con transferencias máximas para inercia mínima actual (7 GVAs)

Para este análisis se consideró el despacho de unidades generadoras de la zona Norte Grande que se muestra en la Tabla 5.12, manteniendo el despacho de 2 unidades de central TER Guacolda y 2 ciclos combinados de S/E San Luis en la zona Centro. Tal como en el Caso Base, para la zona Norte Grande se consideró un despacho con alta carga (80%) de las unidades sincrónicas a carbón. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y los resultados del estudio no dependen de ellas.

Tabla 5.12 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9
TER ANGAMOS U1	224.4	1584
TER ANGAMOS U2	224.4	1584
TER COCHRANE U1	224.4	1274
TER COCHRANE U2	224.4	1274
TER NORGENER U1	106.4	704
TSOL CSP Cerro Dominador	110.0	437
TOTAL	1170	7077

Se procedió a bajar las transferencias por el sistema de 500 kV procurando mantener una relación razonable entre la transferencia por la línea Los Changos – Parinas 500 kV y la transferencia total entre las zonas Norte Chico y Centro, sumando los flujos por los sistemas de 500 kV y 220 kV. Para ello se tomaron en cuenta:

- las máximas transferencias coincidentes por el tramo Los Changos – Cumbre 500 kV y entre las zonas Norte Chico y Centro que se presentaron en la operación real en condiciones con inercia del Norte Grande cercana a los 7 GVAs, en el período septiembre 2022 a agosto 2023, y
- los montos adicionales de generación ERV que se inyectarían en el Norte Grande y Norte Chico posterior a dicho período y hasta el fin del horizonte de estudio, de acuerdo con los proyectos indicados en el Punto 4.2.4.

En la Figura 5.7 y Figura 5.8 se presentan los resultados de la respuesta de la frecuencia y la tensión en la barra más sensible del Norte Grande (Parinacota 220 kV) para las contingencias de severidad 4 más exigentes, para los siguientes escenarios de transferencias por el sistema de 500 kV:

- Los Changos – Parinas 950 MW, Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 1950 MW y total Norte Chico → Centro, sumando 500 kV y 220 kV, 2390 MW.
- Los Changos – Parinas 900 MW y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 1900 MW y total Norte Chico → Centro, sumando 500 kV y 220 kV, 2335 MW.

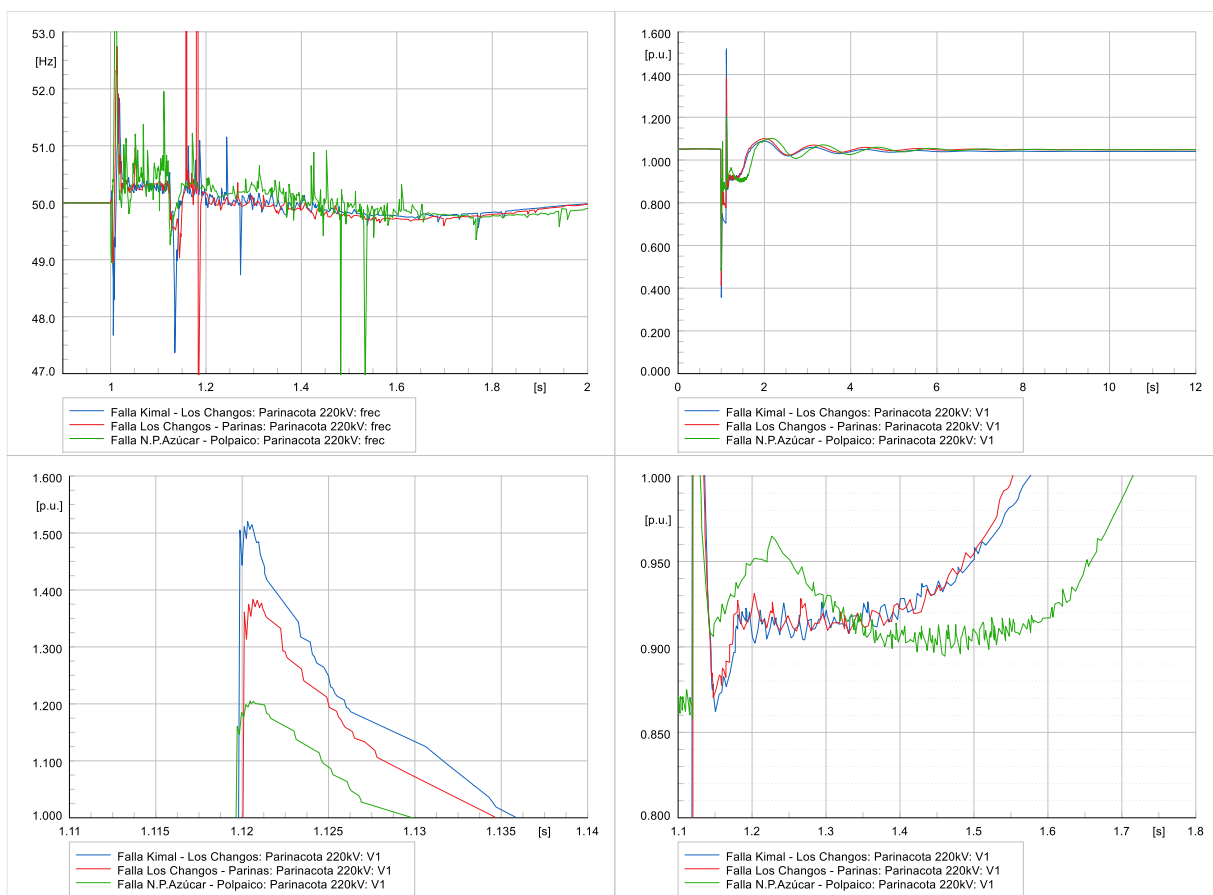


Figura 5.7 : Caso B: Fallas Kimal – Los Changos 500 kV, Los Changos – Parinas 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV – con inercia mínima actual Norte Grande (7 GVA) y transferencias de 950 MW Los Changos – Parinas y 1950 MW Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

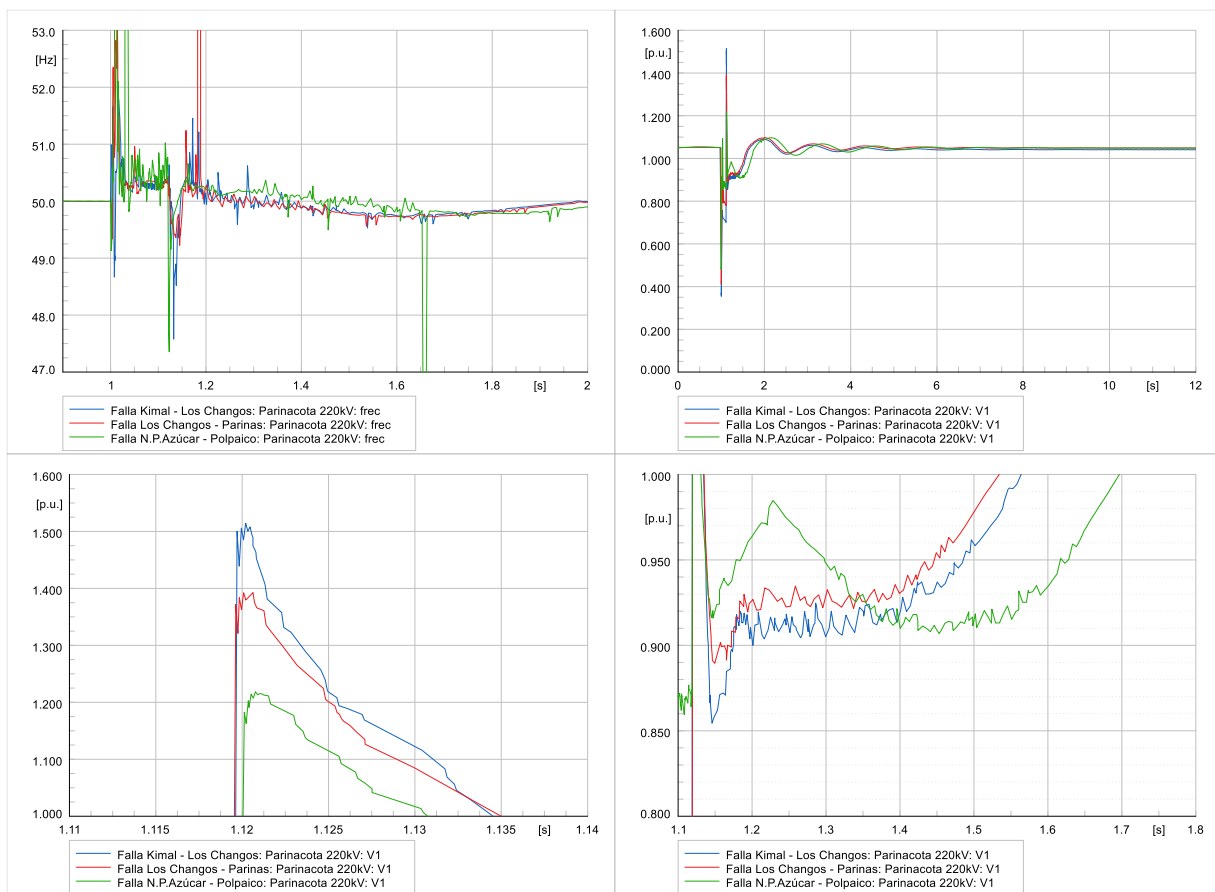


Figura 5.8 : Caso B: Fallas Kimal – Los Changos 500 kV, Los Changos – Parinas 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV – con inercia mínima actual Norte Grande (7 GVA) y transferencias de 900 MW Los Changos – Parinas y 1900 MW Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

Se puede apreciar que, en el primer escenario presentado (transferencias 50 MW mayores), para la contingencia Nueva Pan de Azúcar – Polpaico se obtiene una respuesta de la tensión con un nivel de oscilaciones de alta frecuencia mayor que el aceptado para determinar la inercia mínima del Norte Grande en el Caso Base (9 GVA). En el segundo escenario, en cambio, para las tres contingencias analizadas el nivel de oscilaciones de alta frecuencia resultante es menor o similar al aceptado para determinar la inercia mínima del Caso Base.

En base a los resultados obtenidos, se recomienda considerar el mismo nivel mínimo de inercia que se considera actualmente (7 GVA) cuando las transferencias por el sistema de 500 kV no superen los 900 MW por el tramo Los Changos – Parinas ni los 1900 MW por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

En el Anexo 7.12 se presentan los resultados detallados de las simulaciones dinámicas de las tres contingencias analizadas para el escenario con las máximas transferencias recomendadas.

En las tablas siguientes se presenta, para el escenario con las máximas transferencias recomendadas, la generación por zona (Norte Grande, Norte Chico y Centro-sur) y tecnología (sincrónica, solar, eólica y PMGD), la inercia por zona y las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

Tabla 5.13 Generación por zona y tecnología. Sensibilidad con transferencias máximas para inercia mínima actual Norte Grande.

Zona	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]
Norte Grande	1170	2132	90	128	3520
Norte Chico	84	1507	708	308	2607
Centro-sur	2698	328	507	2374	5908
Total	3952	3967	1305	2811	12035

Tabla 5.14 Inercia por zona. Sensibilidad con transferencias máximas para inercia mínima actual Norte Grande.

Zona	[GVAs]
Norte Grande	7.1
Norte Chico	1.8
Centro-sur	21.8
Total	30.7

Tabla 5.15 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Sensibilidad con transferencias máximas para inercia mínima actual Norte Grande.

Tramo	[MW]
Kimal – Los Changos	612
Los Changos – Parinas	903
Parinas – Cumbre	1152
Cumbre – Nueva Cardones	1561
Nueva Cardones – Nueva Maitencillo	1705
Nueva Maitencillo – Nueva Pan de Azúcar	1915
Nueva Pan de Azúcar – Polpaico	1903

Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.

Para este análisis se mantuvo el despacho de 2 centrales térmicas grandes en la zona centro y se consideró una transferencia de 1985 MW por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que corresponde al límite de transmisión determinado para esta condición (ver Punto 5.3.2 – Caso A1s2). Tal como en el Caso Base, para la zona Norte Grande se simularon distintos niveles de inercia, pero siempre considerando un despacho con alta carga (80%) de las unidades sincrónicas a carbón. Asimismo, se escogieron en lo posible despachos sin la central IEM, de manera de obtener peores respuestas en las tensiones de la zona norte. En la Tabla 5.16 se detallan los despachos considerados. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y los resultados del estudio no dependen de ellas.

Tabla 5.16 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Inercia NG 8.9 GVAs		Inercia NG 9.3 GVAs		Inercia NG 10.1 GVAs		Inercia NG 10.6 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45	15.0	45	15.0	45	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45	18.0	45	18.0	45	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75	13.0	75	13.0	75	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9	2.1	9	2.1	9	2.1	9
TER ANGAMOS U1	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584
TER ANGAMOS U2	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584
TER COCHRANE U1	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274
TER COCHRANE U2	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274
TER IEM U1	-	-	-	-	-	-	300.6	2413
TER NORGENER U1	106.4	704	106.4	704	106.4	704	106.4	704
TER NORGENER U2	106.4	704	-	-	106.4	704	-	-
TSOL CSP Cerro Dominador	110.0	437	110.0	437	110.0	437	110.0	437
TER ANDINA U1	132.0	1135	132.0	1135	132.0	1135	132.0	1135
TER HORNITOS U1	-	-	132.0	1135	132.0	1135	-	-
Total	1409	8916	1434	9346	1541	10051	1603	10625

En la Figura 5.9, Figura 5.10 y Figura 5.11 se presentan los resultados de la respuesta de la frecuencia y la tensión en la barra más sensible del Norte Grande (Parinacota 220 kV) para las contingencias de severidad 4 más exigentes y para los cuatro casos de inercia del Norte Grande analizados.

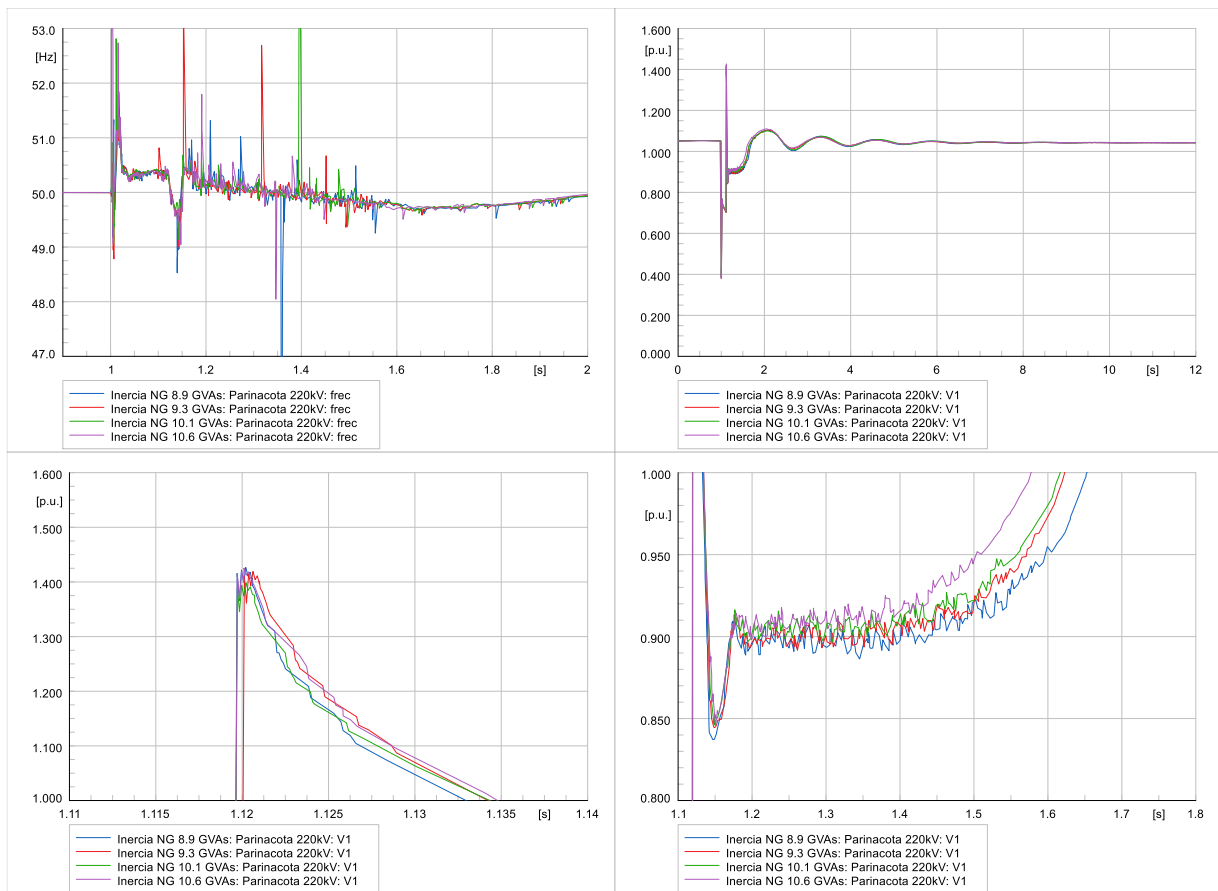


Figura 5.9 : Caso B: Falla Kimal – Los Changos 500 kV – Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.

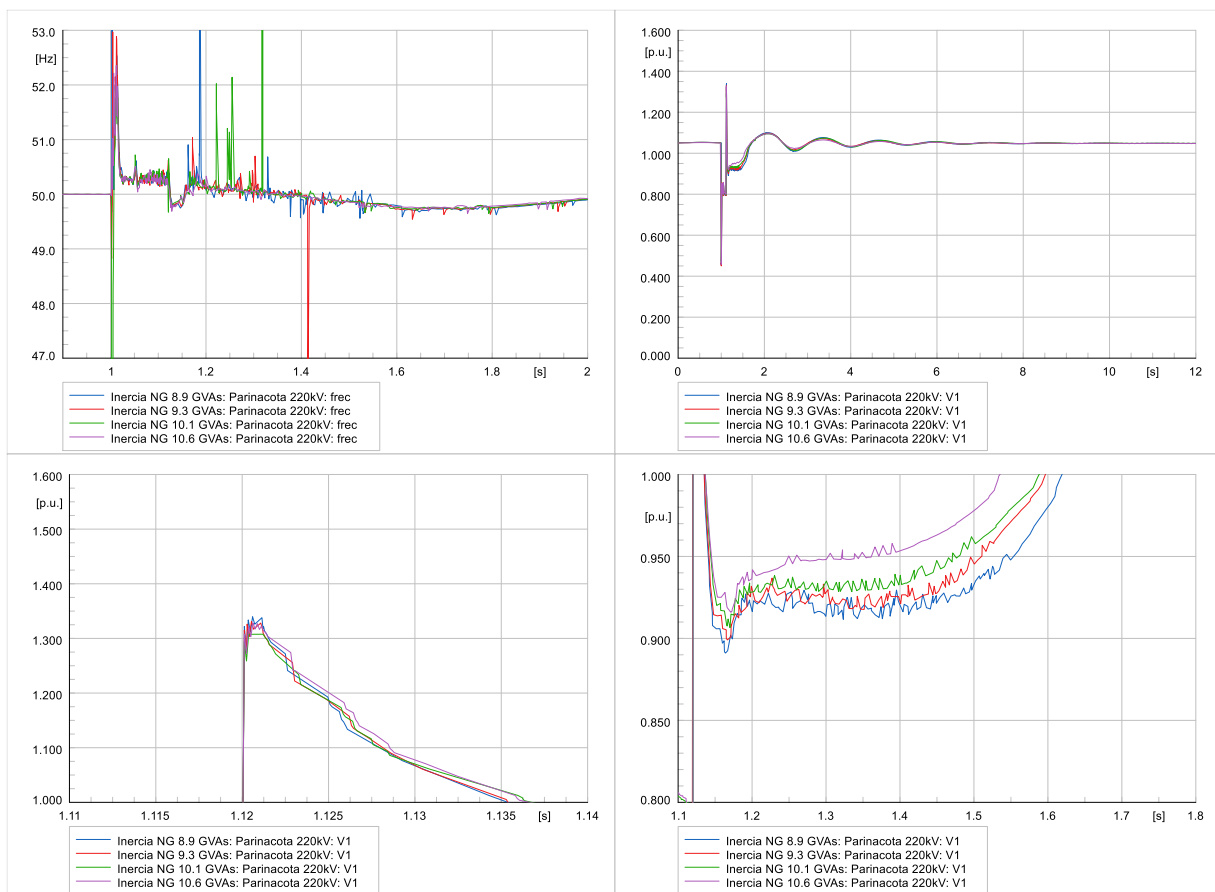


Figura 5.10 : Caso B: Falla Los Chagos – Parinas 500 kV – Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.

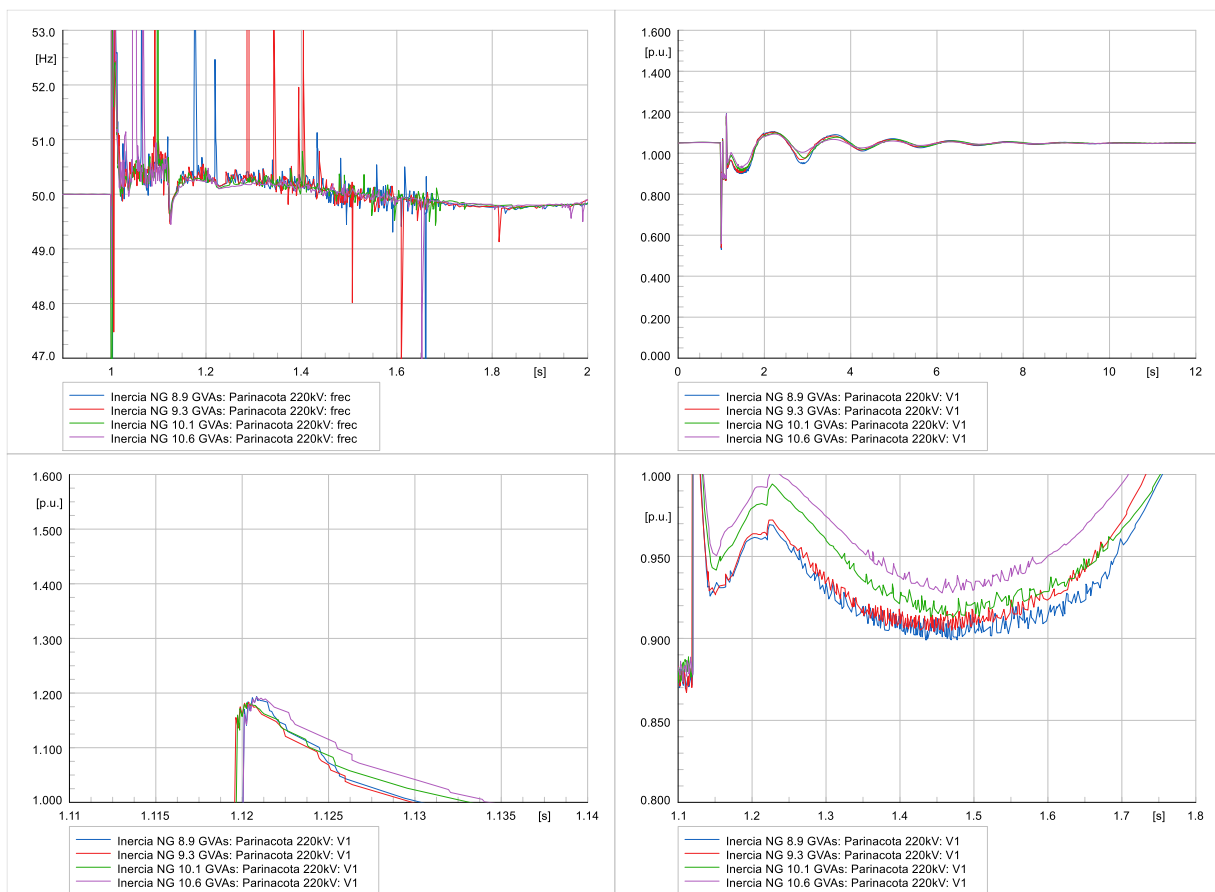


Figura 5.11 : Caso B: Falla Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV – Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.

Se puede apreciar que, en el caso de la falla en la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV y para inercias del Norte Grande de 8.9 y 9.3 GVA, las oscilaciones de alta frecuencia que se producen en el segundo hueco de tensión posterior a la falla tienen una mayor frecuencia que las resultantes en el Caso Base, y que dicha frecuencia se va reduciendo notoriamente para inercias mayores.

En base a las respuestas obtenidas y considerando la baja confiabilidad de los modelos RMS de los parques ERV en condiciones de baja fortaleza de la red, se recomienda operar con un nivel mínimo de inercia de la zona Norte Grande de 10 GVA cuando se encuentren todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio. Este nivel de inercia corresponde aproximadamente a las curvas verdes de los gráficos de las figuras anteriores.

En el Anexo 7.12 se presentan los resultados detallados de las simulaciones dinámicas de las tres contingencias analizadas para el nivel de inercia recomendado.

Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV en servicio.

Para este análisis se mantuvo el despacho base de 2 unidades de Central TER Guacolda y de 2 centrales térmicas grandes en la zona centro, y se consideró una transferencia de 2135 MW por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que corresponde al límite de transmisión preliminar determinado para esta condición, considerando la inercia mínima del Norte Grande del Caso Base (9 GVAs). Tal como en los casos anteriores, para la zona Norte Grande se simularon distintos niveles de inercia, siempre considerando un despacho con alta carga (80%) de las unidades sincrónicas a carbón y escogiendo en lo posible despachos sin la central IEM. En la Tabla 5.17 se detallan los despachos considerados. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y los resultados del estudio no dependen de ellas.

Tabla 5.17 Despacho de potencia activa e inercia de las unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Inercia NG 8.9 GVAs		Inercia NG 10.1 GVAs		Inercia NG 10.9 GVAs		Inercia NG 11.3 GVAs	
	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]	P [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45	15.0	45	15.0	45	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45	18.0	45	18.0	45	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75	13.0	75	13.0	75	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23	4.0	23	4.0	23	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9	2.1	9	2.1	9	2.1	9
TER ANGAMOS U1	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584	224.4	1584
TER ANGAMOS U2	224.4	1584	224.4	1584	-	-	224.4	1584
TER COCHRANE U1	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274
TER COCHRANE U2	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274	224.4	1274
TER IEM U1	-	-	-	-	300.6	2413	300.6	2413
TER NORGENER U1	106.4	704	106.4	704	106.4	704	106.4	704
TER NORGENER U2	106.4	704	106.4	704	106.4	704	106.4	704
TSOL CSP Cerro Dominador	110.0	437	110.0	437	110.0	437	110.0	437
TER ANDINA U1	132.0	1135	132.0	1135	132.0	1135	132.0	1135
TER HORNIOS U1	-	-	132.0	1135	132.0	1135	-	-
Total	1409	8916	1541	10051	1617	10880	1709	11329

En la Figura 5.12, Figura 5.13 y Figura 5.14 se presentan los resultados de la respuesta de la frecuencia y la tensión en la barra más sensible del Norte Grande (Parinacota 220 kV) para las contingencias de severidad 4 más exigentes y para los cuatro casos de inercia del Norte Grande analizados.

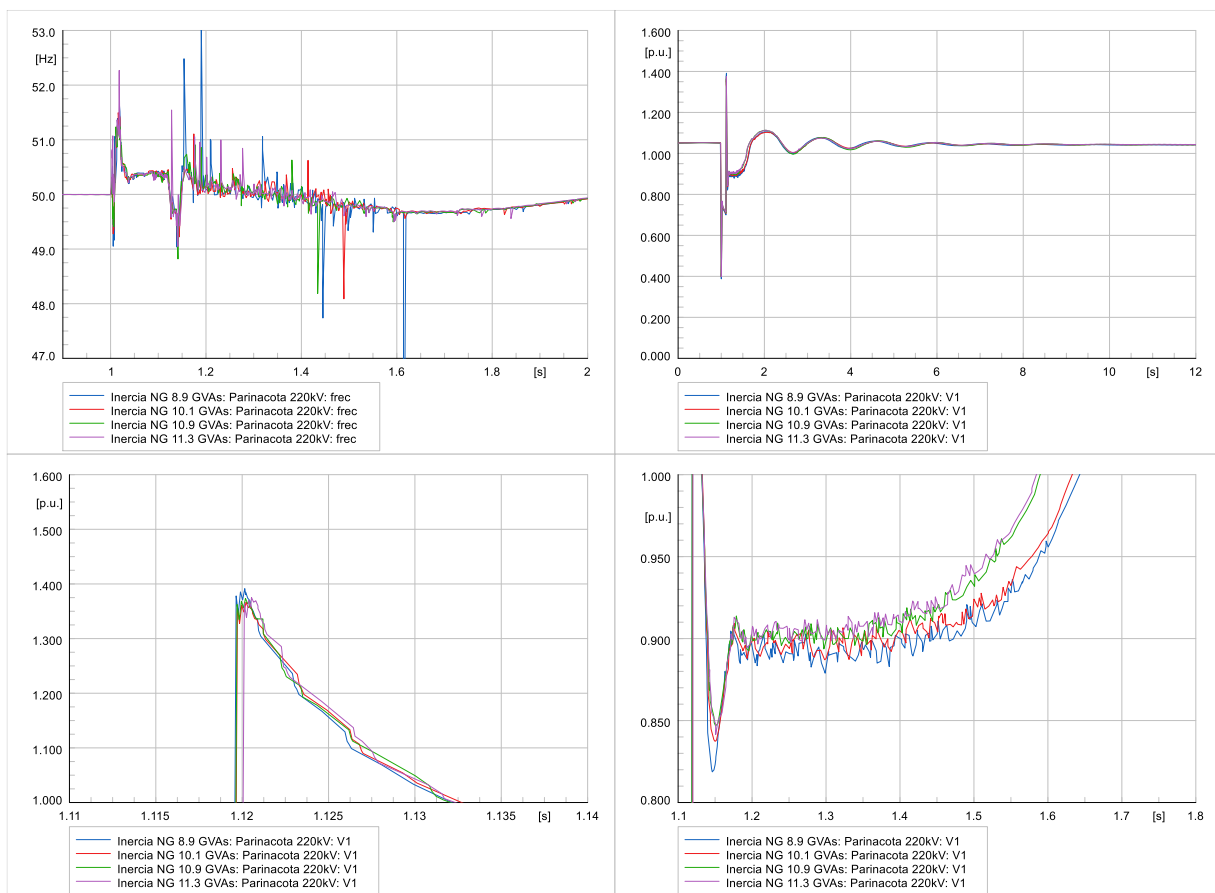


Figura 5.12 : Caso B: Falla Kimal – Los Chagos 500 kV – Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV en servicio.

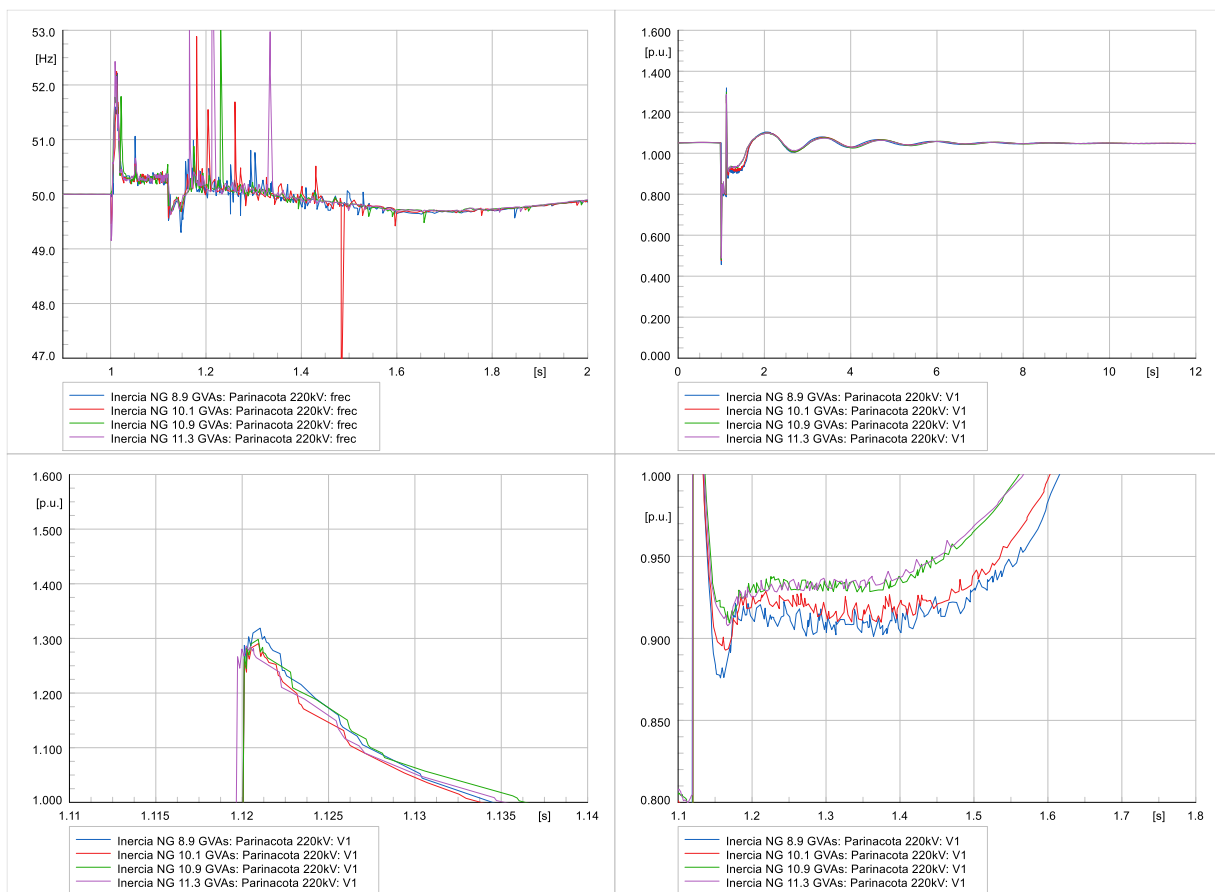


Figura 5.13 : Caso B: Falla Los Chagos – Parinas 500 kV – Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV en servicio.

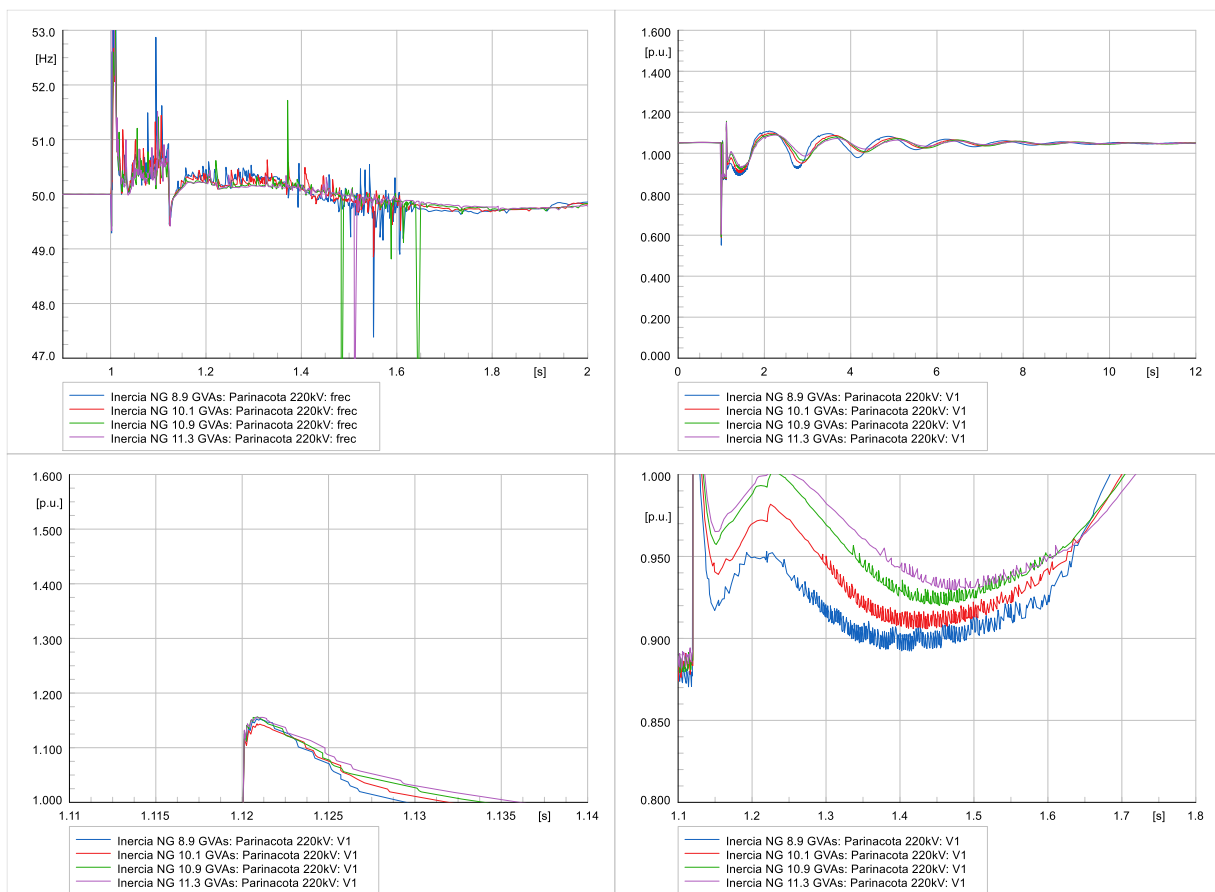


Figura 5.14 : Caso B: Falla Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV – Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV en servicio.

Se puede apreciar que, en el caso de la falla en la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, las oscilaciones de alta frecuencia que se producen en el segundo hueco de tensión posterior a la falla tienen una frecuencia aún mayor que las resultantes en la sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio. Además, para las tres fallas analizadas se observa una reducción importante de las oscilaciones de alta frecuencia en los casos de inercia del Norte Grande de 10.9 y 11.3 GVA, en los cuales se encuentra despachada la central IEM.

En base a las respuestas obtenidas y considerando la baja confiabilidad de los modelos RMS de los parques ERV en condiciones de baja fortaleza de la red, se recomienda operar con un nivel mínimo de inercia de la zona Norte Grande de 11 GVA cuando se alcance el límite de transmisión de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV determinado considerando en servicio el proyecto “Nuevo Equipo de Compensación Reactiva (NCER AT)”. Este nivel de inercia corresponde aproximadamente a las curvas verdes de las figuras anteriores.

En el Anexo 7.12 se presentan los resultados detallados de las simulaciones dinámicas de las tres contingencias analizadas, para el nivel de inercia recomendado y ajustando la transferencia por el

tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV al límite de transmisión determinado en el Punto 5.3.2 considerando esta inercia mínima (2145 MW).

Sensibilidad con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.

Para este análisis se consideró el despacho de unidades generadoras de la zona Norte Grande correspondiente al nivel de inercia mínima recomendado para el Caso Base (9 GVA), 2 unidades de central TER Guacolda en servicio y una transferencia de 1915 MW por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que corresponde al límite de transmisión determinado para esta condición (ver Punto 5.3.2 – Caso A1s3). Tal como en los casos anteriores, para la zona Norte Grande se consideró un despacho con alta carga (80%) de las unidades sincrónicas a carbón.

En la Figura 5.15 se presentan los resultados de la respuesta de la frecuencia y la tensión en la barra más sensible del Norte Grande (Parinacota 220 kV) para las contingencias de severidad 4 más exigentes.

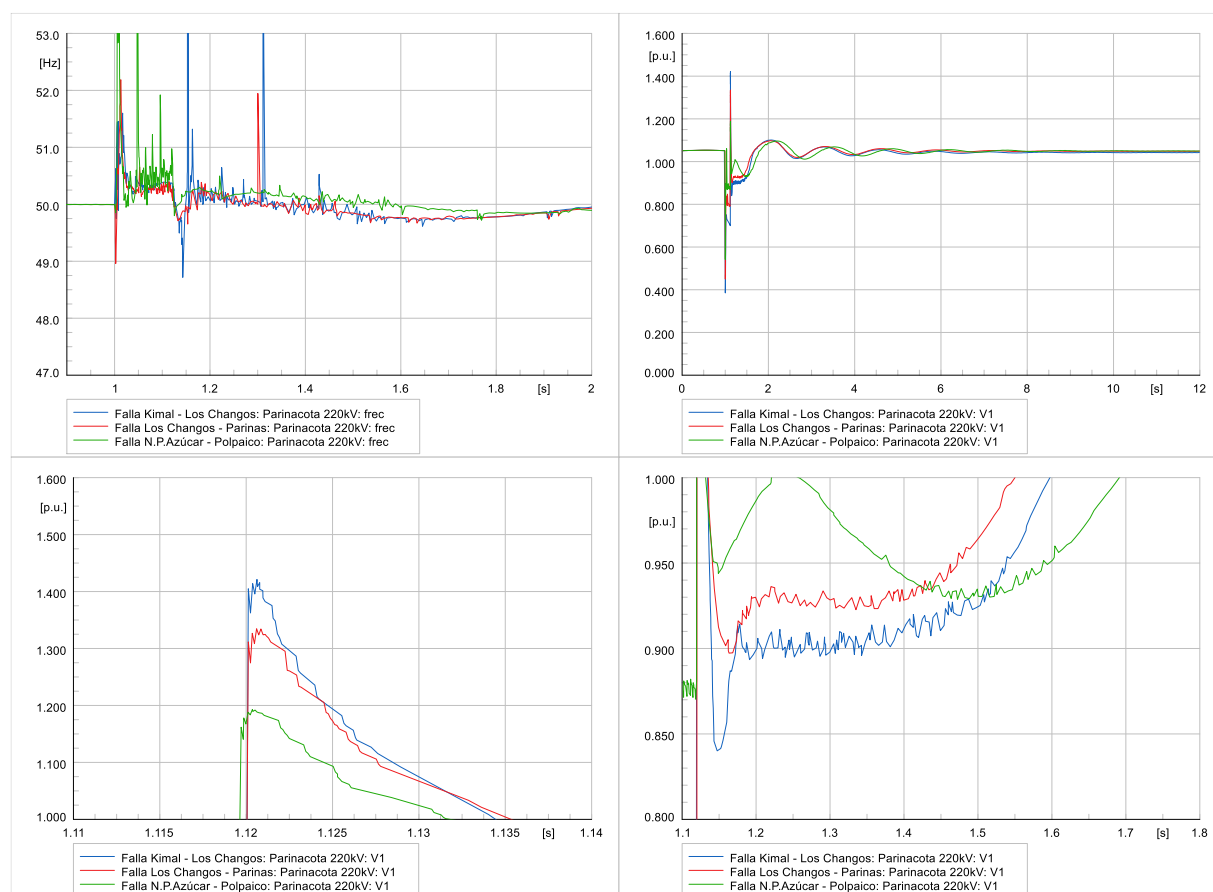


Figura 5.15 : Caso B: Fallas Kimal – Los Chagos 500 kV, Los Chagos – Parinas 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV – Sensibilidad con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.

Se puede apreciar que, para las tres contingencias analizadas, se obtienen respuestas con un nivel de oscilaciones de alta frecuencia menor o similar al aceptado para determinar la inercia mínima del Norte Grande en el Caso Base (9 GVAs). Por lo tanto, se recomienda operar con ese mismo nivel mínimo de inercia cuando se encuentren todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio y se encuentren en servicio 2 unidades de central TER Guacolda.

En el Anexo 7.12 se presentan los resultados detallados de las simulaciones dinámicas de las tres contingencias analizadas.

5.2.3 Resumen Zona Norte Grande

Tabla 5.18: Resumen de Restricciones Zona Norte Grande

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Capacidad Otros Equipos Serie [MVA]		Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino			
Cóndores – Parinacota 220 kV	Cóndores	Parinacota	197	366	366			Cóndores	197	Conductor
Puerto Patache – Cóndores 220 kV	Puerto Patache	Cóndores	197	594	366			Ambos	197	Conductor
Tarapacá – Puerto Patache 220 kV C1 y C2	Tarapacá	Puerto Patache	197	366	594			Ambos	197	Conductor
Nueva Pozo Almonte – Parinacota 220 kV	Nueva Pozo Almonte	Parinacota	S/I	183	183			Ambos	183	TTCC
Nueva Pozo Almonte – Cóndores 220 kV	Nueva Pozo Almonte	Cóndores	S/I	183	183			Ambos	183	TTCC
Geoglifos - Lagunas 220 kV C1 y C2	Geoglifos	Lagunas	262	732	366			Ambos	262	Conductor
Tarapacá – Geoglifos 220 kV C1 y C2	Tarapacá	Geoglifos	262	366	732			Ambos	262	Conductor
Lagunas – Nva. Pozo Almonte 220 kV	Lagunas	Nva. Pozo Almonte	181	183	183			Ambos	181	Conductor
Nva. Pozo Almonte – Pozo Almonte 220 kV	Nva. Pozo Almonte	Pozo Almonte	181	183	183			Ambos	181	Conductor
Lagunas – Collahuasi 220 kV C1 y C2	Lagunas	Collahuasi	171	183	274			Ambos	171	Conductor
Encuentro – Collahuasi 220 kV C1	Encuentro	Collahuasi	134 (2)	366	274			Ambos	134	Conductor
Encuentro – Collahuasi 220 kV C2	Encuentro	Collahuasi	172 (2)	366	274			Ambos	172	Conductor
Encuentro – Ana María 220 kV C1 y C2	Encuentro	Ana María	294 (2)	915	915			Ambos	294	Conductor
Ana María – Lagunas 220 kV C1 y C2	Ana María	Lagunas	294 (2)	915	915			Ambos	294	Conductor
Kimal– María Elena 220 kV C1 y C2	Kimal	María Elena	183 (2)	457	183			Ambos	183	Conductor
Frontera – María Elena 220 kV C1 y C2	Frontera	María Elena	171 (2)	183	549			Ambos	171	Conductor
San Simón – Lagunas 220 kV	San Simón	Lagunas	183 (2)	365	274			Ambos	183	Conductor
Frontera – San Simón 220 kV	Frontera	San Simón	171 (2)	549	366			Ambos	171	Conductor
Lagunas – Frontera 220 kV	Lagunas	Frontera	171 (2)	549	274			Ambos	171	Conductor
Kimal – Encuentro 220 kV C1 y C2	Kimal	Encuentro	318 (2)	1372	1143			Ambos	318	Conductor
Kimal – Crucero 220 kV C1 y C2	Kimal	Crucero	318 (2)	1372	1143			Ambos	318	Conductor
Kimal – Nueva Chuquicamata 220 kV C1 y C2	Kimal	Nueva Chuquicamata	368 (2)	457	457			Ambos	368	Conductor
Nueva Chuquicamata – Chuquicamata 220 kV	Nueva Chuquicamata	Chuquicamata	395 (2)	457	274			Chuquicamata	274	TTCC
Nueva Chuquicamata – Salar 220 kV	Nueva Chuquicamata	Salar	395 (2)	457	457			Ambos	395	Conductor
Salar – Chuquicamata 220 kV	Salar	Chuquicamata	403 (2)	457	274			Chuquicamata	274	TTCC
Nueva Chuquicamata – Calama Nueva 220 kV	Nueva Chuquicamata	Calama Nueva	557 (2)	457	457			Ambos	457	TTCC
Salar – Calama Nueva 220 kV	Salar	Calama Nueva	285 (2)	s/i	457			Salar	285	Conductor
Chacaya – Crucero 220 kV	Chacaya	Crucero	108 (2)	366	366			Ambos	108	Conductor
Laberinto – Kimal 220 kV C1 y C2	Laberinto	Kimal	282 (2)	549	457			Ambos	282	Conductor
Encuentro – Miraje 220 kV C1 y C2	Encuentro	Miraje	246 (2)	915	549			Ambos	246	Conductor

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Capacidad Otros Equipos Serie [MVA]		Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino			
Atacama – Miraje 220 kV C1 y C2	Atacama	Miraje	246 (2)	732	549			Ambos	246	Conductor
Encuentro – Centinela 220 kV	Encuentro	Centinela	237 (2)	183	91			Centinela	91	TTCC
Kimal – Los Changos 500 kV C1 y C2	Kimal	Changos	2375 (2)	3118	3118	2x750		Ambos	220 kV→500 kV: 750 (4) 500 kV→220 kV: 863 (5)	Transformador
Atacama – Esmeralda 220 kV	Atacama	Esmeralda	197	366	s/i			Ambos	197	Conductor
Atacama – O'Higgins 220 kV C1 y C2	Atacama	O'Higgins	295	366	457			Ambos	295	Conductor
Changos – Kapatur 220 kV C1 y C2	Changos	Kapatur	1744	1829	1829			Ambos	1744	Conductor
Chacaya – El Cobre 220 kV C1 y C2	Chacaya	El Cobre	467	549	915			Ambos	467	Conductor
Chacaya – Mantos Blancos 220 kV	Chacaya	Mantos Blancos	120	366	366			Ambos	120	Conductor
Laberinto – Mantos Blancos 220 kV	Laberinto	Mantos Blancos	278	549	549			Ambos	278	Conductor
Chacaya – Mejillones 220 kV	Chacaya	Mejillones	120	366	366			Ambos	120	Conductor
Mejillones – O'Higgins 220 kV	Mejillones	O'Higgins	399	366	366			Ambos	399	Conductor
Laberinto – Tap off Oeste 220 kV	Laberinto	Tap off Oeste	263	274	-			Ambos	263	Conductor
Tap off Oeste – Andes 220 kV	Tap off Oeste	Andes	152	-	366			Ambos	152	Conductor
Laberinto – Nueva Zaldívar 220 kV C1	Laberinto	Nueva Zaldívar	323	549	457			Ambos	323	Conductor
Laberinto – Nueva Zaldívar 220 kV C2	Laberinto	Nueva Zaldívar	328	549	549			Ambos	328	Conductor
Andes – Nueva Zaldívar 220 kV C1	Andes	Nueva Zaldívar	347	549	274			Nueva Zaldívar	274	TTCC
Andes – Nueva Zaldívar 220 kV C2	Andes	Nueva Zaldívar	347	274	366			Andes	274	TTCC
O'Higgins – Domeyko 220 kV	O'Higgins	Domeyko	201	366	366			Ambos	201	Conductor
O'Higgins – Puri 220 kV	O'Higgins	Puri	216	457	457			Ambos	216	Conductor
Puri – Domeyko 220 kV	Puri	Domeyko	228	457	366			Ambos	228	Conductor
O'Higgins – Farellón 220 kV	O'Higgins	Farellón	260	457	457			Ambos	260	Conductor
Farellón – Chimborazo 220 kV	Farellón	Chimborazo	276	457	457			Ambos	276	Conductor
Chimborazo – Domeyko 220 kV	Chimborazo	Domeyko	273	457	366			Ambos	273	Conductor
Centinela – El Tesoro 220 kV	Centinela	El Tesoro	272	91	183			Centinela	91	TTCC
Centinela – Esperanza 220 kV	Centinela	Esperanza	272	91	366			Centinela	91	TTCC
El Cobre – Esperanza 220 kV C1 y C2	El Cobre	Esperanza	278	274	274			Ambos	274	TTCC
Laberinto – El Cobre 220 kV	Laberinto	El Cobre	272	549	549			El Cobre	272	Conductor
Kapatur – Laberinto 220 kV C1 y C2	Kapatur	Laberinto	849	915	915			Ambos	849 (3)	Conductor
Kapatur – O'Higgins 220 kV C1 y C2	Kapatur	O'Higgins	824	915	1372			Kapatur	824 (3)	Conductor

s/i: sin información

- (1) Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Los valores de capacidad térmica se consideraron a una temperatura ambiente de 35 °C, por ser más representativa de las condiciones ambientales de esa zona del Desierto de Atacama.
- (3) En las condiciones de mayor exigencia previstas para el sistema en el horizonte de estudio y para las contingencias de severidad 1 a 5, no se alcanzaron transferencias cercanas a su capacidad térmica.
- (4) Corresponde al límite postcontingencia en caso de falla de un transformador 500/220 kV de la S/E Kimal en horas de día, considerando una temperatura ambiente de 35°C, tal como para las líneas de transmisión de la zona. Este límite es igual a la capacidad nominal de los transformadores, ya que a dicha temperatura estos sólo admiten sobrecargas durante períodos inferiores o del orden de 1 hora.
- (5) Corresponde al límite postcontingencia en caso de falla de un transformador 500/220 kV de la S/E Kimal en horas de noche. Este valor equivale a una sobrecarga de 15% del transformador que permanece en servicio, lo cual, según la información proporcionada por el propietario de estos equipos, es admisible durante 5 horas para una carga previa de 70% y una temperatura ambiente de 15°C sin sol. En base a dicho antecedente, actualmente en la operación real se considera una transferencia máxima total por ambos transformadores de 980 MVA.

Nota: La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

5.3 Zona Norte Chico

Esta zona está compuesta por los sistemas de transmisión de 500 y 220 kV desde la S/E Los Changos 500 kV por el norte hasta la S/E Polpaico en 500 kV y la S/E Nogales en 220 kV por el sur.

Esta zona se caracteriza por ser un nexo entre la zona Norte Grande y la zona Centro del sistema, las cuales presentan condiciones de generación y consumo que derivan en que la zona Norte Chico posea variaciones en la dirección del flujo de potencia activa con transferencias tanto de norte a sur como en el sentido inverso. En consecuencia, el análisis de esta zona se divide en la determinación de límites de transmisión en sentido Norte → Sur y en sentido Sur → Norte. Estos límites se calcularon para los principales tramos del sistema de transmisión de la zona, que corresponden a las líneas Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que son las que debido a su longitud y falta de enmallamiento en el caso de la línea Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV, implican restricciones en la zona de estudio.

Todos los escenarios analizados consideran en servicio las nuevas líneas Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV y la línea 4x220 kV para seccionar la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en S/E Nueva Los Pelambres, cuyas fechas de entrada en operación se estimaban al inicio del Estudio (septiembre 2023) para entre fines del 2023 y principios del 2024, como se indica en el Punto 4.2.4. Mientras no entren en operación todos los tramos de estos tres proyectos, se deberán considerar los límites de transmisión de la Zona Norte Chico determinados en la versión anterior de este estudio o en las minutas operativas que corresponda.

Para esta zona se analizaron los límites térmicos y de estabilidad de tensión, factores de redistribución de flujos, y posteriormente se verificó el comportamiento dinámico para las distintas contingencias. Las capacidades térmicas de conductores y TT/CC, se encuentran en los Anexos 7.2 y 7.3.

5.3.1 Límites por Estabilidad de Tensión Zona Norte Chico

La metodología utilizada para determinar los límites por estabilidad de tensión se basa en un análisis estático en el que se disminuye la generación aguas abajo del tramo en estudio, con el objetivo de aumentar las transferencias por las líneas sujetas a análisis en condiciones post falla.

5.3.2 Análisis de Contingencias

La determinación de los límites de la zona se concentra en el sistema de 500 kV para las líneas Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, cada una en condiciones post falla de uno de sus circuitos.

De acuerdo con lo definido previamente los análisis se dividen como sigue:

- **Caso A:** Análisis del límite de transmisión de las líneas **Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV** y **Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV** con transferencias en sentido Norte → Sur ante la falla de un circuito de la línea.
- **Caso B:** Análisis del límite de transmisión de las líneas **Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV** y **Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV** con transferencias en sentido Sur → Norte ante la falla de un circuito de la línea.

a) Caso A: Falla de un circuito de las líneas Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencias Norte → Sur

Se analizaron las transferencias máximas admisibles por las líneas Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el sentido Norte → Sur.

Para este análisis se consideró un escenario de demanda alta de día (alrededor de 12100 MW de generación bruta total del SEN) con alta generación ERV en la zona norte del SEN. Además, se consideró toda la compensación serie del sistema de 500 kV en servicio y cerrado el sistema de 220 kV entre las SS/EE Maitencillo y Nogales.

Dado que los límites de transmisión de los tramos analizados son dependientes del número de unidades sincrónicas en servicio en las zonas Centro y Norte del SEN, se analizaron condiciones de operación con inercias baja y media en dicha zona, que corresponden a los casos A1 y A2 que se presentan a continuación.

Además, para ambos casos se hizo una sensibilidad considerando en servicio el proyecto “Nuevo Equipo de Compensación Reactiva (NCER AT)”, cuya fecha de entrada en operación se estima para el segundo semestre del 2024 (Ver Tabla 4.2), con el fin de determinar el efecto de esta obra sobre el límite de transmisión de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Dicho proyecto consiste en la instalación de un equipo de al menos 200 MVAR de capacidad de inyección en la barra de 220 kV de la S/E Maipo y para este estudio fue modelado como un equipo tipo STATCOM de +200/-200 MVAR.

Por último, para el Caso A1 se analizaron dos sensibilidades sobre el despacho de unidades generadoras:

- Con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.
- Con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.

Cabe señalar que, tanto para los análisis estáticos como dinámicos, se consideró que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia analizada proviene de aguas arriba del tramo analizado, específicamente de las unidades del Norte Grande. Por lo tanto, los límites precontingencia obtenidos son conservadores, ya que en la operación real parte de la reserva podría ser aportada por las unidades de la zona Centro-sur.

a.1) Caso A1: Escenario de inercia baja en zona centro-norte

Para este escenario se consideró el siguiente despacho de unidades sincrónicas en la zona centro-norte del SEN:

- En el Norte Grande: 8 unidades grandes en servicio ($P_{nom}>100$ MW), incluyendo la central de concentración solar CSP Cerro Dominador, correspondiente a la condición de inercia mínima de la zona recomendada en el Punto 0.
- En el Norte Chico: 2 unidades de central TER Guacolda en servicio a mínimo técnico.
- En la zona Centro: 2 ciclos combinados de la S/E San Luis en servicio.

En la Tabla 5.19 se detalla el despacho base considerado para las unidades sincrónicas del Norte Grande. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y, como se señaló anteriormente, los resultados del estudio no dependen de ellas.

Tabla 5.19 Despacho base de unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9
TER ANDINA U1	132.0	1135
TER ANGAMOS U1	224.4	1584
TER ANGAMOS U2	224.4	1584
TER COCHRANE U1	224.4	1274
TER COCHRANE U2	224.4	1274
TER NORGENER U1	106.4	704
TER NORGENER U2	106.4	704
TSOL CSP Cerro Dominador	110.0	437
TOTAL	1409	8916

Dado que en la operación real no se alcanzan transferencias muy altas por el tramo Los Changos – Cumbre en condiciones de baja inercia de la zona Norte Grande, en este escenario sólo se analiza el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

Tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV: Caso Base

En primer lugar, se determinó el límite por regulación de tensión de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que resultó ser el límite más restrictivo para este tramo en el ERST del año 2022. Para ello se consideró una transferencia de 1100 MW por la línea Los Changos – Parinas 500 kV, valor que excede con holgura las máximas transferencias que se han alcanzado por la línea Los Changos – Cumbre 500 kV en la operación real en escenarios con baja inercia en la zona Norte Grande, que son del orden de los 800 MW para el período de 12 meses septiembre 2022 a agosto 2023 (Ver Punto 4.2.7).

En segundo lugar, se realizó el análisis de estabilidad de tensión en régimen permanente, partiendo de la condición límite por regulación de tensión determinada anteriormente. Para ello se aumentó/disminuyó gradualmente la transferencia post contingencia por dicho tramo mediante el aumento/disminución de generación en el Norte Grande y la disminución/aumento de generación en la zona de Charrúa.

En la Figura 5.16 se muestran los resultados. En los gráficos de tensiones se presentan las tensiones en por unidad tomando como base las tensiones de servicio indicadas en el Punto 4.3.7 y se indica con una línea segmentada el límite de operación en Estado de Alerta.

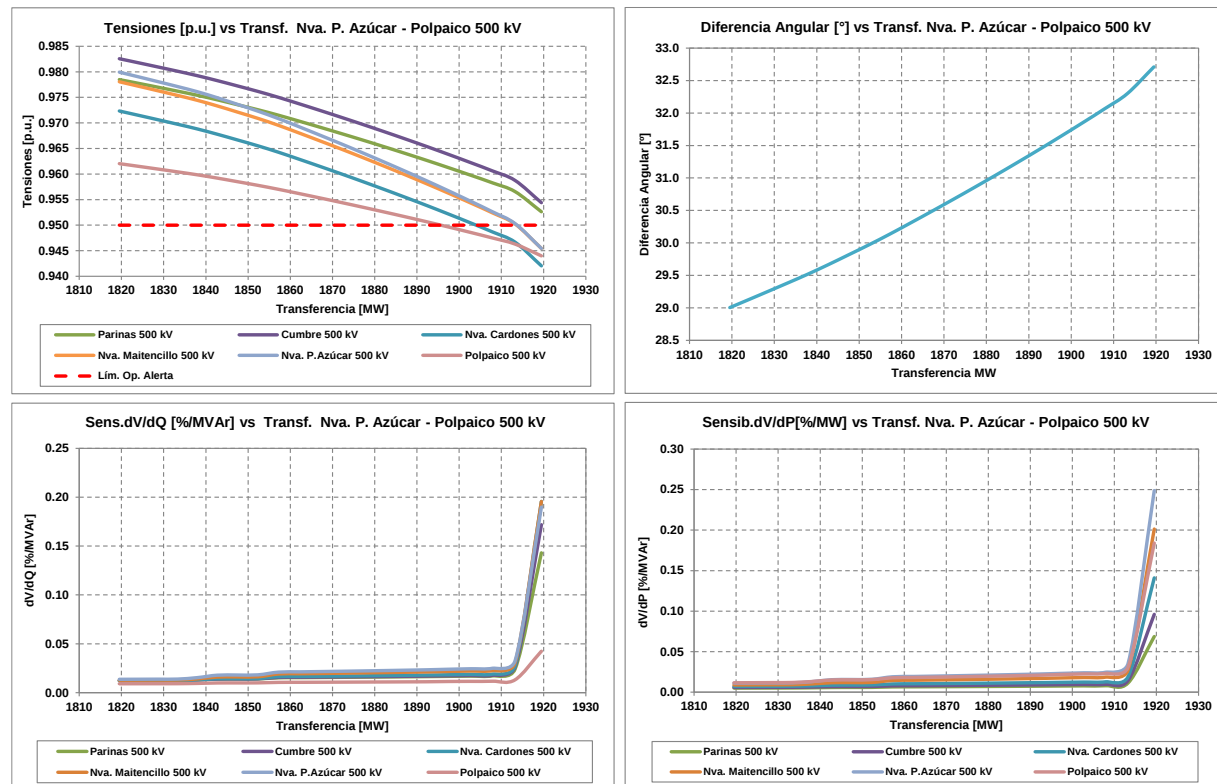


Figura 5.16 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A1. Falla de un circuito de línea.

A partir de los gráficos anteriores se obtienen las siguientes transferencias máximas postcontingencia por la línea, diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.20 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
A1	1895	1910	1919

Considerando que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades del Norte Grande, para el límite más restrictivo de la Tabla 5.20 se obtiene un límite precontingencia de 2045 MW.

Tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV en servicio.

En este caso se consideró el siguiente despacho para las unidades sincrónicas del Norte Grande, que corresponde aproximadamente a la inercia recomendada para dicha zona en el Punto 0 para operar con las transferencias máximas resultantes a través de los sistemas de 500 kV y 220 kV de la zona Norte Chico en este escenario de operación. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y los resultados del estudio no dependen de ellas.

Tabla 5.21 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande con STATCOM Maipo 220 kV.

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9
TER ANDINA U1	132.0	1135
TER ANGAMOS U1	224.4	1584
TER COCHRANE U1	224.4	1274
TER COCHRANE U2	224.4	1274
TER HORNITOS U1	132.0	1135
TER IEM U1	300.6	2413
TER NORGENER U1	106.4	704
TER NORGENER U2	106.4	704
TSOL CSP Cerro Dominador	110.0	437
TOTAL	1617	10880

Siguiendo la misma metodología aplicada para el Caso Base, se obtuvieron los resultados que se muestran en la Figura 5.17.

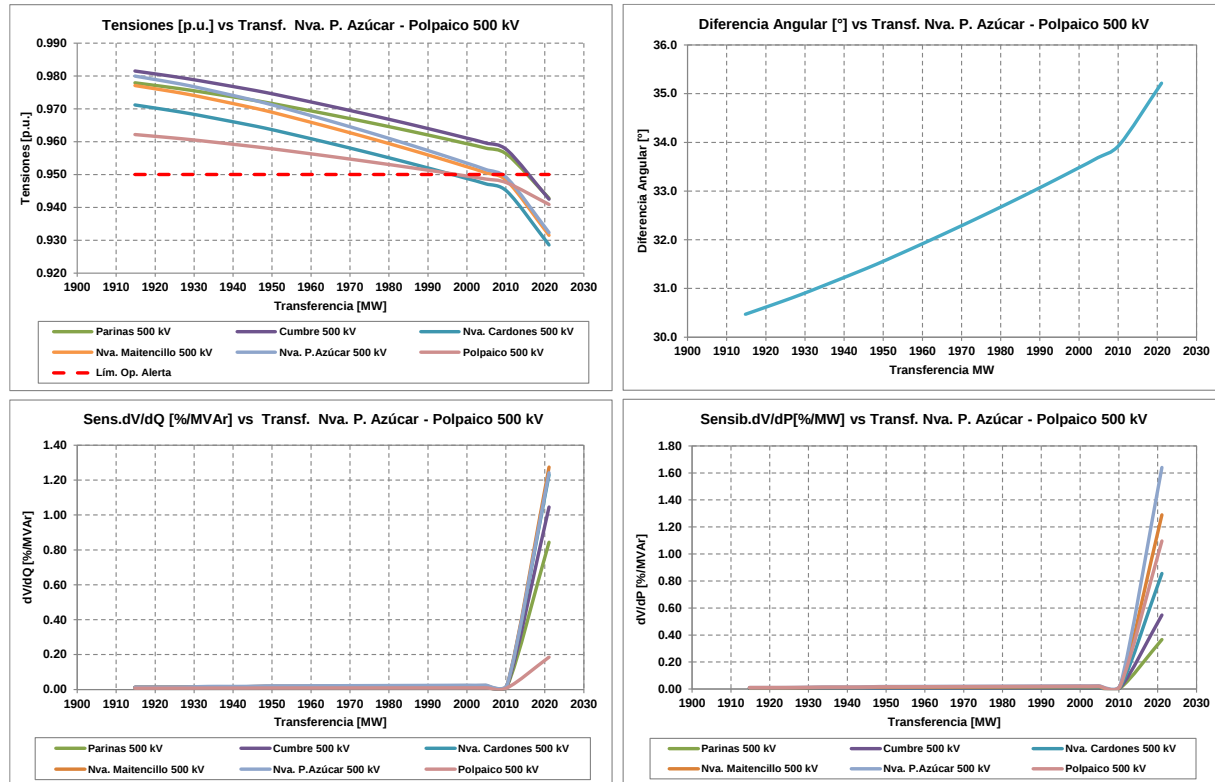


Figura 5.17 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A1s1: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV. Falla de un circuito de línea.

A partir de los gráficos anteriores se obtienen las siguientes transferencias máximas postcontingencia por la línea, diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.22 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1s1: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV.

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
A1s1	1997	2005	2021

Considerando que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades del Norte Grande, para el límite más restrictivo de la Tabla 5.22 se obtiene un límite precontingencia de 2145 MW.

Comparando estos resultados con los del Caso Base, se puede apreciar que con el nuevo STATCOM Maipo 220 kV aumenta en 100 MW el límite precontingencia del tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Además, se obtiene un aumento de 35 MW en la transferencia precontingencia por el sistema de 220 kV, medida en el extremo Nueva Los Pelambres del tramo Punta Sierra – Los Pelambres y en el extremo Nogales del tramo Los Vilos – Nogales.

Tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.

En este caso se consideró el siguiente despacho para las unidades sincrónicas del Norte Grande, que corresponde aproximadamente a la inercia mínima recomendada para dicha zona en el Punto 0 para el escenario de operación con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y los resultados del estudio no dependen de ellas.

Tabla 5.23 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	4.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	4.0	23
PMGD HP CAVANCHA U1	2.1	9
TER ANDINA U1	132.0	1135
TER ANGAMOS U1	224.4	1584
TER ANGAMOS U2	224.4	1584
TER COCHRANE U1	224.4	1274
TER COCHRANE U2	224.4	1274
TER HORNITOS U1	132.0	1135
TER NORGENER U1	106.4	704
TER NORGENER U2	106.4	704
TSOL CSP Cerro Dominador	110.0	437
TOTAL	1541	10051

En la Figura 5.18 se muestran los resultados del análisis de estabilidad de tensión considerando todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.

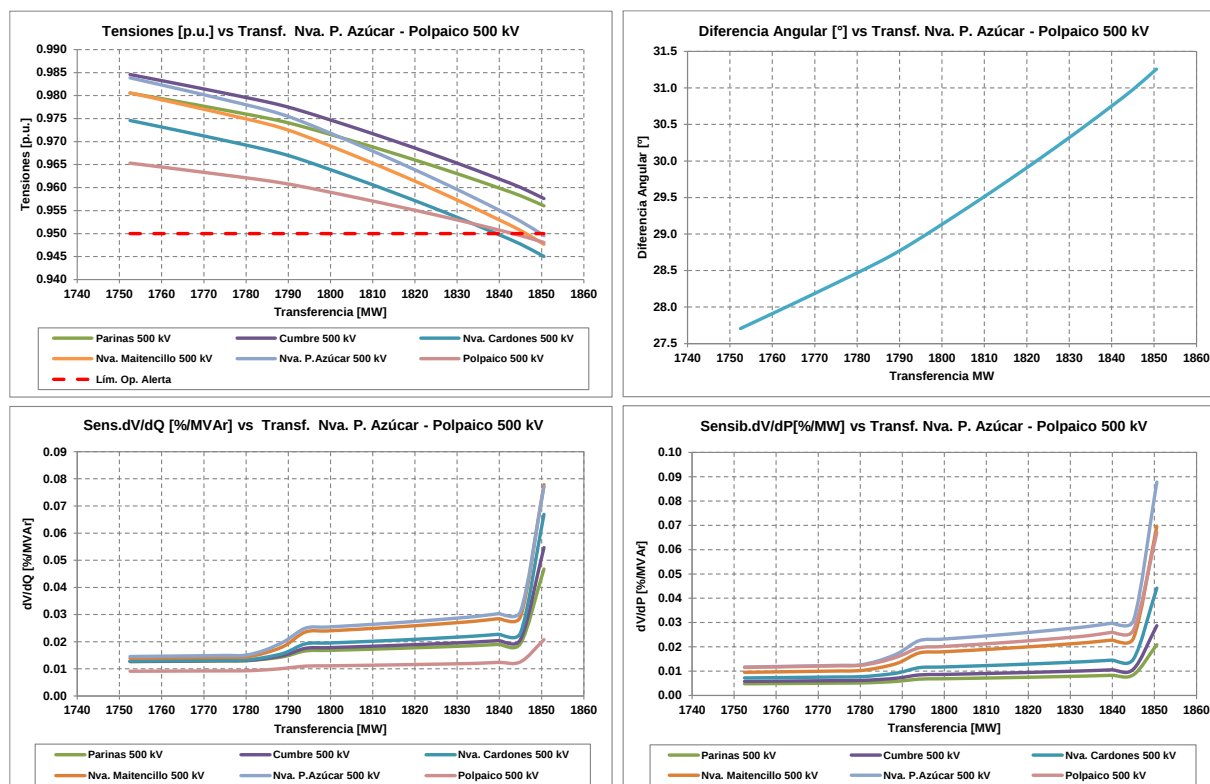


Figura 5.18 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A1s2: Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio. Falla de un circuito de línea.

A partir de los gráficos anteriores se obtienen las siguientes transferencias máximas postcontingencia por la línea, diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.24 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1s2: Sensibilidad con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
A1s2	1839	1840	1851

Considerando que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades del Norte Grande, para el límite más restrictivo de la Tabla 5.24 se obtiene un límite precontingencia de 1985 MW.

Comparando estos resultados con los del Caso Base, se puede apreciar que al dejar fuera de servicio las dos unidades de central TER Guacolda que se consideraron en dicho caso, se produce una reducción de 60 MW en el límite precontingencia. Además, hay una reducción de 7 MW en la transferencia

precontingencia por el sistema de 220 kV, medida en el extremo Nueva Los Pelambres del tramo Punta Sierra – Los Pelambres y en el extremo Nogales del tramo Los Vilos – Nogales.

Tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV: Sensibilidad con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.

En este caso se consideró el mismo despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande considerado para el Caso Base, dado que como resultado del análisis presentado en el Punto 0, para las transferencias máximas resultantes a través de los sistemas de 500 kV y 220 kV de la zona Norte Chico en este escenario de operación, se recomienda operar con el mismo nivel mínimo de inercia determinado para el Caso Base.

En la Figura 5.19 se muestran los resultados del análisis de estabilidad de tensión.

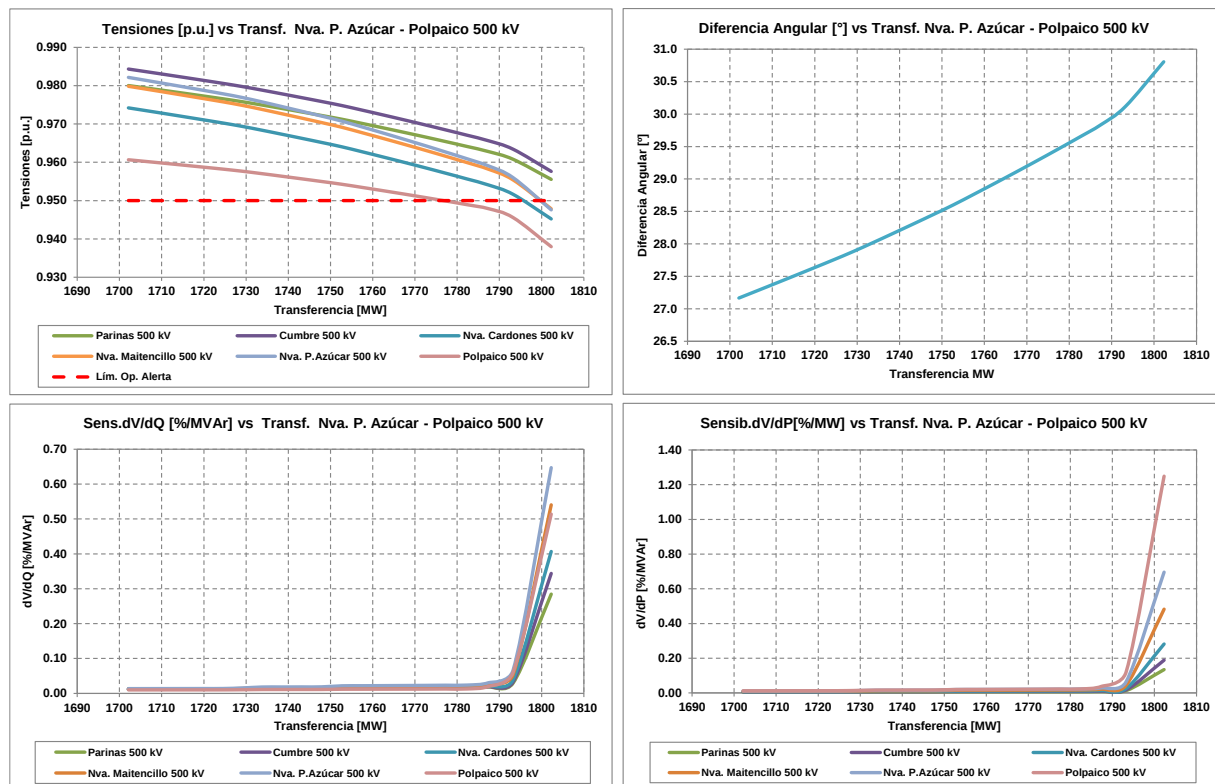


Figura 5.19 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A1s3: Sensibilidad con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio. Falla de un circuito de línea.

A partir de los gráficos anteriores se obtienen las siguientes transferencias máximas postcontingencia por la línea, diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.25 Transferencias Máximas Postcontingencia tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW]. Caso A1s3: Sensibilidad con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
A1s3	1777	1790	1802

Considerando que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades del Norte Grande, para el límite más restrictivo de la Tabla 5.25 se obtiene un límite precontingencia de 1915 MW.

Comparando estos resultados con los del Caso Base, se puede apreciar que al dejar fuera de servicio los dos ciclos combinados de la S/E San Luis que se consideraron en dicho caso, se produce una reducción de 130 MW en el límite precontingencia. Sin embargo, debe considerarse también que dicho cambio en el despacho produce un aumento en las transferencias precontingencia por el sistema de 220 kV, que en el caso analizado es de 24 MW.

En las tablas siguientes se presenta, para cada caso analizado, la generación por zona (Norte Grande, Norte Chico y Centro-sur) y tecnología (sincrónica, solar, eólica y PMGD), la inercia por zona y las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

Tabla 5.26 Generación por zona y tecnología. Casos A1.

Zona	Caso A1					Sens. A1s1					Sens. A1s2					Sens. A1s3				
	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]
Norte Grande	1409	2119	90	128	3745	1617	1925	90	116	3747	1541	2004	90	121	3755	1409	2119	90	128	3745
Norte Chico	84	1500	705	306	2596	84	1362	1012	278	2736	8	1417	780	289	2495	84	1500	595	306	2486
Centro-sur	2565	325	507	2357	5754	2565	312	507	2240	5623	2608	328	507	2374	5818	2651	328	507	2374	5860
Total	4058	3944	1302	2790	12094	4266	3599	1609	2634	12107	4157	3749	1377	2785	12068	4143	3947	1193	2808	12091

Tabla 5.27 Inercia por zona. Casos A1.

Zona	Caso A1 [GVAs]	Sens. A1s1 [GVAs]	Sens. A1s2 [GVAs]	Sens. A1s3 [GVAs]
Norte Grande	8.9	10.9	10.1	8.9
Norte Chico	1.8	1.8	0.0	1.8
Centro-sur	21.8	21.8	21.8	17.2
Total	32.5	34.5	31.9	27.9

Tabla 5.28 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos A1.

Tramo	Caso A1 [MW]	Sens. A1s1 [MW]	Sens. A1s2 [MW]	Sens. A1s3 [MW]
Kimal - Los Changos	720	651	695	720
Los Changos - Parinas	1101	1104	1102	1101
Parinas - Cumbre	1345	1442	1368	1310
Cumbre - Nueva Cardones	1733	1771	1723	1701
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1858	1864	1822	1823
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	2065	2129	2005	1994
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	2046	2149	1986	1917

a.2) Caso A2: Escenario de inercia media en zona centro-norte

En este escenario de inercia media en la zona centro-norte del SEN se consideran despachadas las siguientes unidades sincrónicas de dicha zona:

- En el Norte Grande: 10 unidades grandes en servicio ($P_{nom}>100$ MW).
- En el Norte Chico: 3 unidades de la central TER Guacolda en servicio, a mínimo técnico.
- En la zona Centro: 4 ciclos combinados en la S/E San Luis y TER Campiche U1.

En la Tabla 5.29 se detalla el despacho base considerado para las unidades sincrónicas de mayor tamaño de la zona Norte Grande. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y los resultados del estudio no dependen de ellas.

Tabla 5.29 Despachos de unidades sincrónicas del Norte Grande, Caso A2

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
TER ANDINA U1	70	1135
TER ANGAMOS U1	95	1584
TER ANGAMOS U2	94	1584
TER ATACAMA CC2-TG1	63	999
TER ATACAMA CC2-TV	46	990
TER COCHRANE U1	82	1274
TER COCHRANE U2	82	1274
TER NORGENER U1	55	704
TER NORGENER U2	55	704
TSOL CSP Cerro Dominador	110	437
TOTAL	751	10684

Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV (Caso A2 Base)

Mediante análisis prospectivos se ha determinado que el límite de transferencia más restrictivo para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV, en el escenario de inercia media en la zona centro-norte del SEN, queda determinado por la regulación de tensión en la barra de 500 kV de la S/E Polpaico para la condición de contingencia en uno de sus circuitos. El anterior límite fue determinado considerando una transferencia por la línea Parinas - Cumbre 2x500 kV de 1300 MW, valor que contempla una holgura entre 200 MW y 300 MW respecto de las máximas transferencias observadas en el actual tramo de 500 kV Los Changos – Cumbres, para condiciones de inercia media del Norte Grande en torno a los 11 GVA (Ver Punto 4.2.7).

A partir del límite determinado previamente por regulación de tensión se procede a efectuar el análisis de estabilidad de tensión en régimen permanente de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, que consiste en la determinación de la curva P-V y las sensibilidades dV/dQ y dV/dP en las principales barras del tramo de interés. Para obtener lo anterior, en función de las transferencias de potencia por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico se aumenta gradualmente la transferencia post contingencia por dicho tramo mediante el aumento de generación en el Norte Grande y la disminución de generación en la zona de Charrúa.

En la Figura 5.20 se muestran los principales resultados de tensiones, las sensibilidades dV/dQ y dV/dP y la diferencia angular de las tensiones en las barras de 500 kV de Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, en función de la potencia activa transferida por el circuito sano de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. En los gráficos de tensiones se presentan las tensiones en por unidad tomando como base las tensiones de servicio indicadas en el Punto 4.3.7 y se indica con una línea segmentada el límite de operación en Estado de Alerta.

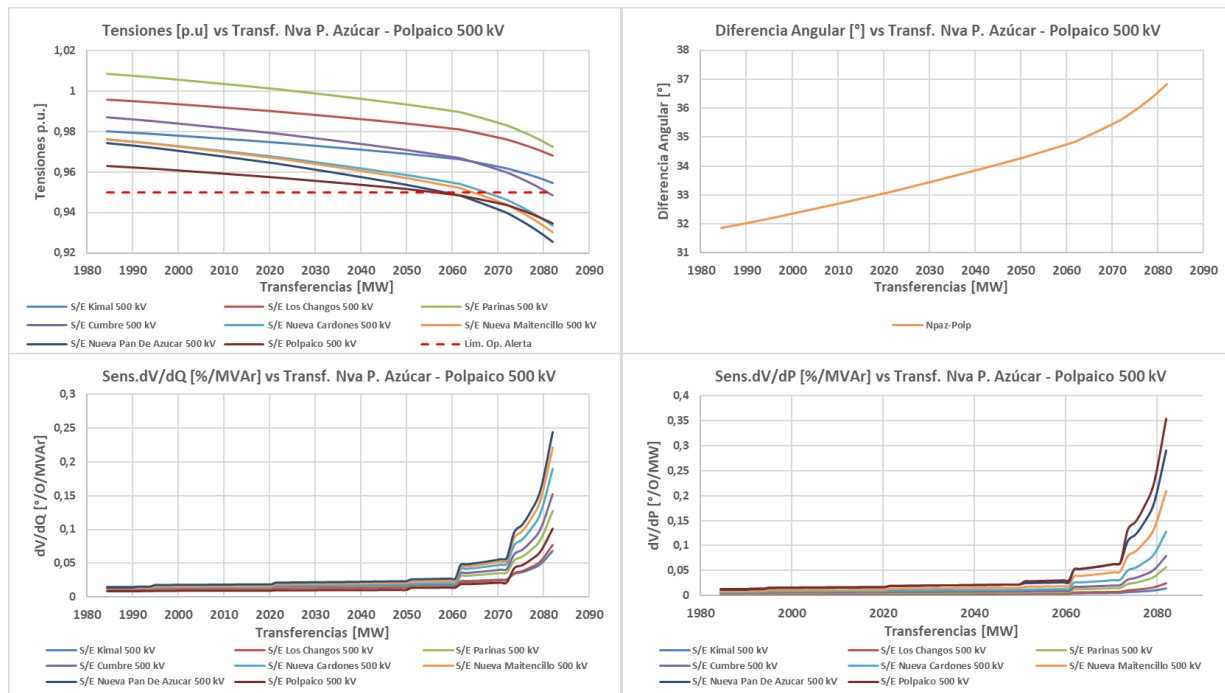


Figura 5.20 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A2. Falla de un circuito de línea

A partir de los gráficos anteriores, la Tabla 5.30 resume las transferencias máximas admisibles postcontingencia por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.30 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medidas en Nueva Pan de Azúcar. Caso A2

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
A2-Caso Base	2056	2072	2082

La Tabla 5.31 muestra la transferencia precontingencia correspondientes al límite más restrictivo de la Tabla 5.30. Como ya se indicó, estos límites precontingencia son conservadores, ya que suponen que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades del Norte Grande.

Tabla 5.31 Transferencia precontingencia de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medido en Nueva Pan de Azúcar, para límite postcontingencia más restrictivo. Caso A2.

Caso	Límite de transferencia precontingencia
	P [MW]
A2-Caso Base	2220

El límite de transferencia determinado en la tabla anterior corresponde a una transferencia de 2130 MW aproximadamente, medidos a la llegada de la subestación Polpaico.

En la Tabla 5.32 se presentan los niveles de generación ERV resultantes en la zona norte del SEN, desglosado por subzona y por tecnología.

Tabla 5.32 Generación ERV zona Norte del SEN. Caso A2.

Zona	Caso A2		
	Solar [MW]	Eólica [MW]	Total [MW]
Norte Grande	2544	382	2926
Atacama	1537	428	1965
Coquimbo	490	172	662
Total Zona Norte	4571	982	5553

Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV (Caso Sens A2s)

En este apartado se determina el límite de transferencia para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV considerando en servicio el STATCOM de 200 MVar en la subestación Maipo 220 kV. Este análisis se realiza manteniendo las mismas condiciones de operación consideradas en el escenario base del

Caso A2, en relación con el número de unidades despachadas en el Norte Grande y el Centro- Sur del SEN y manteniendo una transferencia en el tramo Parinas – Cumbre 500 kV en torno a los 1300 MW.

En este escenario se pudo determinar que el límite de transferencia más restrictivo para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV queda determinado por la regulación de tensión en la barra de 500 kV de la S/E Nueva Pan de Azúcar para la condición de contingencia en uno de sus circuitos.

A partir del límite determinado previamente por regulación de tensión se efectúa el análisis de estabilidad de tensión en régimen permanente de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, que consiste en la determinación de la curva P-V y las sensibilidades dV/dQ y dV/dP en las principales barras del tramo de interés. Para obtener lo anterior, en función de las transferencias de potencia por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico se aumenta gradualmente la transferencia post contingencia por dicho tramo mediante el aumento de generación en el Norte Grande y la disminución de generación en la zona de Charrúa.

En la Figura 5.21 se muestran los principales resultados de tensiones, las sensibilidades dV/dQ y dV/dP y la diferencia angular de las tensiones en las barras de 500 kV de Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, en función de la potencia activa transferida por el circuito sano de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. En el gráfico de tensiones se presentan las tensiones en por unidad tomando como base las tensiones de servicio indicadas en el Punto 4.3.7 y se indica con una línea segmentada el límite de operación en Estado de Alerta.

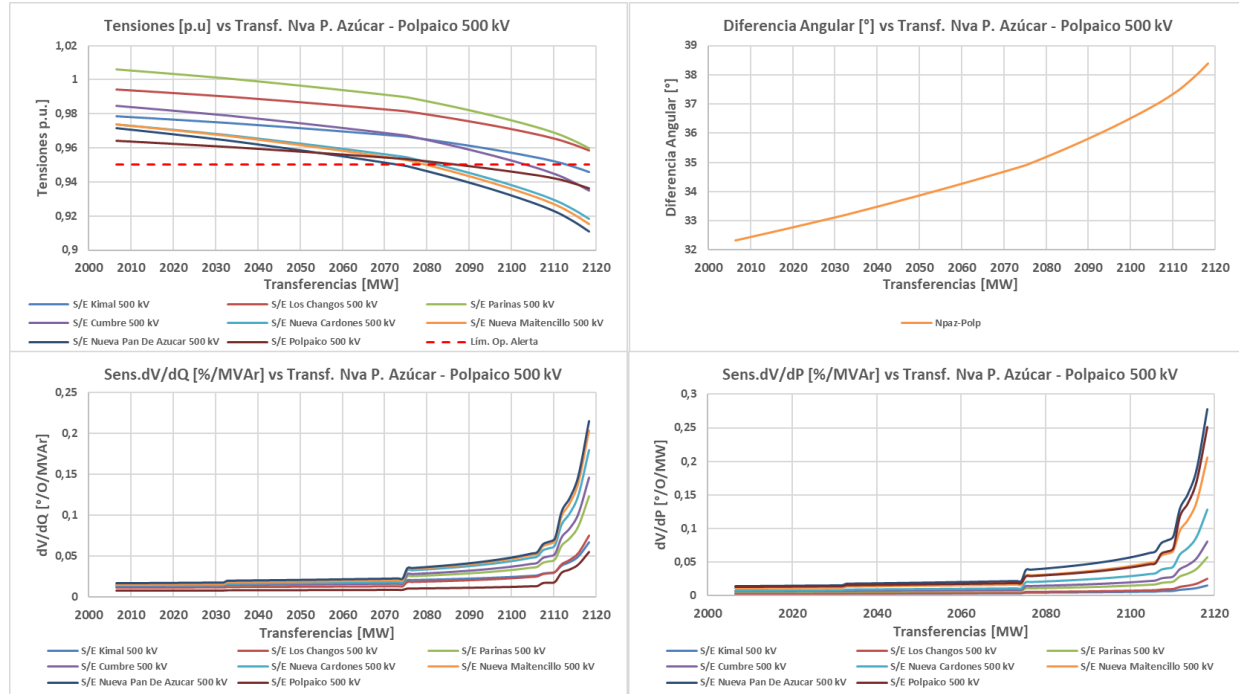


Figura 5.21 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso A2s: sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV. Falla de un circuito de línea

En base a lo mostrado en los gráficos anteriores, la Tabla 5.33 resume las transferencias máximas admisibles postcontingencia por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.33 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medidas en Nueva Pan de Azúcar. Caso A2s1: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
Caso A2s	2074	2112	2118

La Tabla 5.34 muestra la transferencia precontingencia correspondientes al límite más restrictivo de la Tabla 5.33. Es importante mencionar que, estos límites precontingencia son conservadores, ya que suponen que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades del Norte Grande.

Tabla 5.34 Transferencia precontingencia de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medido en Nueva Pan de Azúcar, para límite postcontingencia más restrictivo. Caso A2s1 Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV.

Caso	Límite de transferencia precontingencia
	P [MW]
Caso A2s	2240

El límite de transferencia determinado en la tabla anterior corresponde a una transferencia de 2150 MW aproximadamente, medidos a la llegada de la subestación Polpaico.

Línea Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV (Caso A2b)

El análisis del tramo de 500 kV Los Changos – Parinas – Cumbre se centra en encontrar el límite de transferencia de potencia que permite cumplir con los criterios establecidos en la NT de SyCS, tanto para condiciones normales de operación como en condiciones de contingencias simples, considerando la condición operativa más restrictiva en dicho tramo, lo que se describe a continuación.

Para efectos de determinar este límite de transferencia se considera que el caso más restrictivo se presenta cuando esta potencia máxima transferida es similar en ambos tramos: Los Changos – Parinas y Parinas – Cumbre, es decir, se asume que la generación de las centrales que se conectan a la subestación Parinas es nula. Asimismo, se considera que la transferencia de potencia por el tramo de 500 kV Pan de Azúcar – Polpaico es de 2220 MW, lo que equivale al límite de transmisión para dicho tramo determinado en capítulo anterior.

En la condición operativa descrita anteriormente, se ha determinado que el límite de transferencia para el tramo de 500 kV Los Changos – Parinas - Cumbre resultante es de 1770 MW, la que queda definida por estabilidad dinámica asociada al cumplimiento del factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, medida sobre la potencia activa transferida en las líneas de transmisión de la zona del Norte Chico, para la condición de contingencia de severidad 4 en la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x50 kV. El escenario de operación analizado considera el siguiente despacho de las unidades sincrónicas de mayor tamaño del Norte Grande, mostrado en la Tabla 5.35. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y los resultados del estudio no dependen de ellas.

Tabla 5.35 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande.

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
TER ANDINA U1	70	1135
TER ANGAMOS U1	129	1584
TER ANGAMOS U2	128	1584
TER ATACAMA CC2-TG1	63	999
TER ATACAMA CC2-TV	46	990
TER COCHRANE U1	132	1274
TER COCHRANE U2	132	1274
TER NORGENER U1	55	704
TER NORGENER U2	55	704
TSOL CSP Cerro Dominador	110	437
TOTAL	751	10684

La Figura 5.22 muestra las transferencias de potencia por las líneas de 500 kV Cumbre – Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico para la contingencia simulada en uno de los circuitos Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, para los casos de transferencias precontingencia en la línea Los Changos – Parinas 500 kV de 1770 MW (color azul) y 1780 MW (color rojo).

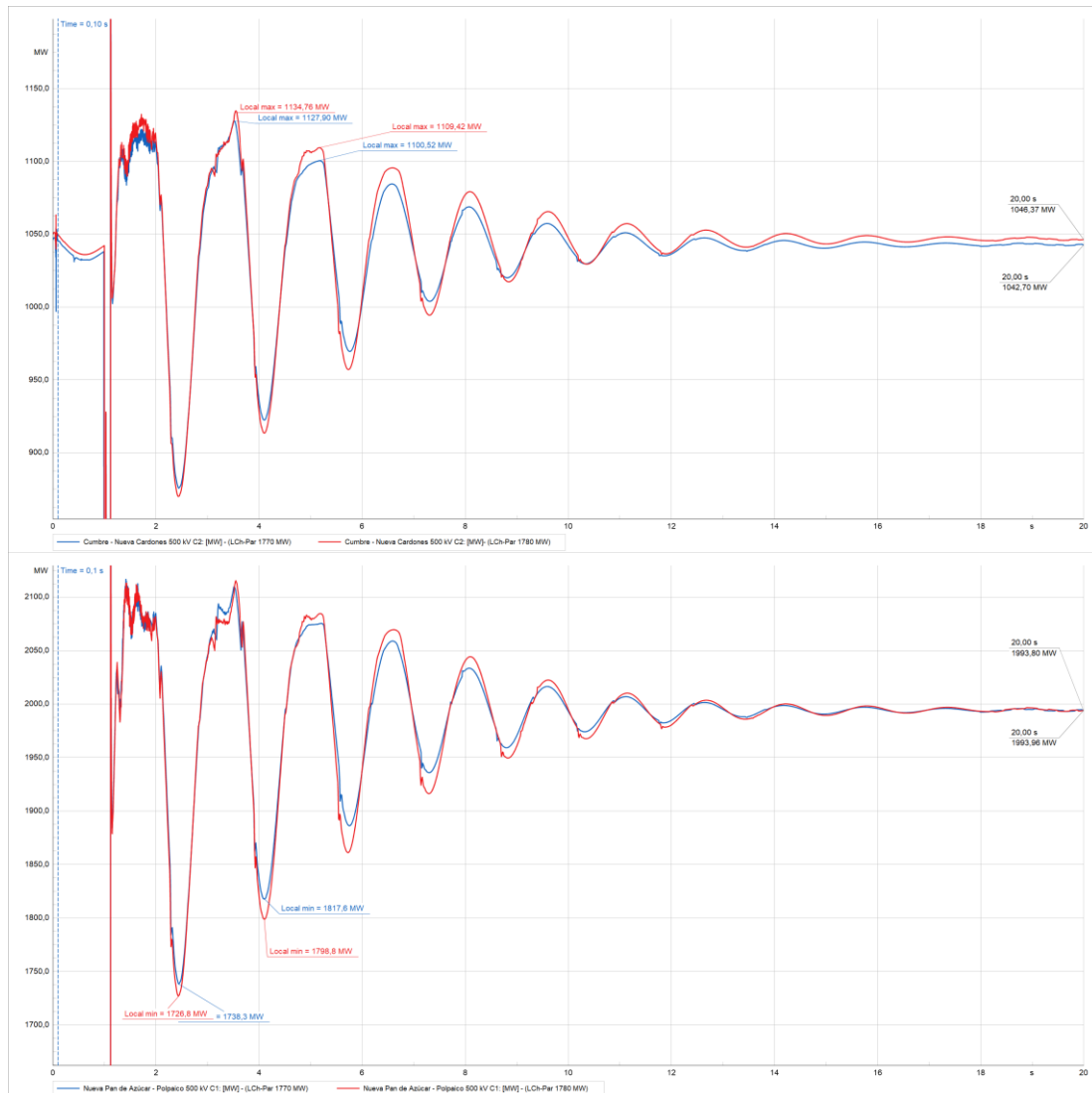


Figura 5.22 : Transferencias por líneas de 500 kV Cumbre – Nueva Cardones y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico, para falla de severidad 4 en línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico. Casos con transferencia pre-falla por Línea Los Chagos – Parinas 1770 MW y 1780 MW.

De los gráficos anteriores se calculan los factores de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, a partir de la potencia activa transferida en aquellas líneas de transmisión cercanas a la falla simulada que presentan mayor carga, los que son mostrados en la Tabla 5.36. Se aprecia que en el caso de transferencia de 1770 MW por la línea Los Chagos – Parinas se cumple con el criterio del amortiguamiento mínimo de 5% establecido en la NT de SyCS, no así en el caso de transferencias de 1780 MW, por el mismo tramo.

Tabla 5.36 Factores de amortiguamiento.

Caso	Contingencia Severidad 4	Tramo medido	Factor Amortiguamiento [%]
Los Changos – Parinas 500 kV: 1770 MW	Nva. Pan de Azúcar – Polpacio 500 kV	Nva. Pan de Azúcar – Polpacio 500 kV C1	5.95
		Cumbre – Nva. Cardones 500 kV C1	5.70
Los Changos – Parinas 500 kV: 1780 MW	Nva. Pan de Azúcar – Polpacio 500 kV	Nva. Pan de Azúcar – Polpacio 500 kV C1	4.99
		Cumbre – Nva. Cardones 500 kV C1	4.85

A partir del límite por estabilidad dinámica calculado anteriormente, se procedió a determinar los límites por regulación de tensión y estabilidad de tensión en régimen permanente, aumentando gradualmente la transferencia post contingencia por el tramo analizado mediante el aumento de generación en el Norte Grande y la disminución de generación en la zona de Charrúa. En la Figura 5.23 se muestran los resultados de estos análisis.

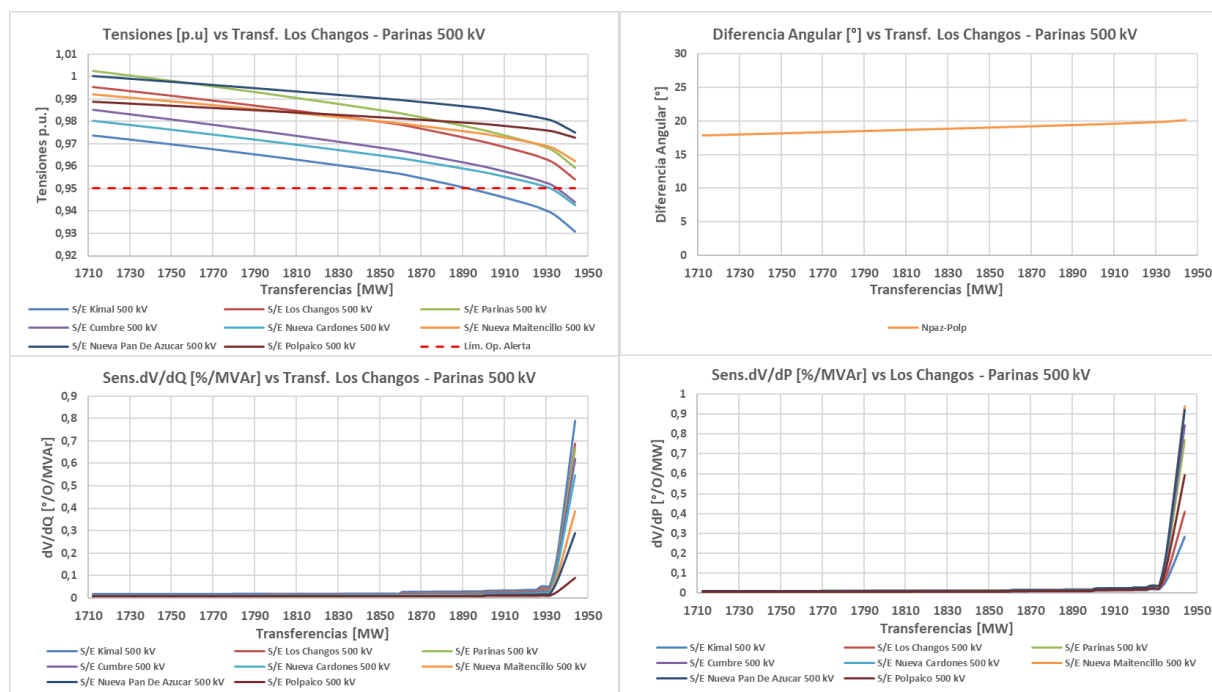


Figura 5.23 : Transferencias Los Changos – Cumbres Caso A2. Falla de un circuito de línea

La Tabla 5.37 resume las transferencias postcontingencia máximas admisibles para las líneas de 500 kV del tramo Los Changos – Parinas – Cumbre, obtenidas a partir del análisis de estabilidad de tensión mostrado en la figura anterior, diferenciando las causas de la limitación.

Tabla 5.37 Transferencias Máximas Postcontingencia línea Los Changos – Parinas - Cumbre 500 kV [MW]. Caso A2

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
A2-Caso Base	1891	1932	1944

Por otra parte, La Tabla 5.38 muestra las transferencias precontingencia, para el límite más restrictivo obtenido del análisis de estabilidad de tensión (ver Tabla 5.37) y para el límite determinado por estabilidad dinámica asociado al cumplimiento del factor de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, de la cual se puede inferir que éste último es criterio es el que impone la mayor restricción de transferencia por el tramo de 500 kV Los Changos – Parinas – Cumbre. Es importante mencionar que, estos límites precontingencia son conservadores, ya que suponen que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades del Norte Grande.

Tabla 5.38 Transferencias precontingencia línea Los Changos - Parinas- Cumbre 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso A2

Caso	Límite de transferencia precontingencia (regulación de tensión) ⁽¹⁾	Límite de transferencia precontingencia (estabilidad dinámica) ⁽²⁾	Límite de transferencia más restrictivo precontingencia
	P [MW]	P [MW]	P [MW]
A2-Caso Base	1832	1770	1770

(1) Para contingencia en un circuito de la línea de 500 kV Los Changos – Parinas

(2) Para contingencia en un circuito de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico

En las tablas siguientes se presenta, para cada caso analizado, la generación por zona (Norte Grande, Norte Chico y Centro-sur) y tecnología (sincrónica, solar, eólica y PMGD), la inercia por zona y las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

Tabla 5.39 Generación por zona y tecnología. Casos A2.

Zona	Caso A2 Base					Sens. A2s					Caso. A2b				
	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]
Norte Grande	829	2388	382	156	3755	825	2388	382	156	3751	1000	2483	846	162	4491
Norte Chico	129	1688	600	340	2757	129	1716	600	342	2788	129	1454	153	322	2058
Centro-sur	2829	366	507	1982	5684	2832	366	507	1957	5662	2863	366	507	1982	5718
Total	3787	4442	1489	2478	12196	3787	4470	1489	2455	12201	3992	4303	1506	2466	12267

Tabla 5.40 Inercia por zona. Casos A2.

Zona	Caso A2 Base [GVAs]	Sens. A2s [GVAs]	Caso A2b [GVAs]
Norte Grande	11.0	11.0	11.0
Norte Chico	2.7	2.7	2.7
Centro-sur	29.3	29.3	29.3
Total	43.0	43.0	43.0

Tabla 5.41 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos A2.

Tramo	Caso A2 Base [MW]	Sens. A2s [MW]	Caso. A2b [MW]
Kimal - Los Changos	777	775	1156
Los Changos - Parinas	1066	1062	1770
Parinas - Cumbre	1299	1297	1767
Cumbre - Nueva Cardones	1766	1776	2079
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1957	1976	2146
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	2210	2231	2303
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	2220	2240	2226

b) Caso B: Falla de un circuito de las líneas Los Changos – Parinas 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencias Sur → Norte

Se analizaron las transferencias máximas admisibles por las líneas Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el sentido Sur → Norte. Además, se verificó la inercia mínima requerida en la zona Centro en escenarios de demandas bajas.

Los escenarios analizados corresponden a los casos B1 y B2, el primero de ellos corresponden a un escenario de demanda media (alrededor de 9000 MW de generación bruta total del SEN) en él se analizarán los límites máximos de transferencias y el segundo a un escenario de demanda baja (alrededor de 8300 MW de generación bruta total del SEN), con transferencias altas donde se verifica la inercia de la zona centro. Ambos casos presentan una baja generación ERV en la zona Norte del SEN, equivalente únicamente a generación eólica.

Cabe señalar que, tanto para los análisis estáticos como dinámicos, se consideró que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia analizada proviene del de la zona Sur. Por lo tanto, los límites precontingencia obtenidos son conservadores, ya que en la operación real parte de la reserva podría ser aportada por las unidades de la zona Centro-sur.

b.1) Caso B1: Escenario de demanda media – Determinación límites de transmisión

En este caso, se analizaron las transferencias máximas admisibles por las líneas Los Changos – Parinas - Cumbres 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el sentido Sur → Norte. Para ambos tramos la contingencia más crítica que define su limitación corresponde a la falla de un circuito del mismo tramo.

Para este análisis se han considerado condiciones similares a las consideradas en el estudio del año pasado, las cuales se describen a continuación:

- Un escenario de demanda media de noche (alrededor de 9000 MW de generación bruta total del SEN).
- Tanto los reactores de 175 MVar de las SS/EE Los Changos y Nueva Cardones 500 kV, como los reactores de 150 MVar de la S/E Parinas se encuentran desconectados, ya que ello permite alcanzar mayores transferencias por los tramos analizados respetando los límites de tensión admisibles en Estado Normal y Estado de Alerta.
- Los bancos de CCEE ubicados en los terciarios de los transformadores 220/110 kV del Norte Chico, así como el banco de CCEE de 75 MVar conectado a las barras de 220 kV de S/E Pan de Azúcar, se encuentran conectados.
- Una baja generación de ERV en la zona norte del SEN y que al tratarse de un escenario de noche corresponde solo eólico. Todos los parques eólicos se consideran aportando potencia

reactiva nula o muy baja, tomando en cuenta que la NTSyCS, en su artículo 3-9, no les exige capacidad de entrega u absorción de reactivos para un nivel de potencia activa menor que 20% de su potencia nominal.

- En el Norte Grande un despacho de las dos unidades de la central TER Angamos, la unidad TER Cochrane U1 y la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV más otras unidades de menor tamaño, lo que equivale a aproximadamente 8.16 GVAs de inercia en la zona.
- En el Norte Chico se considera un despacho de 2 unidades de la central TER Guacolda.
- Finalmente, y para aumentar las transferencias en las líneas de interés, en la zona de la quinta región se despacharon a plena carga las unidades de las centrales TER Nehuenco, TER Nehuenco II, TER San Isidro, TER San Isidro II. Adicionalmente, en la región Metropolitana se consideró despachar las unidades de la central Nueva Renca con el fin de no sobrepasar los límites establecidos en el análisis de la Zona Sur.

En la Tabla 5.42 se detalla el despacho base considerado para las unidades sincrónicas de mayor tamaño de la zona Norte Grande.

Tabla 5.42 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande caso B1.

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	3.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	5.3	23
PMGD HP CAVANCHA U1	0.8	9
TER ANGAMOS U1	80.0	1584
TER ANGAMOS U2	80.0	1584
TER COCHRANE U1	60.0	1274
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	357.4	3065
TSOL CSP Cerro Dominador	31.0	437
TOTAL	664	8164

Además, se debe considerar que, a partir del análisis en la zona Norte (Ver Sección 0), ante un escenario de transferencias altas a través del sistema de 500 kV comprendido entre las SS/EE Los Changos y Polpaico y una inercia en el la zona Norte Grande de 8.16 GVAs, contando con dos unidades de la central TER Guacolda, la falla de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV cumple con los estándares

de recuperación dinámica indicados en la NTSyCS. Así mismo, al repetir mismo ejercicio, sin la consideración de las unidades de la central TER Guacolda en servicio, se verifica que para esta nueva condición y manteniendo la inercia en el Norte Grande, no se cumplen con los estándares de recuperación dinámica. Luego, la superación de la falla de severidad 5 se logra una vez alcanzado los 8.87 GVAs, equivalentes a la incorporación una unidad TER Cochrane U2.

Se debe mencionar que, al igual que en el análisis de la zona de Norte Grande (Ver Sección 0), se han establecido una transferencia de 1800 MW por la línea Los Changos – Parinas 500 kV, el cual representa un valor que excede con holgura las máximas transferencias que se han alcanzado por la línea Los Changos – Cumbre 500 kV en la operación real en escenarios con baja inercia en la zona Norte Grande, que son del orden de los 1500 MW para el período de 12 meses septiembre 2022 a agosto 2023 (Ver Punto 4.2.7).

Línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV

A partir de las condiciones descritas, se determinan los límites por estabilidad de tensión. Para ello se aumentó gradualmente la transferencia postcontingencia por el tramo analizado mediante la disminución de la generación en el Norte Grande y el aumento de generación en la zona de Charrúa. En la Figura 5.24 se muestran los principales resultados de tensiones, las sensibilidades dV/dQ y dV/dP y la diferencia angular de las tensiones en las barras de 500 kV de Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, en función de la potencia activa transferida por el circuito sano de la línea. En los gráficos de tensiones se presentan las tensiones en por unidad tomando como base las tensiones de servicio y se indica con una línea segmentada el límite de operación en Estado de Alerta.

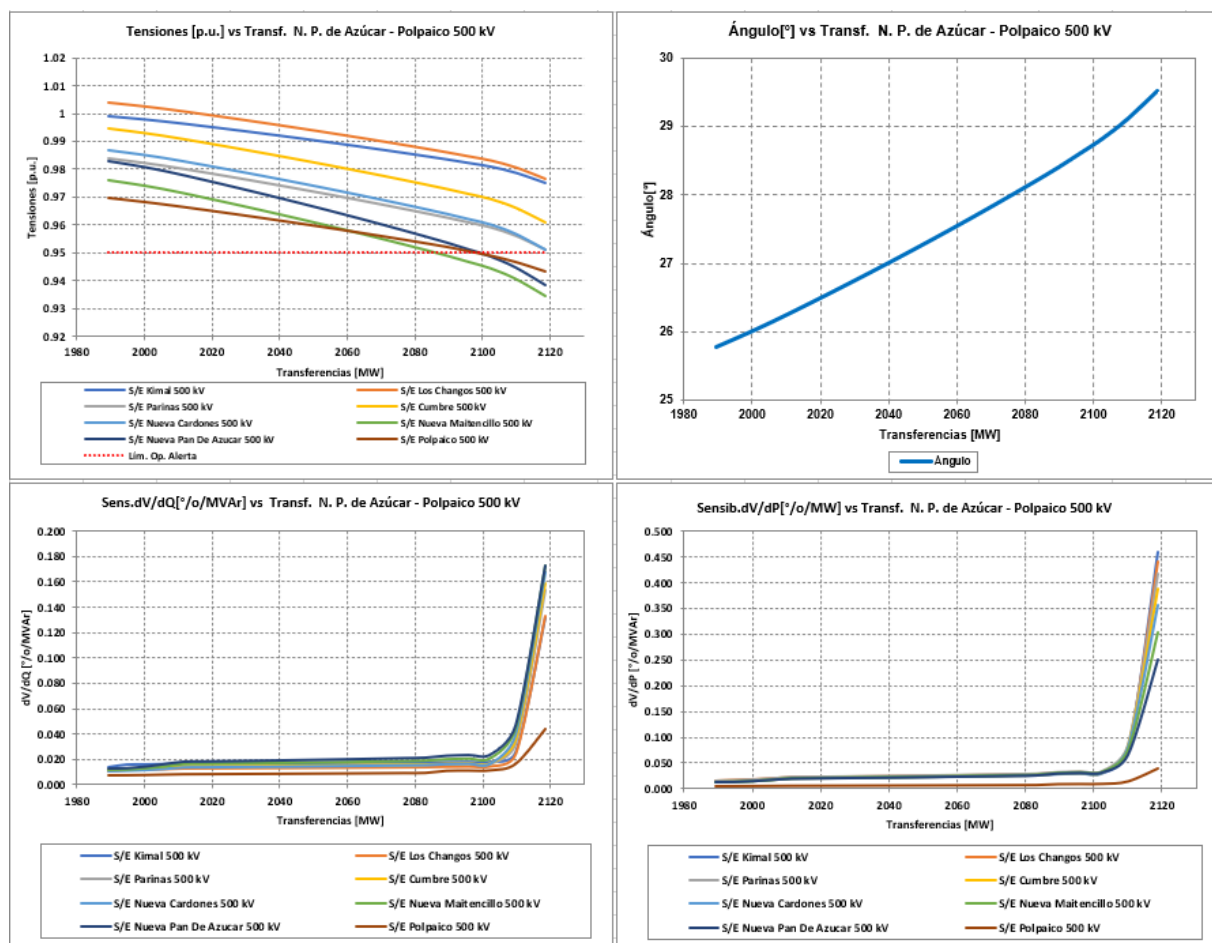


Figura 5.24 : Transferencias Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV Caso B1. Falla de un circuito de línea

A partir de los gráficos anteriores, se presentan en la Tabla 5.43 el resumen de las transferencias máximas admisibles postcontingencia por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.43 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW], medidas en Polpaico. Caso B1

Caso	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
B1-Caso Base	2083	2110	2118

A partir de la Tabla 5.43, se señala que el límite postcontingencia más restrictivo corresponde al establecido por regulación de tensión, sin embargo, se debe considerar los límites establecidos por los TT/CC en el extremo Polpaico, el cual corresponde a 2078 MVA postcontingencia. Luego, en la Tabla

5.44 se señalan los límites de transferencia precontingencia en consideración el límite más restrictivo obtenido del análisis de estabilidad de tensión y para el límite determinado por los TT/CC del extremo Polpaico.

Tabla 5.44 Transferencias precontingencia línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso B1

Caso	Límite de transferencia precontingencia (regulación de tensión) ⁽¹⁾	Límite de transferencia precontingencia (TT/CC) ⁽²⁾	Límite de transferencia más restrictivo precontingencia
	P [MW]	P [MW]	P [MW]
B1-Caso Base	2238	2220	2220

(1) Para contingencia en un circuito de la línea de 500 kV Nueva Pan de Azúcar – Polpaico

(2) Límite TT/CC postcontingencia de 2078 MVA.

Línea Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV

El mismo ejercicio es repetido para el análisis del tramo de la línea Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV. Para ello se considera que el caso más restrictivo se presenta cuando la potencia máxima transferida es similar en ambos tramos, es decir, se asume que la generación de las centrales que se conectan a la subestación Parinas es nula. Asimismo, se considera que la transferencia de potencia por el tramo de 500 kV Pan de Azúcar – Polpaico es de 2220 MW, lo que equivale al límite de transmisión para dicho tramo determinado en el análisis del capítulo anterior.

Luego, en la Figura 5.25 se muestran los resultados del análisis de estabilidad de tensión realizado. En los gráficos de tensiones se presentan las tensiones en por unidad tomando como base las tensiones de servicio y se indica con una línea segmentada el límite de operación en Estado de Alerta.

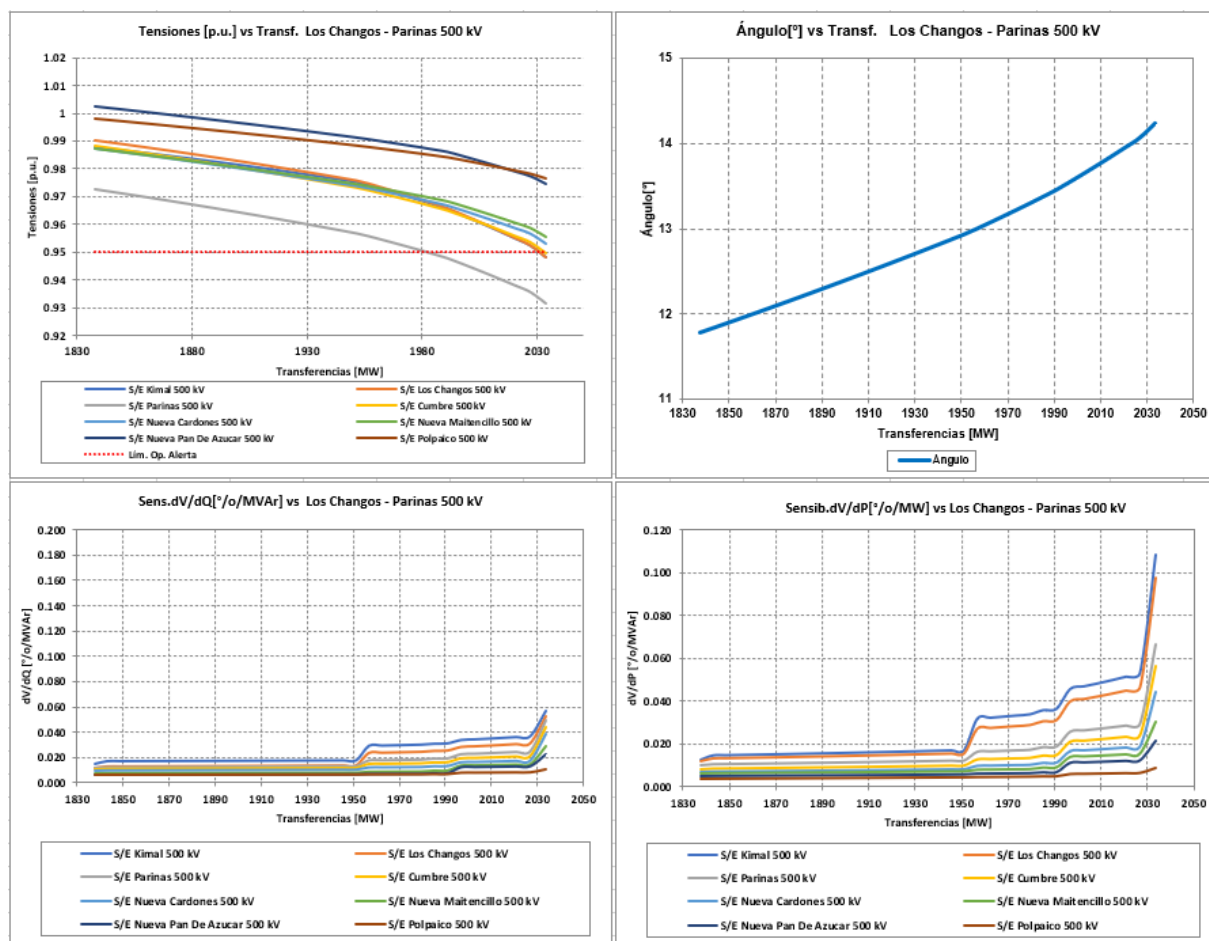


Figura 5.25 Transferencias Los Changos – Parinas Caso B1. Falla de un circuito de línea.

A partir de los gráficos anteriores, se presentan en la Tabla 5.45 las transferencias máximas admisibles postcontingencia en el tramo estudiado, diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.45 Transferencias Máximas Postcontingencia la línea Los Changos – Parinas - Cumbre [MW], medidas en Parinas. Caso B1

	Transferencias Máximas Post-contingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Pto. Crítico Estabilidad
B1-Caso Base	1985	2027	2034

A partir de la tabla anterior, se determina que el límite más restrictivo corresponde al establecido por regulación de tensión, el cual a su vez establece un límite precontingencia de 1938 MW (ver Tabla 5.46).

Sin embargo, cabe señalar que, a medida que aumenta la transferencia (Sobre los 1800 MW establecido inicialmente) en el sistema de 500kV, es necesario disponer de más unidades sincrónicas en el Norte Grande que proporcionen la inercia suficiente para superar la falla de severidad 5 simulada para el

análisis según los estándares de la norma. Además, y en consideración que la demanda de la zona (2624 MW, cercana a la máxima registrada) no varía significativamente, la inclusión de generación sincrónica a medida que aumenta la transferencia es en desmedro de la generación eólica considerada inicialmente en la zona, siendo este último un elemento esencial para el control de tensión (entrega de potencia reactiva) de la zona, en especial, en la subárea sur del Norte Grande, brindándole al SVC Domeyko el margen suficiente para responder ante contingencia. Es por esto por lo que, una vez lograda cierta transferencia, esta no puede seguir aumentando tanto por la generación eólica a reducir, como por la unidad sincrónica adicional a despachar.

Considerando lo anterior, con la finalidad de aumentar las transferencias en el tramo analizado, cumpliendo a su vez con la recuperación dinámica establecida en la norma, es que a partir del despacho inicial de Norte Grande (ver Tabla 5.42), se incorporan unidades sincrónicas alcanzando una inercia de 9.6 GVAs en la zona, lo que corresponden a incorporación de 2 unidades de la central TER Norgener. A partir de este nuevo despacho del Norte Grande, un aumento de la inercia implica una reducción significativa de la generación eólica de la zona, y junto con ello, las implicancias señaladas en el párrafo anterior. Si bien las unidades de la central TER NORGENER fueron utilizadas para estos análisis, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y los resultados del estudio no dependen de ellas.

A partir del nuevo despacho establecido en la zona Norte Grande, se realizaron simulaciones considerando dos niveles de transferencias, de 1930 MW y 1940 MW, los cuales se encuentran en las vecindades del límite precontingencia por regulación de tensión (ver Tabla 5.46). Los resultados se presentan en la Figura 5.26, mostrando que a partir de un aumento en las transferencias por sobre 1930 MW, no se cumplen con los estándares de recuperación dinámica de tensión, estableciendo así, un límite precontingencia aún más restrictivo que el considerado por regulación de tensión.

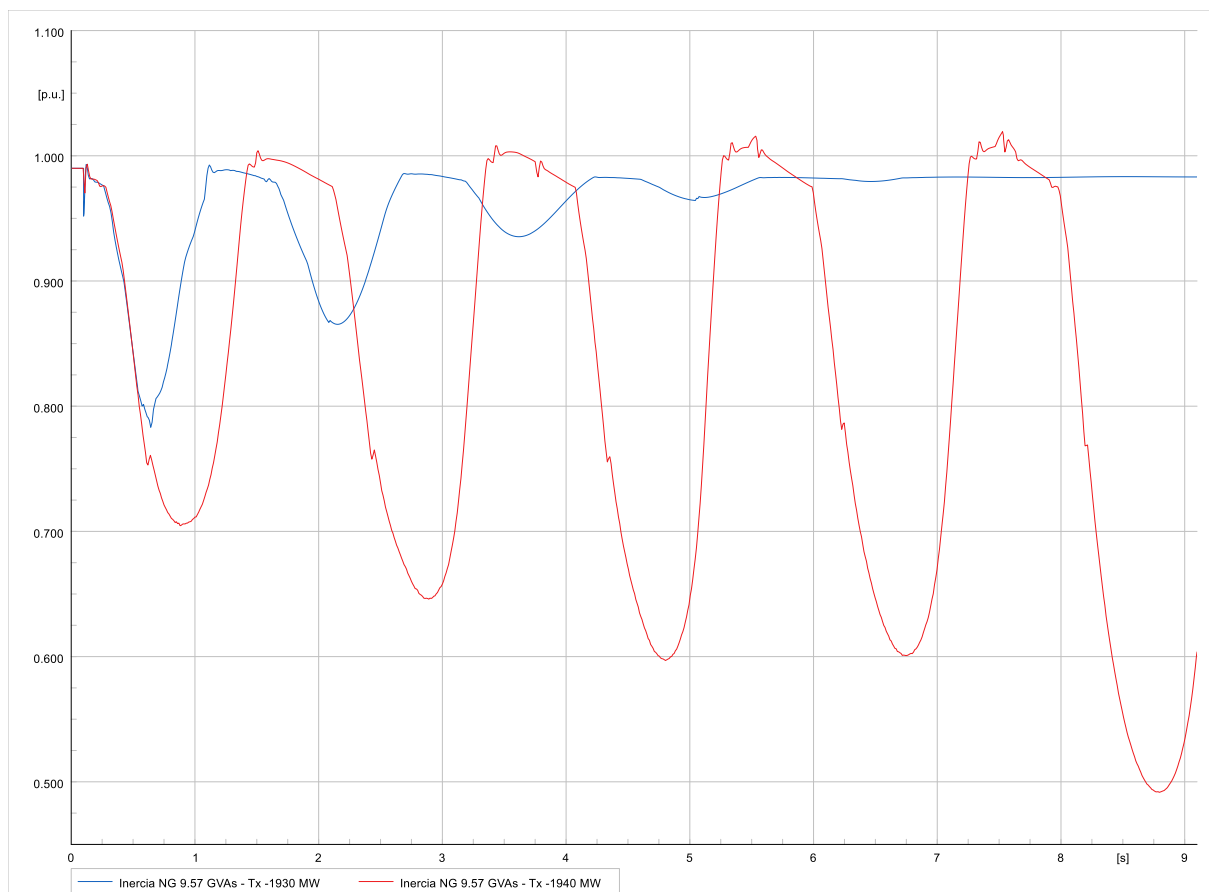


Figura 5.26 Tensión en barra Domeyko 220 kV ante una falla de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV. Casos con transferencia pre-falla por Línea Los Changos – Parinas 1930 MW y 1940 MW.

Finalmente, en la Tabla 5.46 se presentan las transferencias precontingencia correspondientes a los límites más restrictivos. Hay que mencionar que, para determinar el límite precontingencia se consideró que toda la reserva de potencia activa para cubrir el aumento de pérdidas producto de la contingencia proviene de las unidades de la zona de Charrúa. Por lo tanto, este límite es conservador, ya que en la operación real parte de la reserva será aportada por las unidades del resto del sistema.

Tabla 5.46 Transferencias precontingencia línea Los Changos - Parinas- Cumbre 500 kV [MW] para límite postcontingencia más restrictivo. Caso B1

Caso	Límite de transferencia precontingencia (regulación de tensión) ⁽¹⁾	Límite de transferencia precontingencia (estabilidad transitoria) ⁽²⁾	Límite de transferencia más restrictivo precontingencia
	P [MW]	P [MW]	P [MW]
B1-Caso Base	1938	1930	1930

(1) Para contingencia en un circuito de la línea de 500 kV Los Changos – Parinas.

(2) Para contingencia de severidad 5, correspondiente a la salida intempestiva de unidad TER Tocopilla U16.

Cabe señalar que el límite de transmisión de la línea Los Changos – Parinas 500 kV es sensible al número de unidades sincrónicas en servicio en el Norte Grande, especialmente de las centrales que inyectan su energía en las SS/EE Los Changos y Kapatur. Por su parte, el límite de transmisión de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV es sensible al número de unidades sincrónicas en servicio en la zona centro, especialmente de los ciclos combinados, la central HE Rapel y las unidades TER Campiche U1 y TER Nueva Ventanas U1. Por lo tanto, en la medida que existan más o menos unidades en servicio en dichas zonas, los límites podrían verse modificados.

En las tablas siguientes se presenta, para el Caso B1, la generación por zona (Norte Grande, Norte Chico y Centro-sur) y tecnología (sincrónica, solar, eólica y PMGD), la inercia por zona y las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

Tabla 5.47 Generación por zona y tipo. Casos B1.

Zona	Caso B1					Caso. B1 (Inercia 9.6 GVA NG) ⁽¹⁾				
	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]
Norte Grande	663	-	213	-	876	768	-	44	-	812
Norte Chico	85	-	200	-	285	85	-	369	-	454
Centro-sur	7050	-	865	-	7914	7028	-	865	-	7893
Total	7797	0	1278	0	9075	7880	0	1278	0	9158

Tabla 5.48 Inercia por zona. Casos B1.

Zona	Caso B1 [GVAs]	Caso. B1 (Inercia 9.6 GVA NG) ⁽¹⁾ [GVAs]
Norte Grande	8.2	9.6
Norte Chico	1.8	1.8
Centro-sur	39.6	41.4
Total	49.57	50.98

Tabla 5.49 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos B1.

Tramo	Caso B1 [MW]	Caso. B1 (Inercia 9.6 GVA NG) ⁽¹⁾ [MW]
Kimal - Los Changos	892	954
Los Changos - Parinas	1801	1929
Parinas - Cumbre	1826	1962
Cumbre - Nueva Cardones	1810	1938
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1909	2020
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	2041	2089
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	2219	2219

⁽¹⁾ El Caso B1 (Inercia 9.6 GVA NG), corresponde al caso donde se simularon las verificaciones dinámicas estableciendo el límite por estabilidad transitoria de la línea Los Changos – Parinas 500kV.

b.2) Caso B2: Escenario de demanda baja – Verificación inercia mínima zona centro

Para este caso, se considera un escenario de demanda baja en el cual se disminuye el despacho de unidades hidráulicas de embalse en el sur, e inicialmente no considerando unidades de relevancia en la zona centro, es decir, cuatro unidades de las centrales ubicadas en las SS/EE San Luis, Nueva Ventana, Nueva Renca y Rapel.

Se consideraron los mismos flujos para el cálculo de inercia mínima del Norte Grande (6.1 GVAs) según lo presentado en la operación real, los que corresponden a 1500 MW para el tramo Los Changos – Parinas 500 kV y de 1700 MW para el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV.

En la Tabla 5.50 se detalla el despacho base considerado para las unidades sincrónicas de mayor tamaño de la zona Norte Grande. Si bien las unidades de la central TER NORGENER se incluyen en esta tabla, ya que fueron utilizadas para los análisis de este estudio, estas instalaciones ya fueron retiradas de servicio y los resultados del estudio no dependen de ellas.

Tabla 5.50 Despacho de unidades sincrónicas del Norte Grande caso B2.

Unidad	Despacho [MW]	Inercia [MVAs]
GEO CERRO PABELLON U1	15.0	45
GEO CERRO PABELLON U2	18.0	45
GEO CERRO PABELLON U3	13.0	75
HP CHAPIQUIÑA U1	3.0	23
HP CHAPIQUIÑA U2	5.3	23
PMGD HP CAVANCHA U1	0.8	9
TER ANGAMOS U1	80.0	1584
TER NORGENER U1	55.0	704
TER TOCOPILLA U16-TG-TV	357.4	3065
TSOL CSP Cerro Dominador	31.0	437
TOTAL	579	6010

Luego, al realizar la simulación dinámica de la contingencia de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV se observa inicialmente un incumplimiento de la recuperación dinámica de la tensión en toda la zona del Norte Grande, el cual es verificable en la barra de Domeyko 220 kV (Barra considerada en el análisis).

En primera instancia se incluye la unidad TER Nueva Ventanas U1, la cual no resulta suficiente. Luego, se incluye la unidad TER Campiche U1, logrando cumplir con la recuperación dinámica de la tensión exigida en la NTSyCS.

Finalmente, a partir de lo anterior, se simulan varias combinaciones de despacho de unidades de la zona centro, dando como resultado que lo mínimo requerido corresponden a un ciclo combinado de la S/E San Luis o dos unidades conectadas en la S/E Nueva Ventanas 220 kV para lograr cumplir con los estándares de recuperación dinámica, tal como se observa en la Figura 5.27.

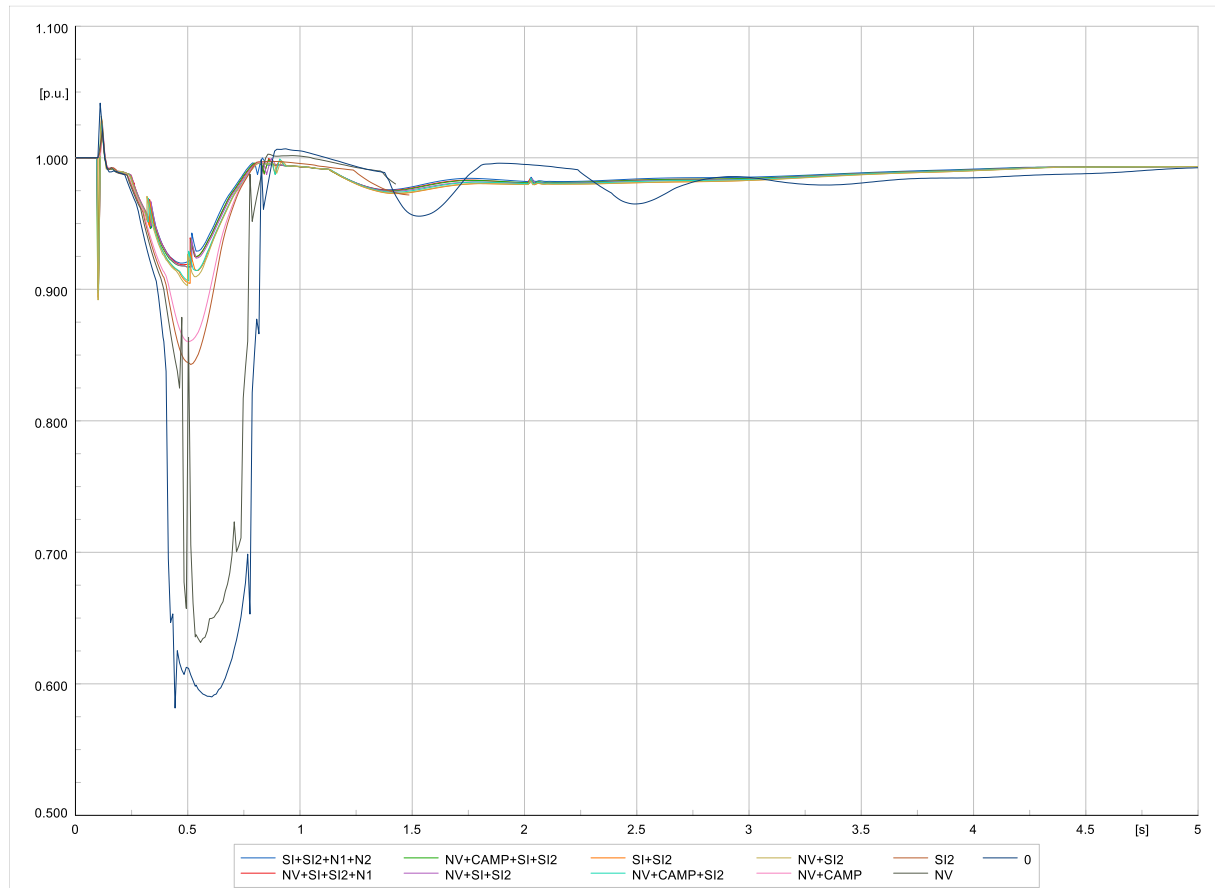


Figura 5.27 Tensión en barra Domeyko 220 kV ante una falla de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV en un escenario de demanda baja con poca o nula generación de relevancia desde el punto de vista del control de tensión en la zona centro.

En las tablas siguientes se presenta, se presenta para el caso B2, la generación por zona (Norte Grande, Norte Chico y Centro-sur) y tecnología (sincrónica, solar, eólica y PMGD), la inercia por zona y las transferencias por cada tramo del sistema de 500 kV de la Zona Norte.

Tabla 5.51 Generación por zona y tecnología. Casos B2.

Zona	Caso B2 ⁽¹⁾				
	Sinc. [MW]	Solar [MW]	Eólica [MW]	PMGD [MW]	Total [MW]
Norte Grande	597	-	528	-	1125
Norte Chico	93	-	595	-	688
Centro-sur	5743	-	983	-	6726
Total	6433	0	2106	0	8539

Tabla 5.52 Inercia por zona. Casos B2.

Zona	Caso B2 ⁽¹⁾ [GVAs]
Norte Grande	6.1
Norte Chico	1.8
Centro-sur	28.9
Total	36.8

Tabla 5.53 Transferencias por sistema 500 kV Zona Norte. Casos B2.

Tramo	Caso B2 ⁽¹⁾ [MW]
Kimal - Los Changos	704
Los Changos - Parinas	1500
Parinas - Cumbre	1519
Cumbre - Nueva Cardones	1522
Nueva Cardones - Nueva Maitencillo	1607
Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar	1583
Nueva Pan de Azúcar - Polpaico	1699

⁽¹⁾ Corresponde al caso que cuenta con un ciclo combinado de San Luis despachado, siendo este cuya respuesta dinámica cumple con la recuperación dinámica, con excursiones de tensión más bajas.

5.3.3 Verificación Dinámica

Se verificó el comportamiento dinámico del SEN para una contingencia severidad 4 en las líneas de 500 kV Los Changos – Parinas – Cumbre y Pan de Azúcar – Polpaico, con transferencias en el sentido Norte → Sur (Caso A) y en el sentido Sur → Norte (Caso B). Para la contingencia en la línea Los Changos – Cumbre con transferencias Norte → Sur (Caso A2), se presentan los resultados para el nivel de transferencia límite que cumple los estándares de recuperación dinámica.

Tabla 5.54 Verificación Dinámica Casos A y B zona Norte Chico.

Elemento Fallado	Tipo Falla	Estabilidad		Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Amortiguamiento	Ángulo	$V_{min} \geq 0.7$ en 50ms	$V \geq 0.8$ en 1s	V en $\pm 10\%$ en 20s	
Caso A1: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Nva. Pan de Azúcar con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A1s1: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Nva. Pan de Azúcar con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A1s2: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Nva. Pan de Azúcar con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A1s3: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Nva. Pan de Azúcar con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A2: Línea Los Changos - Parinas 500 kV	2F-T extremo Los Changos con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A2-Base: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Nva. Pan de Azúcar con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A2-Sensibilidad: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Nva. Pan de Azúcar con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B1: Línea Los Changos - Parinas 500 kV	2F-T extremo Los Changos con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B1: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Polpaico con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B2: Línea Los Changos - Parinas 500 kV	2F-T extremo Los Changos con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B2: Línea Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV	2F-T extremo Polpaico con despeje en 120 ms	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Los resultados de las simulaciones dinámicas se encuentran en el Anexo 7.12. Los correspondientes a los Casos A1, A1s1, A1s2 y A1s3 se incluyen en la sección “Zona Norte Grande Caso B”.

5.3.4 Resumen Zona Norte Chico

Tabla 5.55. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 500 kV.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Capacidad Otros Equipos Serie [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión [MW]		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comp. Dinám.	Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Los Changos – Parinas 500 kV C1 y C2	Los Changos	Parinas	2613 (8)	2598	2598 (9)	CCSS Permanente 2x1585 Sobrecarga 15 min. 2140		Norte→Sur: Caso A2: Falla 1 circuito Changos-Parinas Sur→Norte: Caso B1: Falla 1 circuito Changos-Parinas	Norte→Sur: Caso A2: 1932 Sur→Norte: Caso B1: 2027	Norte→Sur: Caso A2: 1891 Sur→Norte: Caso B1: 1985	Norte→Sur: Caso A2: Cumple Sur→Norte: Caso B1: Cumple	Norte→Sur: Caso A2: Los Changos Sur→Norte: Caso B1: Parinas	Norte→Sur: Caso A2: 1770 (4) Sur→Norte: Caso B1: 1930 (6)	Norte→Sur: Caso A2: 1820 Sur→Norte: Caso B1: 1985	Norte→Sur: Caso A2: Amortiguamiento Sur→Norte: Caso B1: Recuperación dinámica de la tensión
Parinas – Cumbre 500 kV C1 y C2	Parinas	Cumbre	2613 (8)	2598 (9)	2598	CCSS Permanente 2x1585 Sobrecarga 15 min. 2140						Norte→Sur: Caso A2: Parinas Sur→Norte: Caso B1: Parinas	Norte→Sur: Caso A2: 1770 (5) Sur→Norte: Caso B1: 1930 (7)	Norte→Sur: Caso A2: 1820 Sur→Norte: Caso B1: 1985	Norte→Sur: Caso A2: Amortiguamiento Sur→Norte: Caso B1: Recuperación dinámica de la tensión
Cumbre – Nva. Cardones 500 kV C1 y C2	Cumbre	Nueva Cardones	2613	2598	2598	CCSS Permanente 2x1585 Sobrecarga 15 min. 2140						Ambos	-	2140 (2)	CCSS

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Capacidad Otros Equipos Serie [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión [MW]		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comp. Dinám.	Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Nva. Cardones – Nva.Maitencillo 500 kV C1 y C2	Nueva Cardones	Nueva Maitencillo	2356	2598	2598							Ambos	-	2356	Conductor
Nva. Maitencillo – Nva. Pan de Azúcar 500 kV C1 y C2	Nueva Maitencillo	Nueva Pan de Azúcar	2317	2598	2598		CCSS Permanente 2x1700 Sobrecarga 15 min. 2210					Nueva Pan de Azúcar	-	2210 (2)	CCSS
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C1 y C2	Nueva Pan de Azúcar	Polpaico	2356	2598	2078	CCSS	CCSS	Norte→Sur: Caso A1: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar-Polpaico	Norte→Sur: Caso A1: 1910	Norte→Sur: Caso A1: 1895	Norte→Sur: Caso A1: Cumple	Norte→Sur: Caso A1: Nva. Pan de Azúcar	Norte→Sur: Caso A1: 2045	Norte→Sur: Caso A1: 1895	Norte→Sur: Caso A1: Reg. Tensión
								Caso A1s1: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar-Polpaico	Caso A1s1: 2005	Caso A1s1: 1997	Caso A1s1: Cumple	Caso A1s1: Nva. Pan de Azúcar	Caso A1s1: 2145	Caso A1s1: 1997	Caso A1s1: Reg. Tensión
								Caso A1s2: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar-Polpaico	Caso A1s2: 1840	Caso A1s2: 1839	Caso A1s2: Cumple	Caso A1s2: Nva. Pan de Azúcar	Caso A1s2: 1985	Caso A1s2: 1839	Caso A1s2: Reg. Tensión
								Caso A1s3: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar-Polpaico	Caso A1s3: 1790	Caso A1s3: 1777	Caso A1s3: Cumple	Caso A1s3: Nva. Pan de Azúcar	Caso A1s3: 1915	Caso A1s3: 1777	Caso A1s3: Reg. Tensión
								Caso A2: Falla 1 circuito Nva.Pan de Azúcar-Polpaico	Caso A2: 2072	Caso A2: 2056	Caso A2: Cumple	Caso A2: Nva. Pan de Azúcar	Caso A2: 2220 (2130 en Polpaico) (3)	Caso A2: 2056	Caso A2: TTCC+factor de seguridad / Reg. Tensión (3)
								Caso A2s: Sobrecarga 15 min. 2210	Caso A2s: Sobrecarga 15 min. 2486				Caso A2s: Sobrecarga 15 min. 2210	Caso A2s: Sobrecarga 15 min. 2486	

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Capacidad Otros Equipos Serie [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión [MW]		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comp. Dinám.	Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
								Falla 1 circuito Nva. Pan de Azúcar- Polpaico	2112	2074	Cumple	Nva. Pan de Azúcar	2240 (2150 en Polpaico) (3)	2074	TTCC+factor de seguridad / Reg. Tensión (3)
								Sur→Norte: Caso B1: Falla 1 circuito Nva. Pan de Azúcar- Polpaico	Sur→Norte: Caso B1: 2110	Sur→Norte: Caso B1: 2083	Sur→Norte: Caso B1: Cumple	Sur→Norte: Caso B1: Polpaico	Sur→Norte: Caso B1: 2220	Sur→Norte: Caso B1: 2070	TTCC+factor de seguridad / Reg. Tensión (3)

- (1) Los valores de la columna “Post Contingencia” corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Por lo tanto, sólo se presentan valores para Operación Normal para los tramos críticos analizados en el Punto 5.3.2. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Se considera capacidad de sobrecarga de corta duración.
- (3) Cabe señalar que actualmente, sin las nuevas líneas Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV y Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV, en la operación real se considera un límite precontingencia de 2000 MVA medido en la S/E Polpaico, de manera de dejar un margen de seguridad respecto de la capacidad de sobrecarga permanente de los TTCC de esta subestación – 2078 MVA (Ver Minuta DAOP N°02/2021).
- (4) El límite pre-contingencia del tramo está dado por estabilidad dinámica asociado al cumplimiento del factor de amortiguamiento para la falla en uno de los circuitos de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. La transferencia post-contingencia es el resultante para la contingencia en uno de los circuitos de la línea Los Changos – Parinas 500 kV.
- (5) El límite para la línea Parinas – Cumbre 500 kV se considera similar al de la línea Los Changos – Parinas 500 kV, puesto que el escenario más conservador analizado considera que esta máxima transferencia circula por todo el tramo Los Changos – Parinas – Cumbre (no hay inyección de potencia en Parinas).
- (6) El límite pre-contingencia del tramo está dado por estabilidad transitoria asociado al cumplimiento del estándar de recuperación dinámica de la tensión ante una contingencia de severidad 5 de la unidad TER Tocopilla U16. La transferencia post-contingencia es el resultante para la contingencia en uno de los circuitos de la línea Los Changos – Parinas 500 kV.
- (7) El límite para la línea Parinas – Cumbre 500 kV en sentido Sur -> Norte, se considera igual al de la línea Los Changos – Parinas 500 kV, debiendo ser medido en el lado Parinas, puesto que el escenario más conservador analizado considera que esta máxima transferencia circula por todo el tramo Los Changos – Parinas – Cumbre (no hay inyección de potencia en Parinas).

- (8) Se considera la información de límites térmicos obtenida al inicio del estudio del sistema de Infotécnica para la línea Los Changos – Cumbre 500 kV, ya que actualmente no se encuentra disponible en dicha plataforma la información completa de límites térmicos para todos los subtramos de las líneas Los Changos – Parinas 500 kV y Parinas – Cumbre 500 kV.
- (9) Se consideran los valores de corriente nominal primaria de los TTCC indicados en los print outs de los relés de los paños correspondientes, ya que el dato “TAP seleccionado del primario” informado para estos TTCC en el sistema de Infotécnica no es consistente.
- Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web

En las figuras siguientes se resumen las restricciones determinadas para los tramos críticos del sistema de 500 kV para cada caso analizado, indicándose la condición de despacho de unidades generadoras considerada.

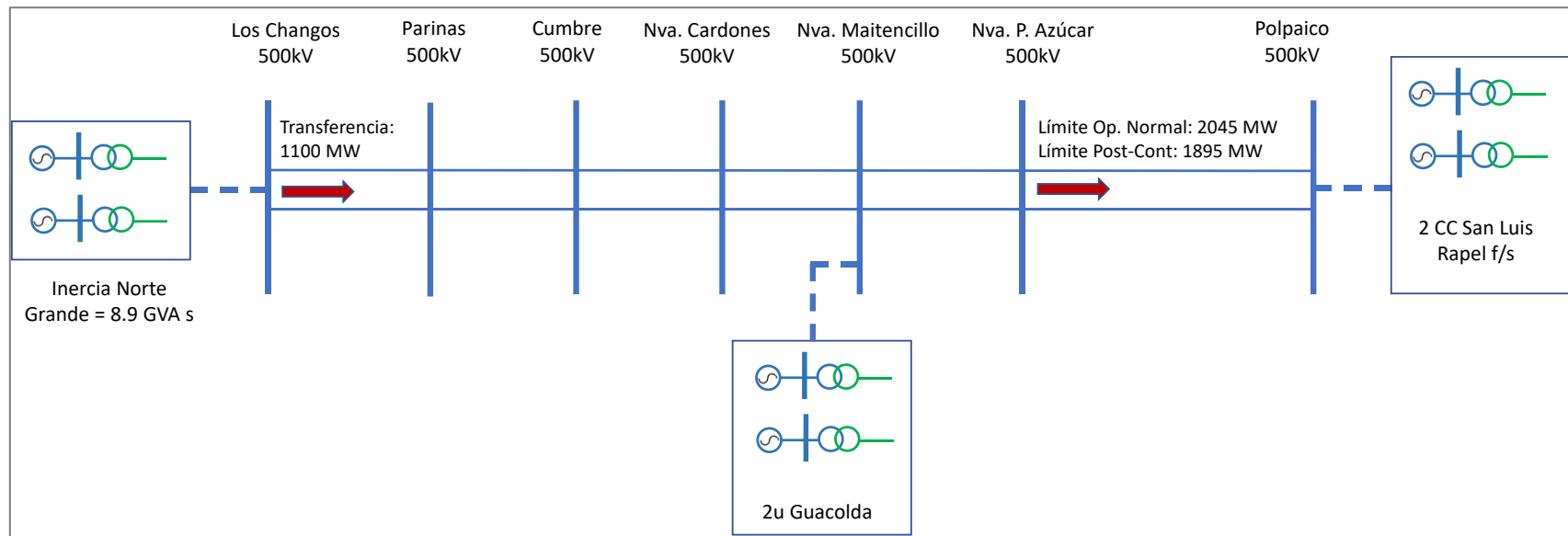


Figura 5.28 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1.

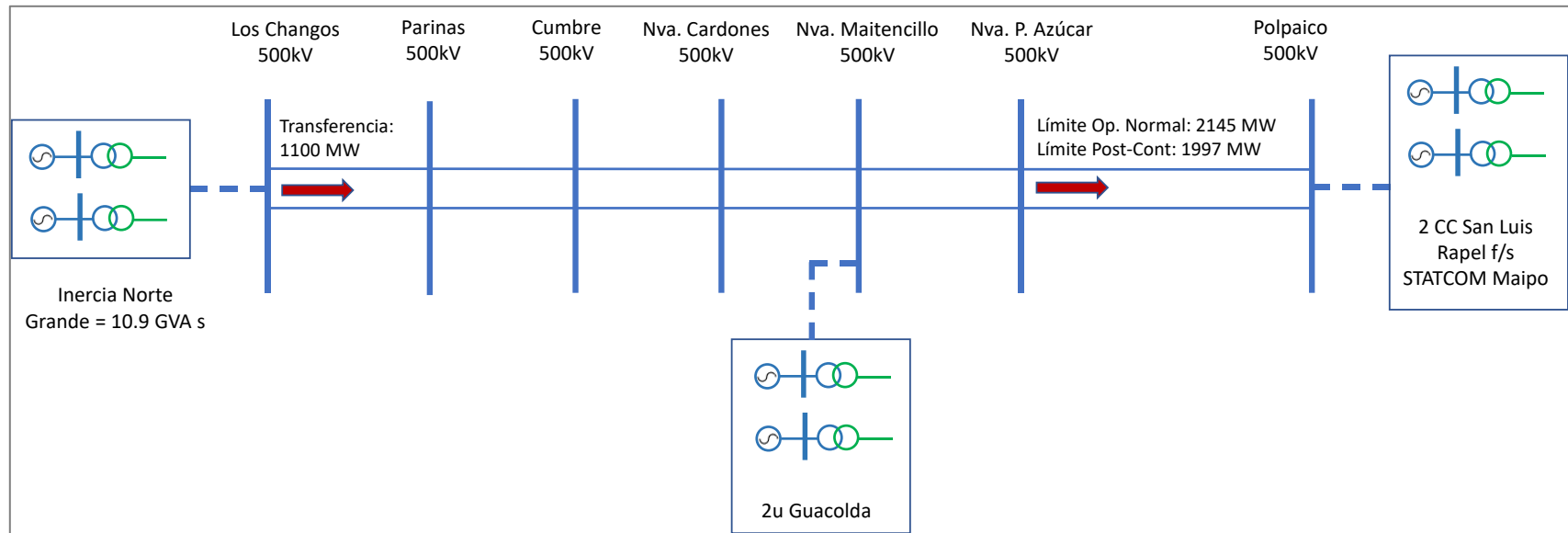


Figura 5.29 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s1: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV.

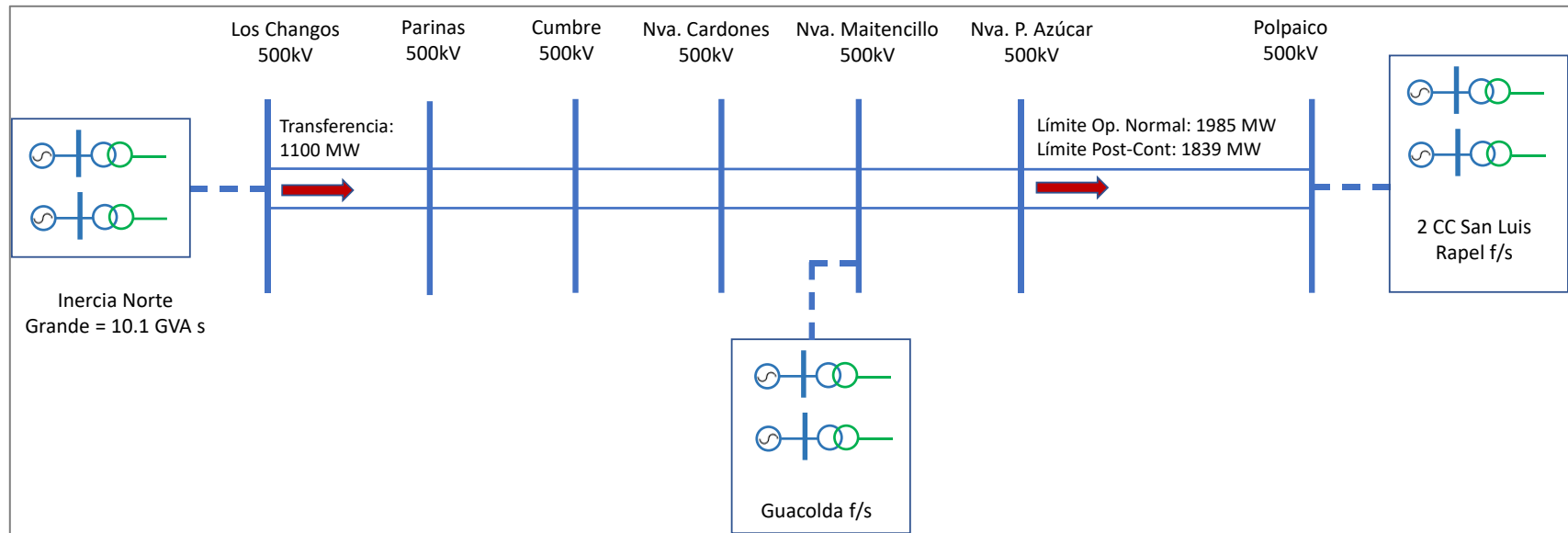


Figura 5.30 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s2: Sensibilidad con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.

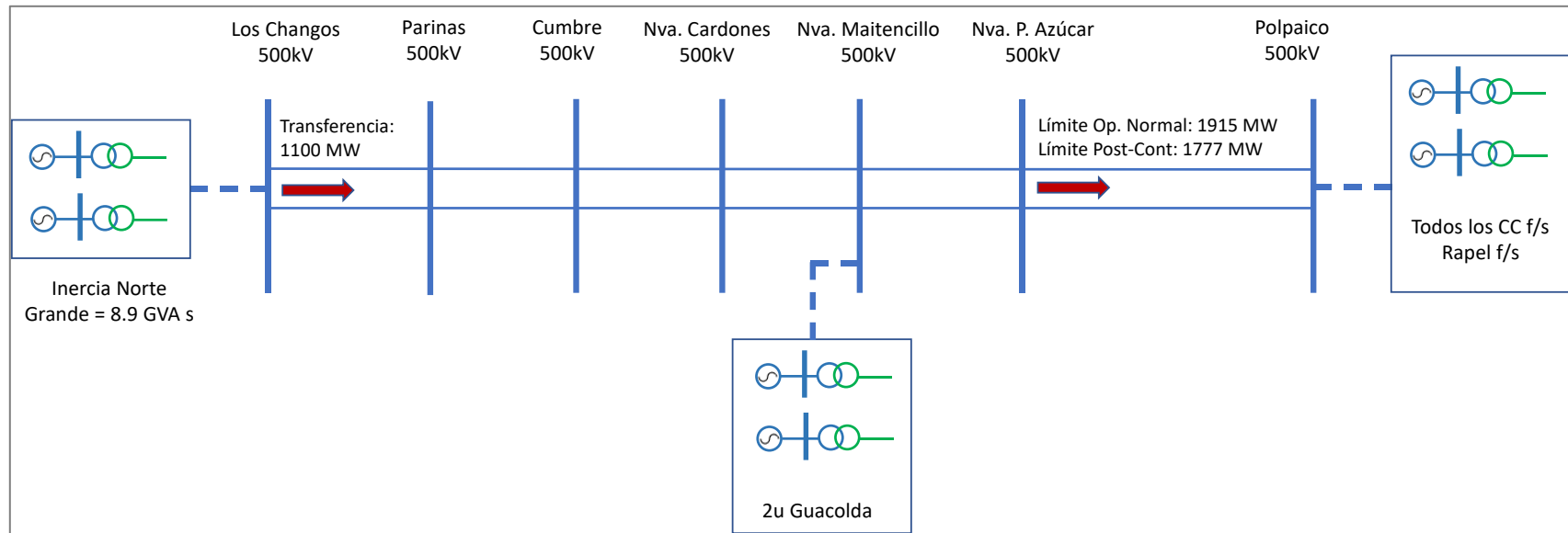


Figura 5.31 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A1s3: Sensibilidad con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.

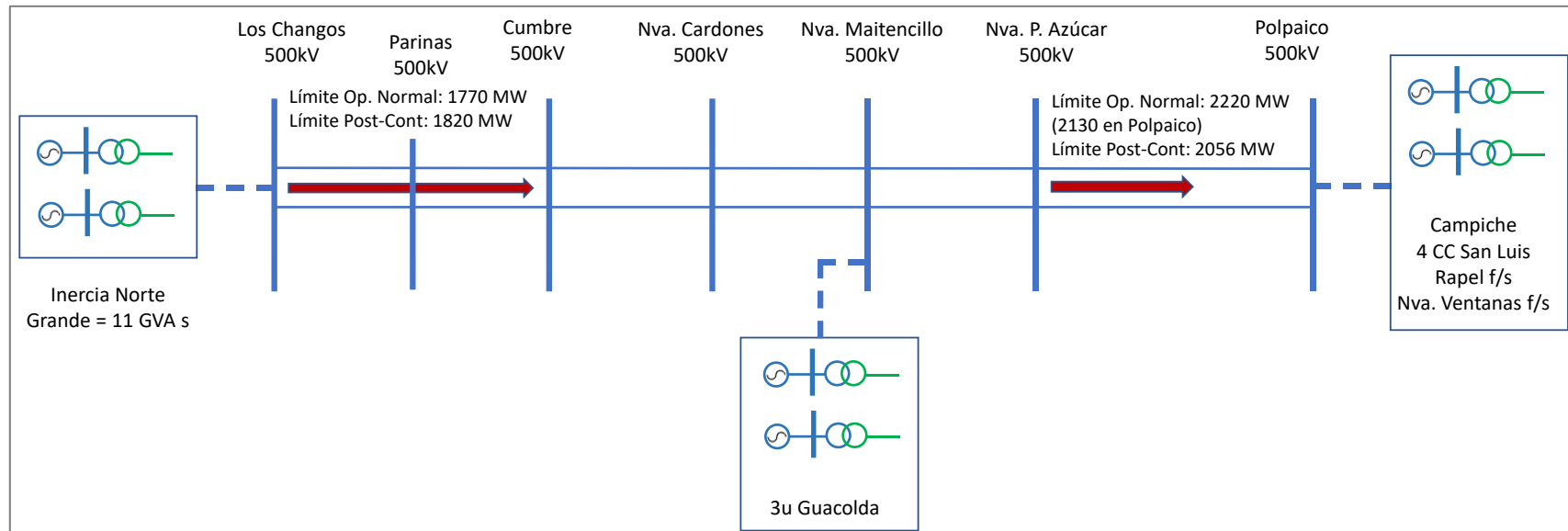


Figura 5.32 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A2.

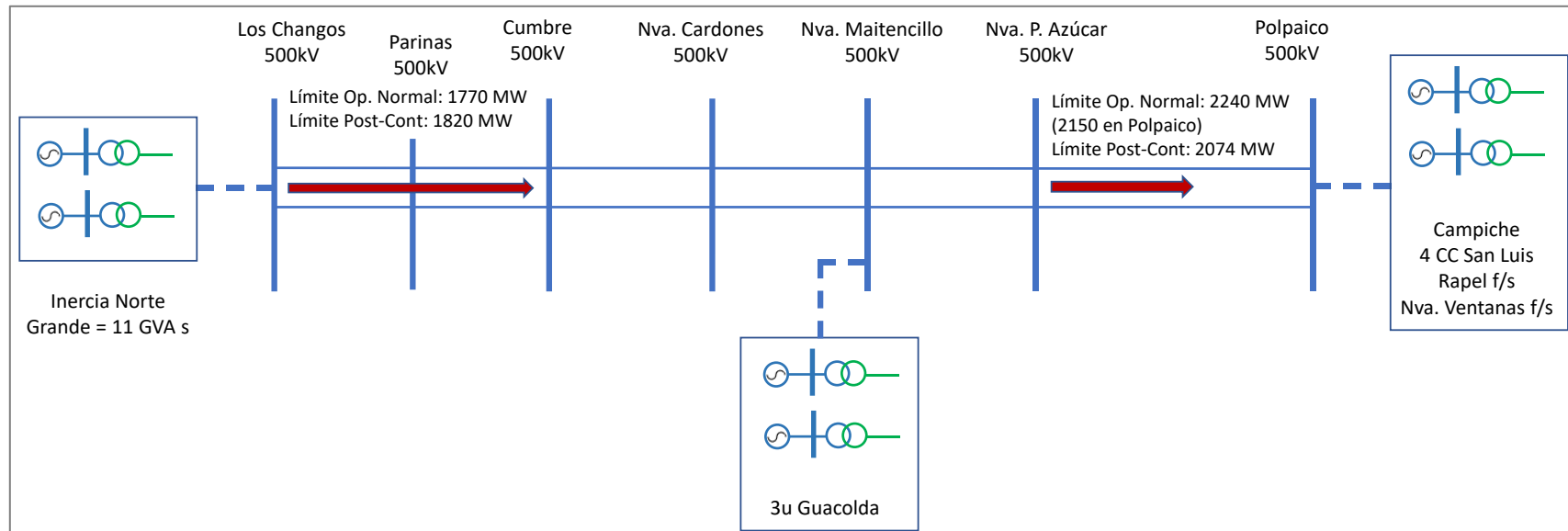


Figura 5.33 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Norte → Sur – Caso A2s: Sensibilidad con STATCOM en Maipo.

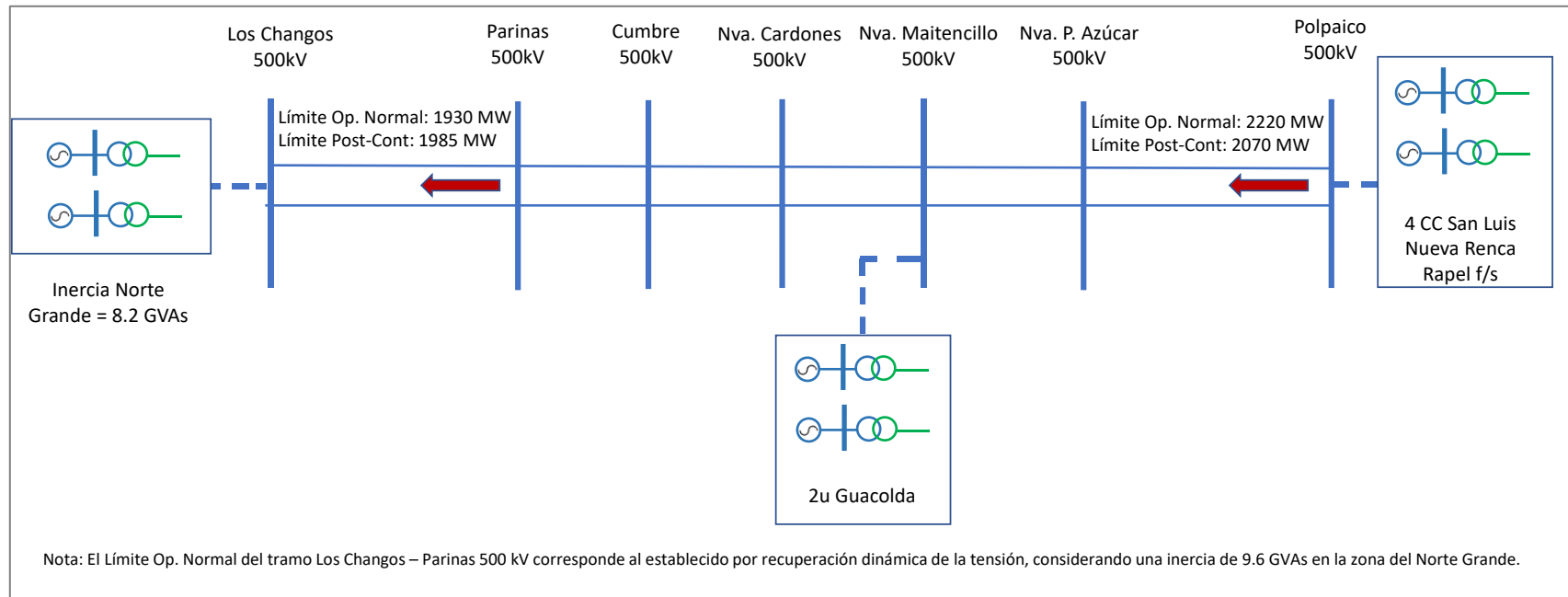


Figura 5.34 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Norte Chico en el sentido Sur → Norte. Caso B1

Notar que el caso B2 es equivalente, salvo por el hecho de que se necesitan al menos dos unidades térmicas en la zona centro para cumplir con el estándar de recuperación dinámica de la tensión.

Tabla 5.56. Resumen de las restricciones de la Zona Norte Chico 220 kV.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino			
Illapa – Cumbre 220 kV C1 y C2	Illapa	Cumbre	701	915	915	Ambos	701	Conductor
Cardones – Nueva Cardones 220 kV C1 y C2	Cardones	Nueva Cardones	948	915	1143	Ambos	915	TTCC
Maitencillo – Nueva Maitencillo 220 kV C1 y C2	Maitencillo	Nueva Maitencillo	948	915	1143	Ambos	915	TTCC
Pan de Azúcar – Nueva Pan de Azúcar 220 kV C1 y C2	Pan de Azúcar	Nueva Pan de Azúcar	948	915	1143	Ambos	915	TTCC
Diego de Almagro – Illapa L1 C3	Diego de Almagro	Illapa	197	549	915	Ambos	197	Conductor
Diego de Almagro – Illapa L2 C1	Diego de Almagro	Illapa	328	366	915	Diego de Almagro	328	Conductor
Diego de Almagro – Illapa L2 C2	Diego de Almagro	Illapa	328	366	915	Diego de Almagro	328	Conductor
Illapa – Carrera Pinto L1 C3	Illapa	Carrera Pinto	197	915	549	Ambos	197	Conductor
Illapa – Carrera Pinto L2 C1	Illapa	Carrera Pinto	319	915	366	Ambos	319	Conductor
Illapa – Carrera Pinto L2 C2	Illapa	Carrera Pinto	319	915	732	Ambos	319	Conductor
Carrera Pinto – San Andrés L1 C1	Carrera Pinto	San Andrés	431	549	549	Ambos	431	Conductor
Carrera Pinto – San Andrés L2 C1	Carrera Pinto	San Andrés	332	366	549	Ambos	332	Conductor
Carrera Pinto – San Andrés L2 C2	Carrera Pinto	San Andrés	332	732	549	Ambos	332	Conductor
San Andrés – Cardones L1 C1	San Andrés	Cardones	431	549	549	Ambos	431	Conductor
San Andrés – Cardones L2 C1	San Andrés	Cardones	332	549	366	Ambos	332	Conductor
San Andrés – Cardones L2 C2	San Andrés	Cardones	332	549	366	Ambos	332	Conductor
Cardones – Algarrobal 220kV C1	Cardones	Algarrobal	263	549	343	Ambos	263	Conductor
Cardones – Algarrobal 220kV C2	Cardones	Algarrobal	282	274	343	Ambos	274	TTCC
Cardones – Algarrobal 220kV C3	Cardones	Algarrobal	282	274	343	Ambos	274	TTCC
Algarrobal – Maitencillo 220kV C1	Algarrobal	Maitencillo	263	343	549	Ambos	263	Conductor
Algarrobal – Maitencillo 220kV C2	Algarrobal	Maitencillo	282	343	274	Ambos	274	TTCC
Algarrobal – Maitencillo 220kV C3	Algarrobal	Maitencillo	282	343	274	Ambos	274	TTCC
Maitencillo – Don Héctor 220 kV C1 y C2	Maitencillo	Don Héctor	197	274	686	Ambos	197	Conductor
Don Hector – Pta. Colorada 220 kV C1 y C2	Don Héctor	Punta Colorada	197	686	549	Ambos	197	Conductor

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino			
Pta. Colorada – Pan de Azúcar 220 kV C1 y C2	Punta Colorada	Pan de Azúcar	197	549	274	Ambos	197	Conductor
Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV C1	Pan de Azúcar	Don Goyo	197	549	549	Ambos	197	Conductor
Pan de Azúcar – Don Goyo 220 kV C2	Pan de Azúcar	Don Goyo	224	549	549	Ambos	224	Conductor
Don Goyo – La Cebada 220 kV C1	Don Goyo	La Cebada	197	549	457	Ambos	197	Conductor
Don Goyo – La Cebada 220 kV C2	Don Goyo	La Cebada	224	549	457	Ambos	224	Conductor
La Cebada – Punta Sierra 220 kV C1 y C2	La Cebada	Punta Sierra	224	457	549	Ambos	224	Conductor
Punta Sierra – Las Palmas 220 kV C1 y C2	Punta Sierra	Las Palmas	224	549	549	Ambos	224	Conductor
Las Palmas – Los Vilos 220kV C1 y C2	Las Palmas	Los Vilos	224	549	549	Ambos	224	Conductor
Los Vilos – Nogales 220 kV C1 y C2	Los Vilos	Nogales	224	549	1372	Ambos	224	Conductor

- (1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.

Nota: La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

5.4 Zona Centro Sur 500 kV

Esta zona contempla las líneas en 500 kV del centro del sistema eléctrico nacional, entre las SS/EE de 500 kV Charrúa, Entre Ríos, Ancoa, Alto Jahuel y Polpaico. En total la longitud de este sistema es aproximadamente 500 km.

Para el análisis de esta zona se considera el límite térmico, se determina si se presenta el límite por estabilidad de tensión para la contingencia más crítica, y posteriormente se verifica el comportamiento dinámico para las fallas mencionadas con la transferencia más restrictiva.

Las capacidades térmicas de conductores, TT/CC, compensación serie y transformadores de poder se encuentran en el Anexo 7.4. Los factores de redistribución de flujos ante contingencia de transmisión se encuentran en el Anexo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Es importante mencionar que la compensación serie de las líneas del sistema de 500 kV (zona centro) tiene una capacidad nominal de 1700 A, sin embargo, es posible sobrecargar dichas compensaciones a niveles de 2235 A de Ancoa al norte y 2133 A de Ancoa al sur, por un tiempo máximo de 15 minutos. Dichos valores se pueden encontrar en el Anexo 7.4.4.

5.4.1 Límite por Estabilidad de Tensión Sistema de 500 kV

En esta sección se presenta el análisis de un escenario las máximas transferencias por las líneas del sistema de 500 kV, ante la desconexión intempestiva de las unidades TER San Isidro II TG TV, Tocopilla U16 e IEM U1. Cabe señalar que en los escenarios evaluados la falla de líneas del sistema de transmisión de 500 kV significó una exigencia menor para el sistema.

Además, se debe tener en cuenta que las transferencias admisibles por el sistema de 500 kV también están supeditadas a la capacidad de los transformadores 500/220 kV en S/E Polpaico, S/E Alto Jahuel, S/E Ancoa y S/E Charrúa; a la capacidad térmica de las compensaciones serie (CCSS) de las líneas Charrúa – Ancoa 500 kV, Entre Ríos – Ancoa 500kV, Ancoa – Alto Jahuel 500 kV y Puente Negro – Colbún 220 kV; y a la capacidad de los TTCC correspondientes.

El resumen de las restricciones para la zona Centro Sur 500 kV, se muestra en la Tabla 5.59.

a) Caso A1: Salida Intempestiva de la unidad TER San Isidro II con 380 MW. Escenario Demanda Baja Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis

Este caso considera la desconexión intempestiva de la unidad TER San Isidro II con 380 MW. El escenario corresponde a un caso de demanda baja de noche previsto para 09-12-2024, con transferencias en sentido Sur - Norte (Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel), con una demanda bruta estimada de 8963 MW. Se analizaron además las contingencias de la U16 de Central Tocopilla y de la Central IEM, las cuales resultan menos restrictivas.

Se analiza la operación para transferencias máximas principalmente por la línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV ya que es el que presenta los mayores niveles de transferencia. Se consideró que la reserva primaria es aportada por las centrales en servicio habilitadas para participar en el CPF de Charrúa al Sur, en función de sus estatismos.

La metodología utilizada para determinar los límites por estabilidad de tensión se basa en la disminución de generación aguas abajo del tramo en estudio, con el objetivo de aumentar las transferencias por las líneas sujetas a análisis. Para este caso se consideró la reducción de generación de las unidades del Norte Grande ya que son las más alejadas a los tramos bajo estudio, y por lo tanto presentan los efectos más adversos en el sistema. Tal como establece el Art 5-45 de la NT SyCS los análisis son efectuados en régimen estacionario mediante flujo de potencia estático y carga sin dependencia de la tensión.

Se aumentaron las transferencias Charrúa al norte postcontingencia hasta alcanzar la máxima generación de los embalses al sur de S/E Charrúa, para las condiciones previstas de disponibilidad del recurso hídrico. Esto se traduce en 2734 MVA nominales despachados con lo que se alcanzan 8.60 GVA de inercia solo en la Zona de Charrúa, donde cabe señalar que no se contempla despachada la unidad TER Santa María U1. Considerando desde Zona Charrúa al Sur se tienen despachados 4132 MVA nominales, lo que equivale a 13.1 GVA de inercia. Para las condiciones previstas los parques eólicos ubicado al sur de S/E Charrúa aportan un total de 1334 MW de generación y son considerados en modo PQ (control de potencia reactiva). Respecto los despachos en la zona de Ancoa, se consideraron las unidades HE Colbún U1 y U2 (2x230 MW), además de HE Pehuenche U1 y U2 (2x270 MW).

Al Norte de S/E Alto Jahuel, se encuentran despachadas en la zona Metropolitana HP Alfalfal I (2x84MW) y II (63MW), además de Las Lajas (2x98 MW). Adicionalmente se encuentra despachado un ciclo combinado en la zona de la S/E San Luis y no se contempla generación en la zona de Chilquinta.

En el Norte Chico hay despachadas 3 unidades de central TER Guacolda, mientras que en el Norte Grande hay despachados alrededor 2838 MVA nominales lo que equivale a cerca de 13.64 GVA de inercia.

La compensación reactiva considerada para el escenario es:

- CER S/E Polpaico (+100/-65 MVar) y STATCOM S/E Cerro Navia (+140/-65 MVar).

Por el hecho de que este corresponde a un escenario de Demanda Baja, no considera el uso de la compensación correspondiente a CCEE y que se encuentra disponible en SS/EE Polpaico, Cerro Navia Alto Jahuel, Maipo y Ancoa. Sin el uso de estos elementos es posible alcanzar tensiones admisibles en la condición precontingencia.

A continuación, se presentan los resultados para distintos niveles de transferencias por la línea Ancoa –Alto Jahuel 500 kV para la condición postcontingencia de las unidades TER San Isidro II TG TV.

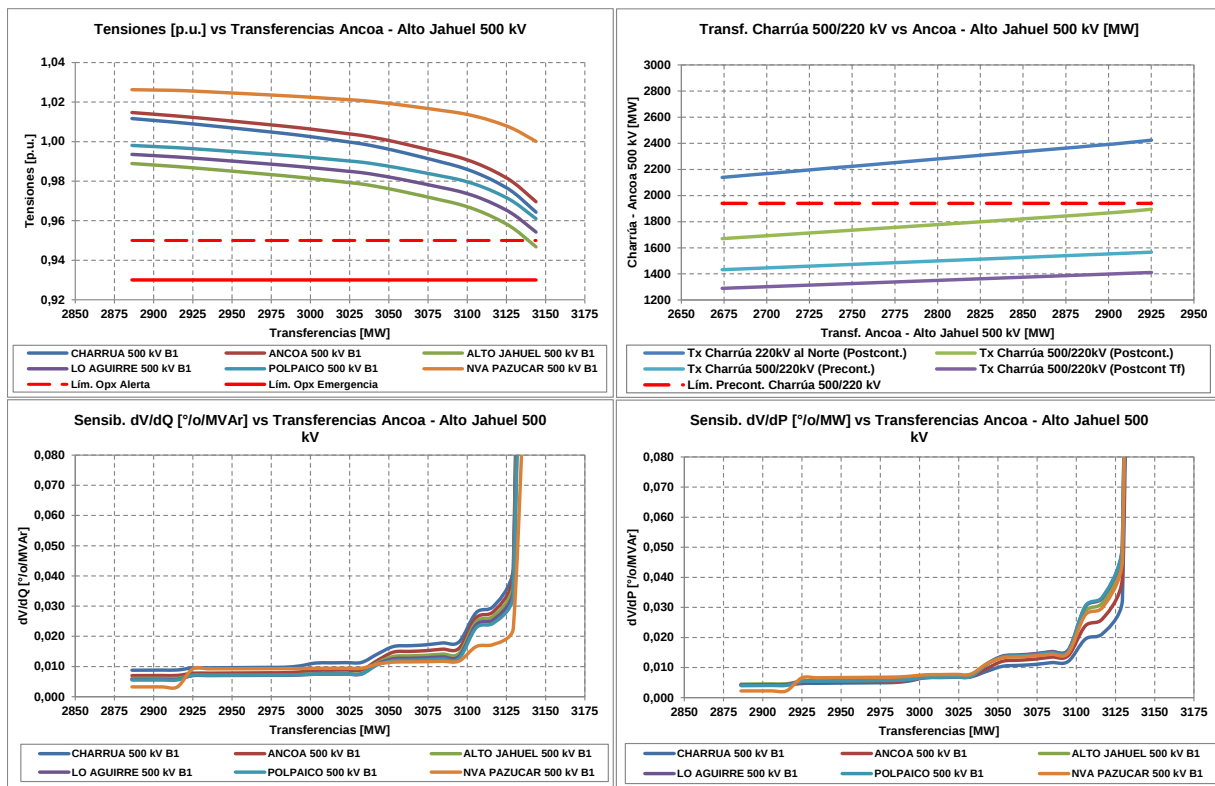


Figura 5.35 : Transferencias de Ancoa – Alto Jahuel 500kV ante la desconexión de la unidad de Central San Isidro II.

A partir de los resultados de las simulaciones, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas simultáneas desde Ancoa al norte a través del sistema de 500 kV, diferenciando la causa de la limitación

Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]

	Regulación de Tensión	por Tramo	Sensibilidades	por Tramo	Pto. Crítico Estabilidad	por Tramo
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C1	740,3	3136,6	738,6	3129,4	742,0	3143,9
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C2	858,8		856,7		860,8	
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C3	768,8		767,0		770,5	
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C4	768,8		767,0		770,5	
Entre Ríos – Ancoa 500kV C1	871,1	1619,4	868,0	1613,6	874,2	1625,2
Entre Ríos – Ancoa 500kV C2	748,3		745,6		751,0	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	536,2	1883,7	534,3	1876,9	538,2	1890,5
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	542,4		540,4		544,3	
Charrúa – Ancoa 500kV C3	805,1		802,1		808,1	

En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia son las siguientes:

Transferencias Precontingencia [MW]

	Precontingencia	por Tramo
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C1	649	2749
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C2	752	
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C3	674	
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C4	674	
Entre Ríos – Ancoa C1	617	1337
Entre Ríos – Ancoa C2	720	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	443	1554
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	448	
Charrúa – Ancoa 500kV C3	663	

b) Caso A1.1: Salida Intempestiva de la unidad TER San Isidro II con 380 MW. Escenario Demanda Baja Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis. STATCOM/SVC Plus +/-200MVar Maipo E/S

En este caso se analiza el mismo escenario del caso anterior, ahora considerando en servicio el STATCOM/SVC Plus en SE Maipo que se encuentra previsto para octubre 2024.

A continuación, se presentan los resultados para distintos niveles de transferencias por la línea Ancoa –Alto Jahuel 500 kV para la condición postcontingencia de las unidades TER San Isidro II TG TV.

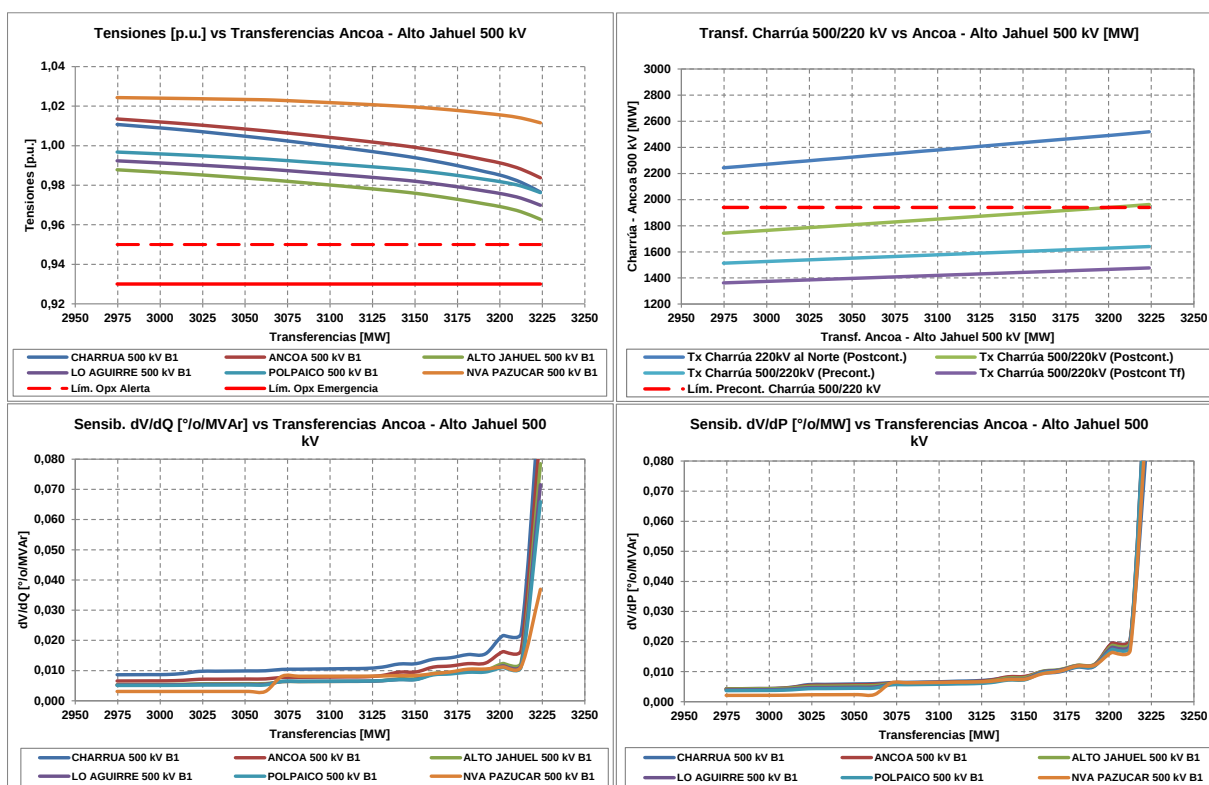


Figura 5.36 : Transferencias de Ancoa – Alto Jahuel 500kV ante la desconexión de la unidad de Central San Isidro II.

A partir de los resultados de las simulaciones, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas simultáneas desde Ancoa al norte a través del sistemas de 500 kV, diferenciando la causa de la limitación.

Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]

	Regulación de Tensión	por Tramo	Sensibilidades	por Tramo	Pto. Crítico Estabilidad	por Tramo
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C1	-	-	753,1	3191,5	760,7	3223,9
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C2	-		873,4		882,3	
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C3	-		782,5		790,5	
Ancoa – Alto Jahuel 500 kV C4	-		782,5		790,5	
Entre Ríos – Ancoa 500kV C1	-	-	890,6	1655,8	903,6	1680,4
Entre Ríos – Ancoa 500kV C2	-		765,3		776,8	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	-	-	548,3	1926,2	556,4	1955,3
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	-		554,6		562,8	
Charrúa – Ancoa 500kV C3	-		823,4		836,1	

En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia son las siguientes:

Transferencias Precontingencia [MW]

	Precontingencia	por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	665	2818
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2	771	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3	691	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4	691	
Entre Ríos - Ancoa C1	640	1387
Entre Ríos - Ancoa C2	746	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	459	1610
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	464	
Charrúa - Ancoa 500kV C3	687	

c) Caso A2: Salida Intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16 con 350 MW. Escenario Demanda Baja Noche.

Este caso se considera la desconexión intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16 para un escenario de demanda baja en la noche previsto para el 09-12-2024. El escenario corresponde a demanda baja de noche, con transferencias en sentido Sur - Norte (Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel), con una demanda bruta estimada de 8926 MW. Este caso además no considera Ciclos Combinados despachados en la S/E San Luis.

De la misma manera que el caso anterior, se analiza la operación para transferencias máximas principalmente por la línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV se consideró que la reserva primaria es aportada por las centrales en servicio habilitadas para participar en el CPF de Charrúa al Sur, en función de sus estatismos.

La metodología utilizada para determinar los límites por estabilidad de tensión se basa en la disminución de generación aguas abajo del tramo en estudio, con el objetivo de aumentar las transferencias por las líneas sujetas a análisis. Para este caso se consideró la reducción de generación de las unidades del Norte Grande ya que son las más alejadas a los tramos bajo estudio, y por lo tanto presentan los efectos más adversos en el sistema.

El despacho considerado en zona Centro, Norte Chico, Norte Grande y la compensación empleada corresponden a los mismos de los casos anteriores. Excepto que, en esta condiciones, no se contemplan ciclos combinados en SE San Luis.

Por el hecho de que este corresponde a un escenario de Demanda Baja, no considera el uso de la compensación correspondiente a CCEE y que se encuentra disponible en SS/EE Polpaico, Cerro Navia Alto Jahuel, Maipo y Ancoa. Sin el uso de estos elementos es posible alcanzar tensiones admisibles en la condición precontingencia.

A continuación, se presentan los resultados para distintos niveles de transferencias por la línea Ancoa –Alto Jahuel 500 kV para la condición postcontingencia de la unidad TER Tocopilla U16.

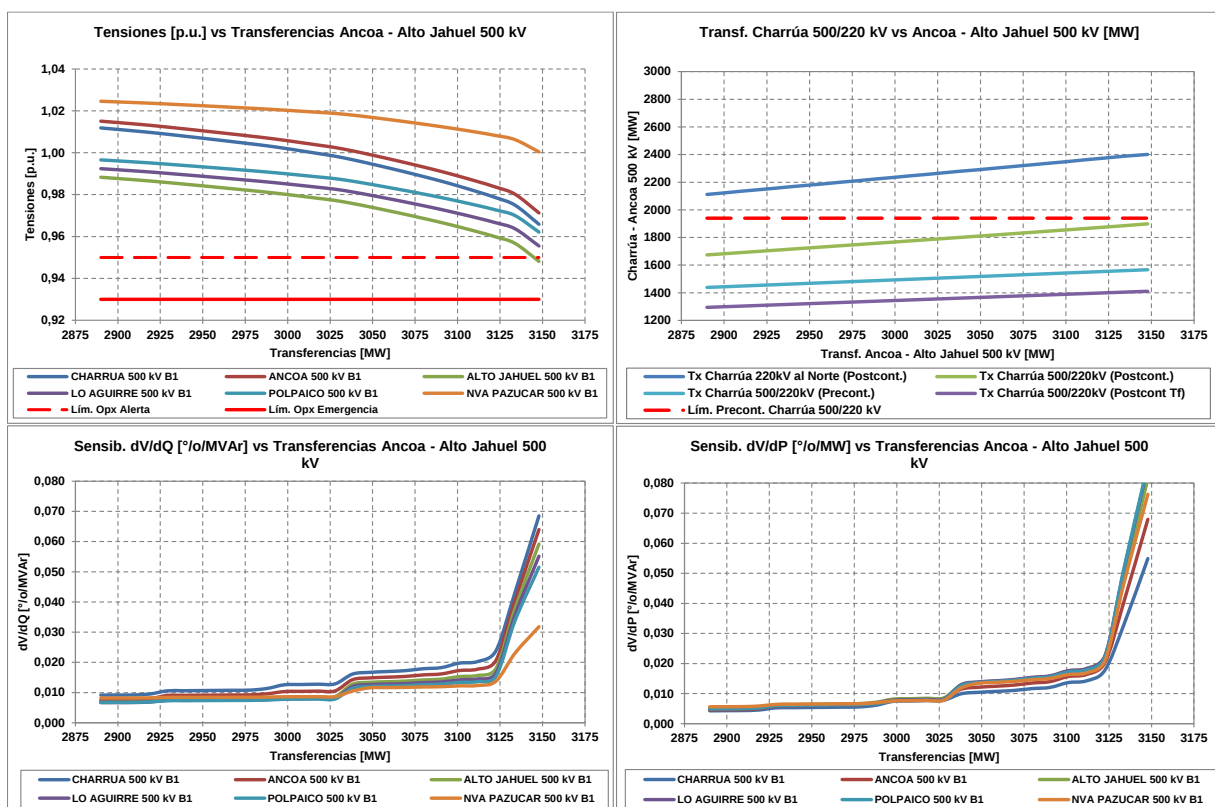


Figura 5.37 : Transferencias de Ancoa – Alto Jahuel 500kV ante la desconexión de la unidad TER Tocopilla U16.

A partir de los resultados de las simulaciones, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas simultáneas desde Ancoa al norte a través del sistema de 500 kV, diferenciando la causa de la limitación.

Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]

	Regulación de Tensión	por Tramo	Sensibilidades	por Tramo	Pto. Crítico Estabilidad	Por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	741,3	3140,9	737,0	3122,6	743,0	3147,9
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2	860,0		854,9		861,9	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3	769,8		765,3		771,5	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4	769,8		765,3		771,5	
Entre Ríos - Ancoa C1	871,1	1619,4	868,0	1613,6	874,2	1625,2
Entre Ríos - Ancoa C2	748,3		745,6		751,0	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	536,2	1883,7	534,3	1876,9	538,2	1890,5
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	542,4		540,4		544,3	
Charrúa - Ancoa 500kV C3	805,1		802,1		808,1	

Las transferencias precontingencia en el punto de regulación de tensión se muestran a continuación:

Transferencias Máximas Precontingencia [MW]

	Precontingencia	por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	643,0	2724,0
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2	745,0	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3	668,0	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4	668,0	
Entre Ríos - Ancoa C1	612,0	1326,0
Entre Ríos - Ancoa C2	714,0	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	439,0	1540,0
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	444,0	
Charrúa - Ancoa 500kV C3	657,0	

d) Caso A2.1: Salida Intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16 con 350 MW. Escenario Demanda Baja Noche. STATCOM/SVC +/-200MVar Plus Maipo E/S

En este caso se analiza el mismo escenario del caso anterior, ahora considerando en servicio el STATCOM/SVC Plus en SE Maipo que se encuentra previsto para octubre 2024.

A continuación, se presentan los resultados para distintos niveles de transferencias por la línea Ancoa –Alto Jahuel 500 kV para la condición postcontingencia de las unidades TER Tocopilla U16.

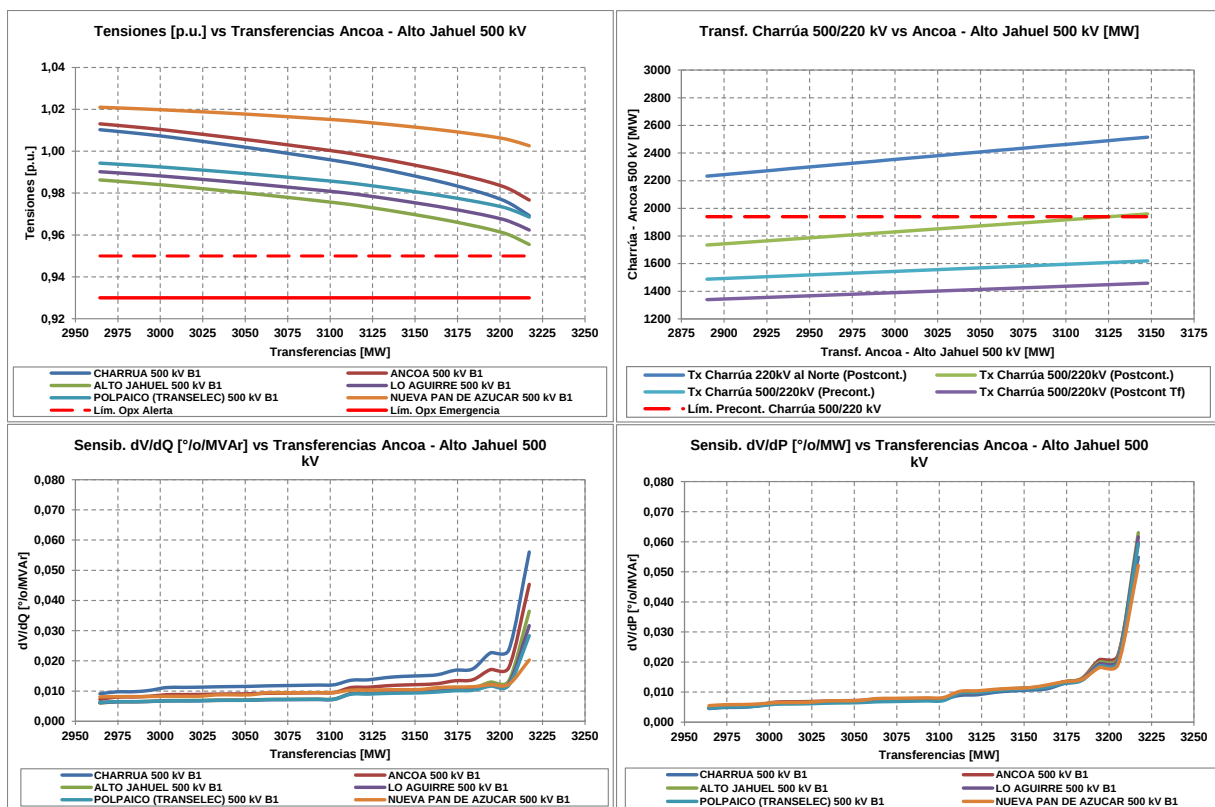


Figura 5.38 : Transferencias de Ancoa – Alto Jahuel 500kV ante la desconexión de la unidad TER Tocopilla U16.

A partir de los resultados de las simulaciones, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas simultáneas desde Ancoa al norte a través del sistema de 500 kV, diferenciando la causa de la limitación.

Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]

	Regulación de Tensión	por Tramo	Sensibilidades	por Tramo	Pto. Crítico Estabilidad	Por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	-	-	753,8	3194,4	759,2	3217,2
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2	-		874,4		880,6	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3	-		783,1		788,7	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4	-		783,1		788,7	
Entre Ríos - Ancoa C1	-	-	892,4	1659,3	901,6	1676,8
Entre Ríos - Ancoa C2	-		766,9		775,2	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	-	-	549,4	1930,3	555,2	1951,2
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	-		555,7		561,6	
Charrúa - Ancoa 500kV C3	-		825,2		834,4	

Las transferencias precontingencia en el punto de sensibilidades se muestran a continuación:

Transferencias Máximas Precontingencia [MW]

	Precontingencia	por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	660,0	2795,0
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2	765,0	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3	685,0	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4	685,0	
Entre Ríos - Ancoa C1	635,0	1375,0
Entre Ríos - Ancoa C2	740,0	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	455,0	1596,0
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	460,0	
Charrúa - Ancoa 500kV C3	681,0	

e) Caso B1: Salida Intempestiva de la central TER San Isidro II TG TV con 380 MW. Escenario Demanda Alta Noche.

Este caso considera la desconexión intempestiva de la central TER San Isidro II TG TV con 380 MW. El escenario corresponde al caso anterior de demanda alta de noche previsto para 09-12-2024 con una demanda bruta total de 11433, con transferencias en sentido Sur ->Norte (Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel).

En las condiciones resultantes también se verificó si acaso la desconexión de la unidad de la unidad TER IEM U1 con 375 MW o la U16 de Central Tocopilla con 350 MW se traduce en una contingencia más exigente. Sin embargo, en este caso solamente se cuenta con un solo ciclo combinado (TER San Isidro II TG TV) dando soporte de tensión en la zona de S/E San Luis. Por lo tanto, la desconexión de San Isidro II TG TV con 380 MW se traduce en una condición más restrictiva.

Se analiza la operación para transferencias máximas principalmente por el tramo Ancoa – Alto Jahuel 500 kV ya que es el que presenta los mayores niveles de transferencia. Se consideró además que la reserva primaria es aportada por las centrales hidráulicas de Charrúa al Sur, en función de sus estatismos.

La metodología utilizada para determinar los límites por estabilidad de tensión se basa en la disminución de generación aguas abajo del tramo en estudio, con el objetivo de aumentar las transferencias por las líneas sujetas a análisis. Para este caso se consideró la reducción de generación de las unidades del Norte Grande ya que son las más alejadas a los tramos bajo estudio, y por lo tanto presentan los efectos más adversos en el sistema.

Se aumentaron las transferencias Charrúa al norte postcontingencia aumentando la generación de los embalses al sur de S/E Charrúa. Esto se traduce en 2912 MVA nominales despachados lo que equivale a 9.37 GVAs de inercia solo en la Zona de Charrúa. No se consideran despachada la unidad de Central Santa María. Considerando desde Zona Charrúa al Sur se tienen despachados 4405 MVA nominales, lo que equivale a 14.13 GVAs de inercia. Las condiciones consideradas, los parques eólicos ubicados desde S/E Charrúa al sur aportan un total de 1408 MW de generación. Respecto los despachos en la zona de

Ancoa, se consideraron las unidades HE Colbún U1 y U2 (2x220 MW), además de HE Pehuenche U1 y U2 (2x270 MW).

Para la zona Centro se considera un despacho 3 unidades de la central HE Rapel (3x72 MW), y en la zona metropolitana HP Alfalfal I (2x84MW) y II (63MW) además de Las Lajas (2x98 MW). Adicionalmente, se contempla un ciclo combinado (TER San Isidro II TG TV) en la zona de S/E San Luis y en la zona de Chilquinta sólo dejó en servicio la unidad TER Nueva Ventanas U1 (232 MW).

En el Norte Chico hay despachadas 3 unidades de la central TER Guacolda, mientras que en el Norte Grande hay despachados alrededor 3518 MVA nominales lo que equivale a cerca de 17.99 GVAs de inercia.

La compensación reactiva considerada para el escenario es:

- CER S/E Polpaico (+100/-65 MVar) y STATCOM S/E Cerro Navia (+140/-65 MVar).
- CCEE en SS/EE: Polpaico 220 kV 100 MVar, Cerro Navia 220 kV 50 MVar, Alto Jahuel 220 kV 65 MVar, Maipo 220 kV 4x60 MVar, Ancoa 220 kV 65 MVar.
- CCEE en terciarios de Transformadores: Alto Jahuel 220/110 kV 3x36 MVar y Alto Jahuel 500/220 kV 8x33 MVar.

A continuación, se presentan los resultados para distintos niveles de transferencias por el tramo Ancoa –Alto Jahuel 500 kV para la condición postcontingencia de la central TER San Isidro II TG TV.

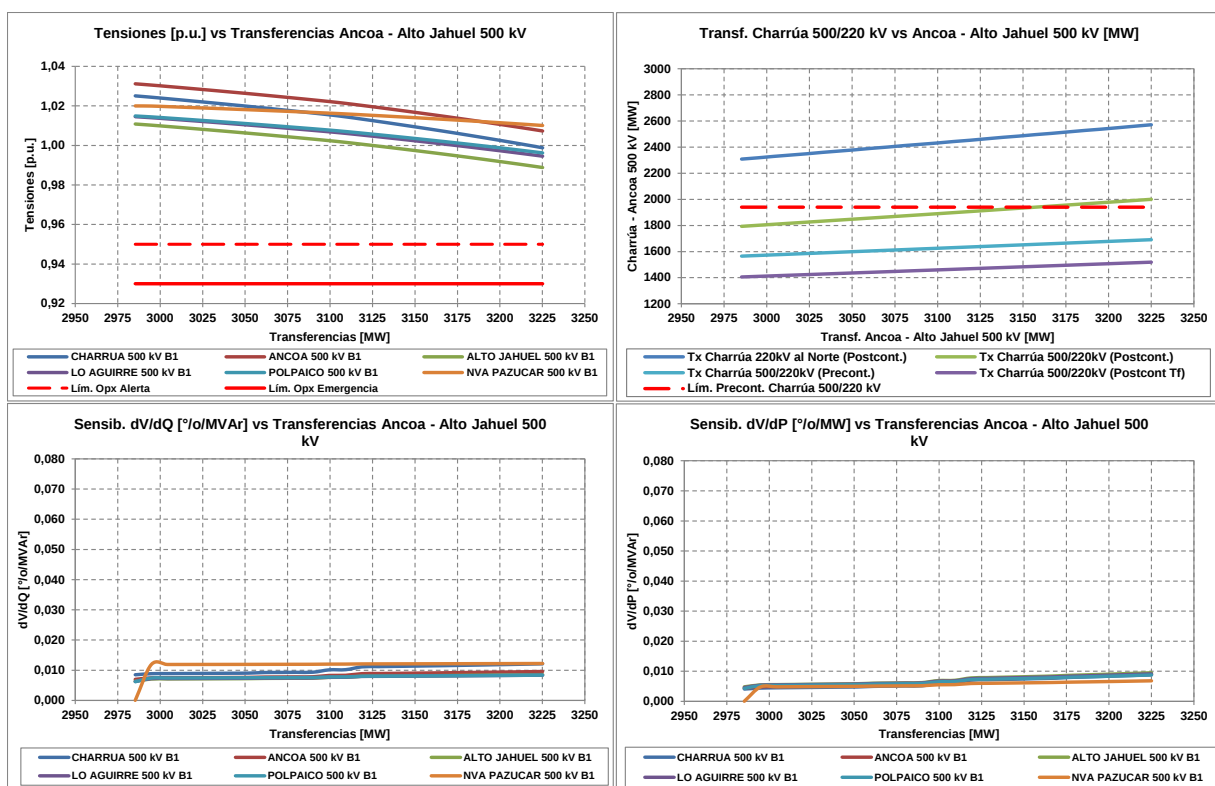


Figura 5.39 : Transferencias de Ancoa al norte ante la desconexión de la central TER San Isidro II TG TV.

De acuerdo con lo observado en la figura anterior no fueron detectados problemas de estabilidad de tensión, alcanzando niveles de transferencia al norte de Ancoa de alrededor de 3225 MW. Para poder realizar un aumento de las transferencias desde Charrúa al Norte habría que despachar más unidades convencionales que además implica un mayor soporte de reactivos en S/E Charrúa.

En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia son las siguientes:

Transferencias Precontingencia [MW]

	Precontingencia	por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	675,0	2860,0
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2	781,0	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3	702,0	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4	702,0	
Entre Ríos - Ancoa C1	782,0	1454,0
Entre Ríos - Ancoa C2	672,0	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	476,0	1678,0
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	482,0	
Charrúa - Ancoa 500kV C3	720,0	

f) Caso B2: Salida Intempestiva de la central TER IEM con 375 MW. Escenario Demanda Alta Noche.

Este caso se considera la desconexión intempestiva de la unidad TER IEM con 375 MW para un escenario de demanda alta en la noche previsto para el 9-12-2024. El escenario corresponde a demanda alta de noche, con transferencias en sentido Sur - Norte (Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel), con una demanda bruta estimada de 11436 MW. Cobra relevancia señalar que, este caso no considera ciclos combinados despachados en la S/E San Luis.

De la misma manera que el caso anterior, se analiza la operación para transferencias máximas principalmente por la línea Ancoa – Alto Jahuel 500 kV se consideró que la reserva primaria es aportada por las centrales en servicio habilitadas para participar en el CPF de Charrúa al Sur, en función de sus estatismos.

El despacho considerado en zona Centro, Norte Chico, Norte Grande y la compensación empleada corresponden a los mismos de los casos anteriores. Excepto que, en esta condiciones, no se contemplan ciclos combinados en SE San Luis:

- CER S/E Polpaico (+100/-65 MVar) y STATCOM S/E Cerro Navia (+140/-65 MVar).
- CCEE en SS/EE: Polpaico 220 kV 100 MVar, Cerro Navia 220 kV 50 MVar, Alto Jahuel 220 kV 65 MVar, Maipo 220 kV 4x60 MVar, Ancoa 220 kV 65 MVar.
- CCEE en terciarios de Transformadores: Alto Jahuel 220/110 kV 3x36 MVar y Alto Jahuel 500/220 kV 8x33 MVar.

A continuación, se presentan los resultados para distintos niveles de transferencias por la línea Ancoa –Alto Jahuel 500 kV para la condición postcontingencia de la unidad TER IEM U1.

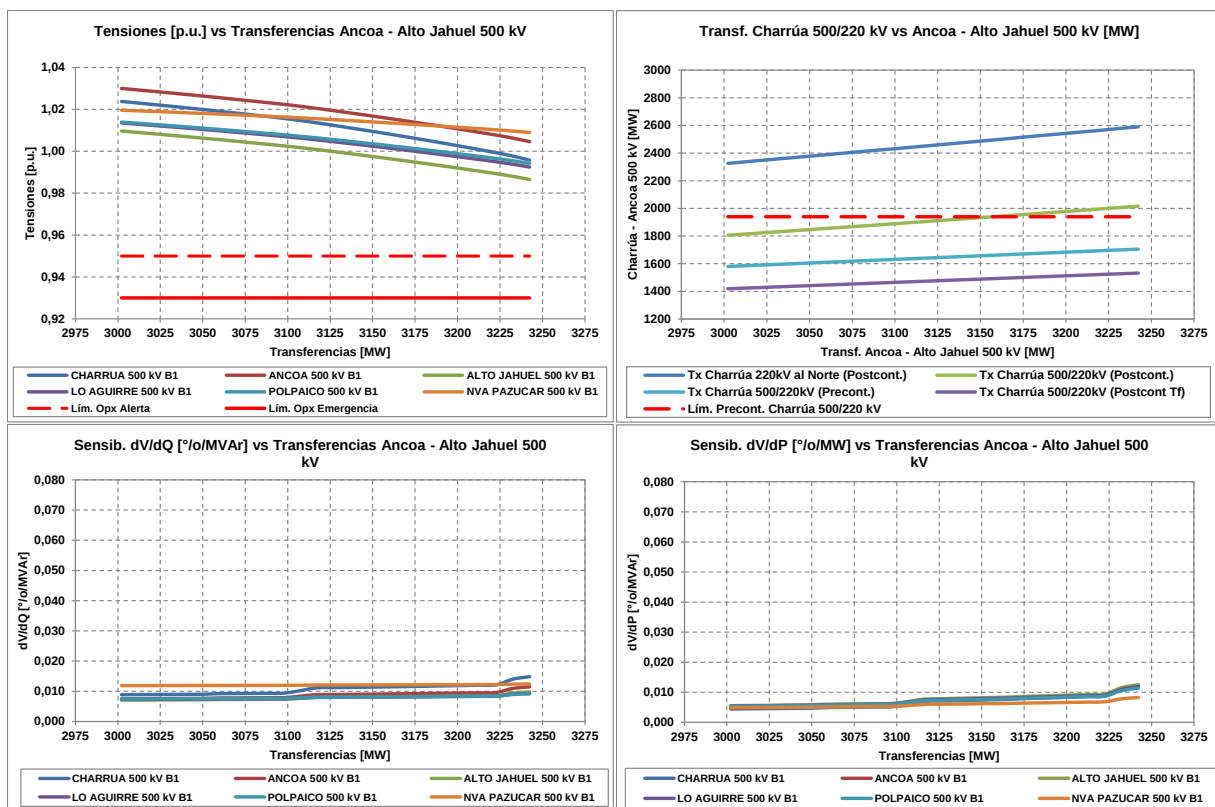


Figura 5.40 : Transferencias de Ancoa al norte ante la desconexión de la central TER IEM.

De acuerdo con lo observado en la figura anterior no fueron detectados problemas de estabilidad de tensión, alcanzando niveles de transferencia al norte de Ancoa de alrededor de 3242 MW. Para poder realizar un aumento de las transferencias desde Charrúa al Norte habría que despachar más unidades convencionales que además implica un mayor soporte de reactivos en S/E Charrúa.

En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia son las siguientes:

Transferencias Precontingencia [MW]

	Precontingencia	por Tramo
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C1	677,0	2872,0
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C2	785,0	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C3	705,0	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV C4	705,0	
Entre Ríos - Ancoa C1	677,0	1466,0
Entre Ríos - Ancoa C2	789,0	
Charrúa – Entre Ríos 500kV C1	480,0	1692,0
Charrúa – Entre Ríos 500kV C2	486,0	
Charrúa - Ancoa 500kV C3	726,0	

Finalmente cabe señalar que, en los casos B1 y B2 considerando el STATCOM o SVC Plus de SE Maipo, se obtienen resultados análogos pues no se observan límites por estabilidad de tensión.

5.4.2 Verificación Dinámica

Se verificó el comportamiento de la recuperación dinámica del sistema debido a la desconexión intempestiva de la central San Isidro II TG TV, la central TER IEM y la U16 de Central Tocopilla, según corresponde, y cuyos resultados se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 5.57. Verificación Dinámica, Centro 500 kV.

Caso	Elemento Analizado	Falla	Estabilidad		Comportamiento Tensión			Frecuencia
			Amortiguamiento	Ángulo	$V \geq 0,7$ en 50ms postdespeje	V no $< 0.8pu$ para $\Delta t > 1$	V en $\pm 10\%$ en 20s	
Caso A1	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1	Severidad 5 San Isidro II TG TV	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A1.1	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1	Severidad 5 San Isidro II TG TV	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A2	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1	Severidad 5 U16 Tocopilla	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A2.1	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1	Severidad 5 U16 Tocopilla	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B1	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1	Severidad 5 San Isidro II TG TV	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B2	Ancoa – Alto Jahuel 500 kV L1	Severidad 5 IEM	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

De la tabla anterior se puede verificar que para la contingencia simulada se cumple con todas las exigencias establecidas en la NTSyCS referente al comportamiento dinámico.

Adicionalmente, fue realizada una verificación ante fallas de severidad 4 en las líneas Charrúa – Ancoa 500kV y Ancoa – Alto Jahuel 500kV. Dado el nivel de penetración ERV y menor generación convencional en barras Charrúa y Ancoa, es relevante verificar la convergencia, recuperación dinámica ante los huecos de tensión y el amortiguamiento en caso de fallas en condiciones de altas transferencias.

Tabla 5.58. Verificación Dinámica Severidad 4, Centro 500 kV.

Caso	Escenario	Elemento Fallado	Estabilidad							Comportamiento Tensión			Frecuencia
			Amortiguamiento						Ángulo $\delta < 120^\circ$	V $\geq 0,7$ en 50ms postdespeje	V no $< 0.8pu$ para $\Delta t > 1$	V en $\pm 10\%$ en 20s	fmin > 48.9
			Línea	Transf. Permanente [MW]	Transf. Peak A1 [MW]	Transf. Peak A2 [MW]	A1/A2	Fact. Amort.					
Caso A1	DB noche 09-12-2024	Ancoa - Alto Jahuel 500kV	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	911,6	1067,6	950,3	4,0	21,7%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A1	DB noche 09-12-2024	Charrúa - Ancoa 500kV	Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	1047,1	1213,4	1075,7	5,8	27,0%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A1.1	DB noche 09-12-2024	Ancoa - Alto Jahuel 500kV	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	942,2	1116,2	980,8	4,5	23,3%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso A1.1	DB noche 09-12-2024	Charrúa - Ancoa 500kV	Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	1095,6	1287,5	1122,0	7,3	30,1%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso 2	DB noche 09-12-2024	Ancoa - Alto Jahuel 500kV	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	906,1	1049,4	957,9	2,8	16,0%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso 2	DB noche 09-12-2024	Charrúa - Ancoa 500kV	Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	1043,1	1192,9	1099,2	2,7	15,4%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso 2.1	DB noche 09-12-2024	Ancoa - Alto Jahuel 500kV	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	930,6	1084,5	983,2	2,9	16,8%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso 2.1	DB noche 09-12-2024	Charrúa - Ancoa 500kV	Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	1081,8	1247,0	1135,5	3,1	17,6%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B1	DA noche 09-12-2024	Ancoa - Alto Jahuel 500kV	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	944,6	1111,9	987,3	3,9	21,2%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B1	DA noche 09-12-2024	Charrúa - Ancoa 500kV	Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	1125,1	1172,1	1134,8	4,8	24,4%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B2	DA noche 09-12-2024	Ancoa - Alto Jahuel 500kV	Ancoa - Alto Jahuel 500kV C4	950,5	1113,5	997,5	3,5	19,4%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B2	DA noche 09-12-2024	Charrúa - Ancoa 500kV	Entre Ríos - Ancoa 500kV C1	1136,9	1329,6	1189,7	3,6	20,2%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

De la tabla anterior y de la misma manera que para contingencias de severidad 5, se puede verificar que para la contingencia simulada se cumple con todas las exigencias establecidas en la NTSyCS ante contingencias de severidad 4 en los tramos más importantes.

Es importante destacar que según los criterios que aplica la GO para la operación del sistema de 500 kV, las transferencias previas a la falla por este sistema deben tener la holgura necesaria para permitir incrementos de potencia de acuerdo con la redistribución de las reservas de generación al momento de la contingencia.

Por último, es importante señalar que no existe desconexión de consumos por la actuación de EDAC en la falla analizada. El resultado de la simulación dinámica se encuentra en el Anexo 7.12.

5.4.3 Resumen Sistema de 500 kV

A continuación, se presenta un resumen de las restricciones del sistema de 500 kV.

Tabla 5.59. Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 500 kV.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión [MW]		Margen de Seguridad y Comp. Dinámica.	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1/2)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino	Caso – Falla, Operación	Postcont.			Operación Normal	Postcont.	
Polpaico – Lo Aguirre 500 kV C1	Polpaico	Lo Aguirre	1803	2078	2078						S/E Polpaico	1801	1803	Conductor
Polpaico – Lo Aguirre 500 kV C2	Polpaico	Lo Aguirre	1801	2078	4157						S/E Polpaico		1801	Conductor
Alto Jahuel - Lo Aguirre 500 kV C1	Alto Jahuel	Lo Aguirre	1803	1663	2078						S/E Alto Jahuel	1663	1663	TTCC
Alto Jahuel - Lo Aguirre 500 kV C2	Alto Jahuel	Lo Aguirre	1801	1663	4157						S/E Alto Jahuel		1663	TTCC
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L1	Ancoa	Alto Jahuel	1606	1663	1663	CCSS Permanente 4x1472 Sobrecarga 30 min. 2x1936 + Sobrecarga 15 min. 2x1927 (2)		Casos A1, A1.1 y B1: San Isidro II	Caso A1: 3143	Cumple	S/E Ancoa	Caso A1: 2749	Caso A1: 3129	Casos A1, A1.1, A2 y A2.1: Estabilidad de Tensión Caso B1: (3) Caso B2: (4)
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L2	Ancoa	Alto Jahuel	1803	1663	1663				Caso A1.1: 3223			Caso A1.1: 2818	Caso A1.1: 3191	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L3	Ancoa	Alto Jahuel	2217	2078	2078				Caso A2: 3147			Caso A2: 2724	Caso A2: 3122	
Ancoa - Alto Jahuel 500 kV L4	Ancoa	Alto Jahuel	2217	2078	2078				Caso A2.1: 3217			Caso A2.1: 2795	Caso A2.1: 3194	
									Caso B1: (3)			Caso B1: (3)	Caso B1: (3)	
									Caso B2: (4)			Caso B2: (4)	Caso B2: (4)	
Entre Ríos – Ancoa 500 kV L1	Entre Ríos	Ancoa	2170	4156	1663	CCSS Permanente 2x1472 Sobrecarga 30 min. 2x1847 (2)		Casos A2, A2.1: Desconexión intempestiva U16	Caso A1: 1625	Cumple	S/E Entre Ríos	Caso A1: 1337	Caso A1: 1613	Casos A1, A1.1, A2 y A2.1: Estabilidad de Tensión Caso B1: (3) Caso B2: (4)
Entre Ríos - Ancoa 500 kV L2	Entre Ríos	Ancoa	2364	4156	1663				Caso A1.1: 1680			Caso A1.1: 1387	Caso A1.1: 1655	
									Caso A2: 1625			Caso A2: 1326	Caso A2: 1613	
									Caso A2.1: 1676			Caso A2.1: 1375	Caso A2.1: 1659	
									Caso B1: (3)			Caso B1: (3)	Caso B1: (3)	
									Caso B2: (4)			Caso B2: (4)	Caso B2: (4)	
Charrúa - Ancoa 500 kV L3	Charrúa	Ancoa	2199	2078	2078	S/E Charrúa Trafo. 3x750 (Protecciones 970 x Bco.)		Caso B2: Desconexión intempestiva IEM	Caso A1: 1890	Cumple	S/E Charrúa	Caso A1: 1554	Caso A1: 1876	Casos A1, A1.1, A2 y A2.1: Estabilidad de Tensión Caso B1: (3) Caso B2: (4)
Charrúa - Entre Ríos 500 kV L1	Charrúa	Entre Ríos	2170	1663	4156				Caso A1.1: 1955			Caso A1.1: 1610	Caso A1.1: 1926	
Charrúa - Entre Ríos 500 kV L2	Charrúa	Entre Ríos	2364	1663	4156				Caso A2: 1890			Caso A2: 1540	Caso A2: 1876	
									Caso A2.1: 1951			Caso A2.1: 1596	Caso A2.1: 1930	
									Caso B1: (3)			Caso B1: (3)	Caso B1: (3)	
									Caso B2: (4)			Caso B2: (4)	Caso B2: (4)	

- (1) Los valores de la columna “Postcont.” corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.
- (3) Fueron alcanzadas Transferencias Ancoa – Alto Jahuel del orden de 3225 MW postcontingencia y 2860 MW precontingencia, donde ya no era posible aumentar transferencias con las unidades despachadas.
- (4) Fueron alcanzadas Transferencias Ancoa – Alto Jahuel del orden de 3242 MW postcontingencia y 2872 MW precontingencia, donde ya no era posible aumentar transferencias con las unidades despachadas.

Nota: La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

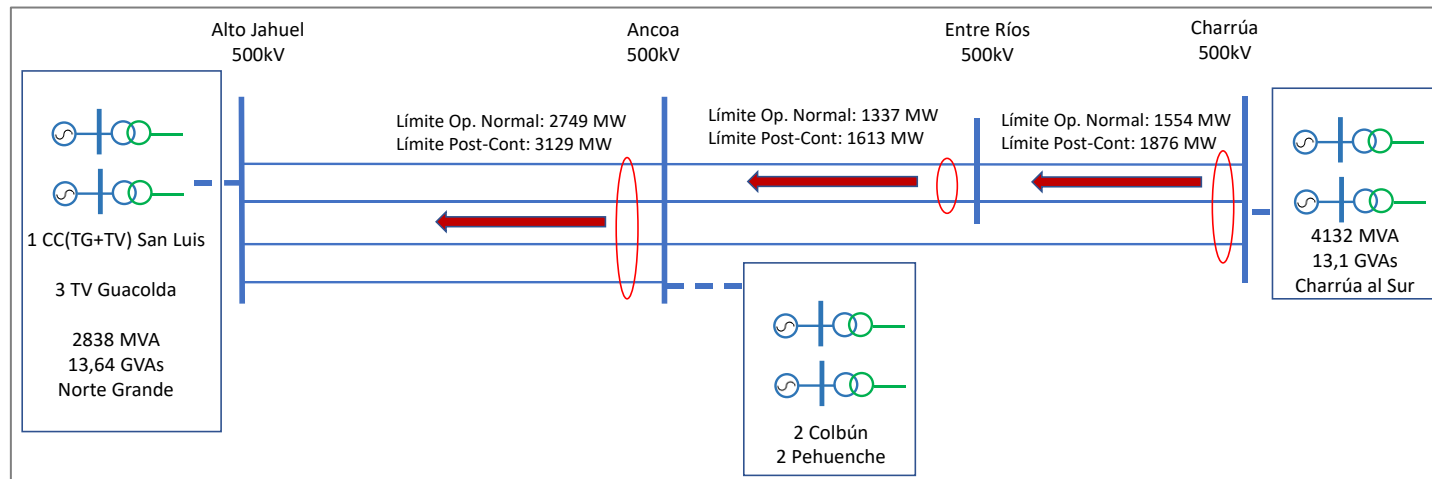


Figura 5.41 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A1.

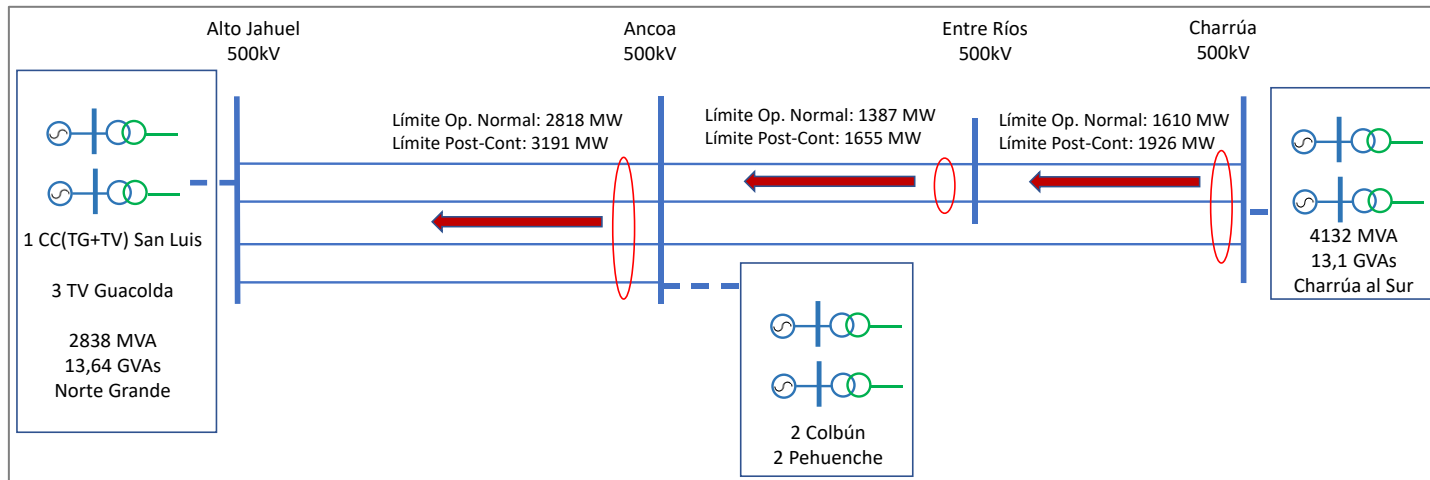


Figura 5.42 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A1.1 (STATCOM/SVC Plus +/-200MVA Maipo E/S).

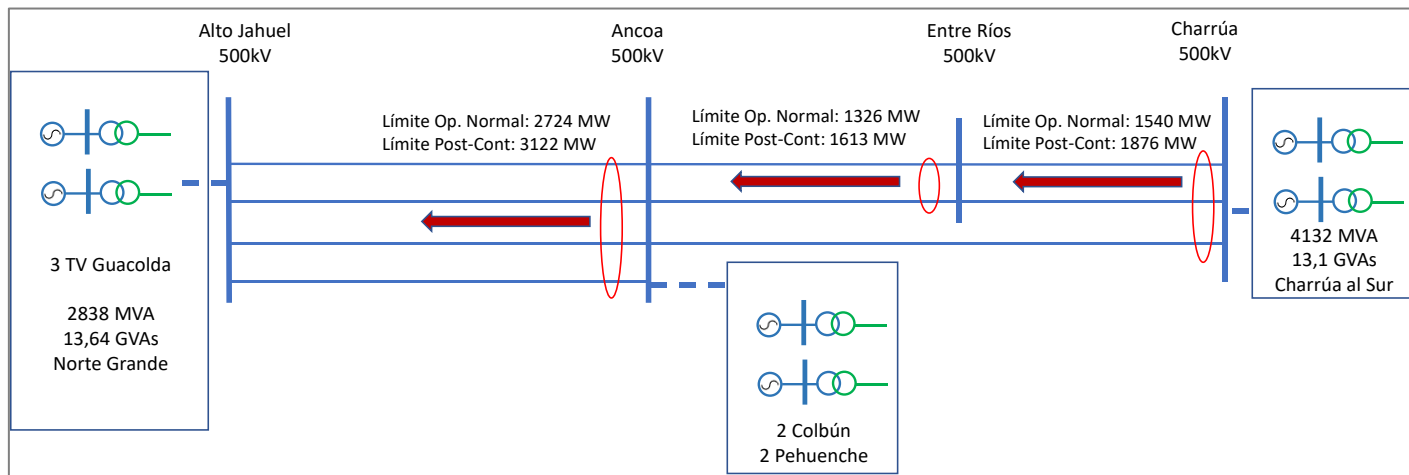


Figura 5.43 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A2

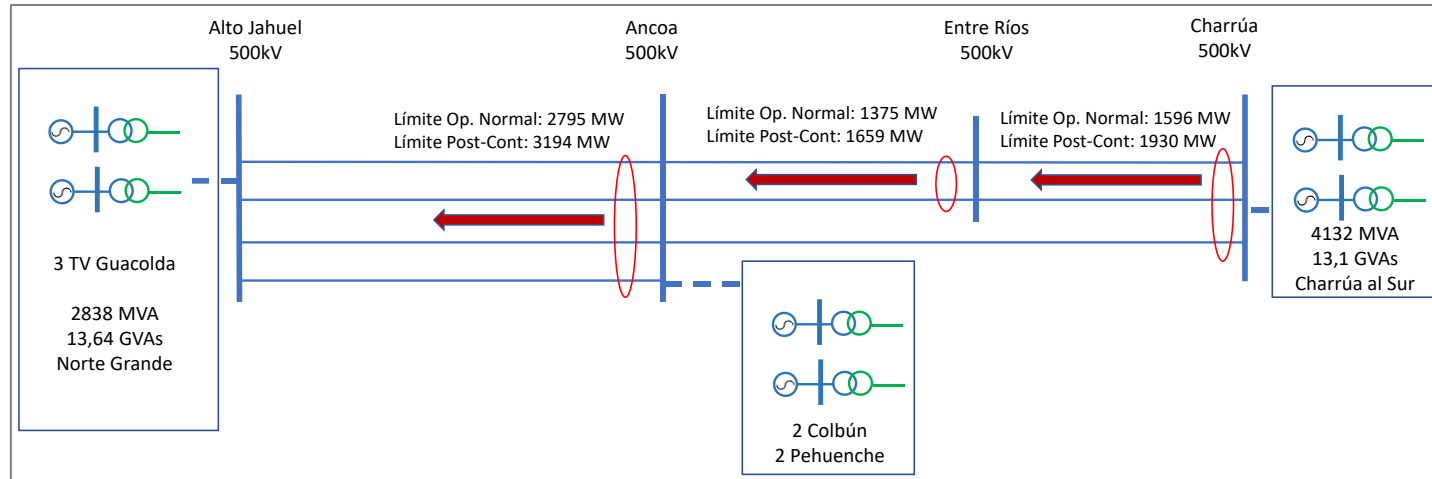


Figura 5.44 : Restricciones en tramos críticos del sistema de 500 kV de la Zona Centro A2.1 (STATCOM/SVC Plus +/-200MVar Maipo E/S)

5.5 Zona Quinta Región

Esta zona es abastecida principalmente por la línea San Pedro – Quillota 110 kV y por la línea San Luis – Agua Santa 220 kV, líneas que son de una longitud reducida, 2.1 km y 33 km respectivamente.

Las condiciones operativas analizadas consideran en servicio la subestación Río Aconcagua y el segundo transformador de 220/110 kV de la subestación Agua Santa. Por otra parte, se considera que la central Ventanas 2 pasa a retiro definitivo.

En el caso de la S/E Aconcagua se asume que en condiciones normales de operación abastece exclusivamente la Zona Quinta Región Cordillera, es decir, el sistema de 110 kV Aconcagua – Esperanza – Las Vegas queda abierto en algún punto. Eventualmente, en condiciones operativas que no permita cumplir el criterio N-1 en Zona Quinta Región Costa, es posible disponer que la S/E Río Aconcagua abastezca radialmente consumos de la S/E Las Vegas.

Del mismo modo, cuando las transferencias por las líneas Agua Santa- Miraflores 2x110 kV, superan el límite asociado al criterio N-1 de sus circuitos, se considera radializar consumos desde la Miraflores mediante la apertura de la línea 2x110 kV Torquemada-Miraflores en alguno de sus extremos y la apertura de los circuitos de 110 kV San Pedro-Peña Blanca-Miraflores y San Pedro-Miraflores, ya sea en uno de sus extremos o de manera cruzada.

Para el análisis de la Zona Quinta Región Costa, se presenta inicialmente el límite térmico de los elementos serie de los tramos mencionados anteriormente, resumen que se muestra en la siguiente figura, los cuales consideran una temperatura ambiente con efecto del sol.

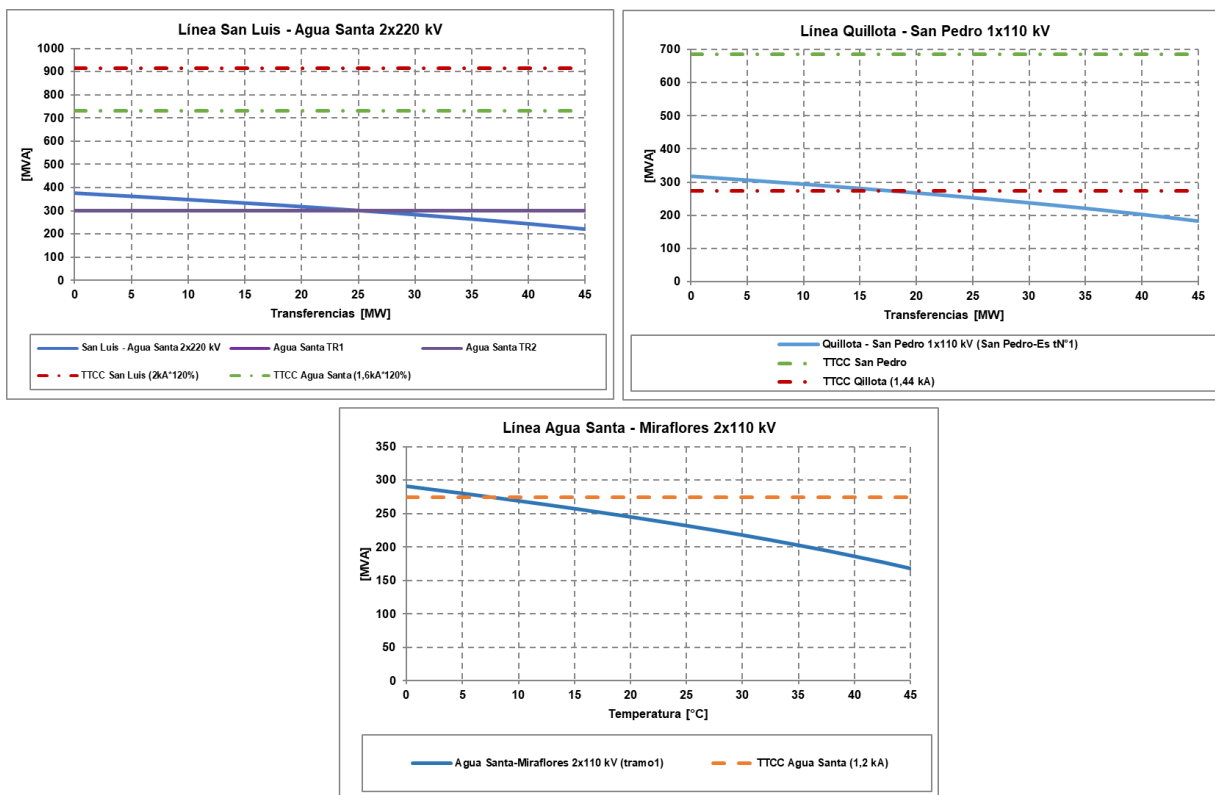


Figura 5.45 : Limitaciones térmicas elementos serie

Como es posible apreciar de la figura anterior, para la línea San Luis – Agua Santa 220 kV la restricción queda definida por el límite térmico del conductor a 25°C, coincidente con las capacidades de los transformadores de la S/E Agua Santa.

En la línea Agua Santa – Miraflores 2x110 kV las transferencias máximas quedan limitadas por la capacidad térmica del conductor a 25°C, a un valor de 232 MVA.

Asimismo, para la línea San Pedro – Quillota 110 kV la restricción queda definida por el límite térmico del conductor (25°C con sol). Para respetar esta restricción es importante tener en consideración que una contingencia en el transformador de 220/110 kV de la S/E Ventanas puede provocar un aumento significativo en las transferencias por la línea San Pedro – Quillota 110 kV, correlación de flujos de potencia que queda determinada por los factores de redistribución mostrados en el Anexo 7.11.4

Las capacidades térmicas de conductores, TT/CC y equipos serie se encuentran en el Anexo 7.5.

5.5.2 Verificación Dinámica

Para la Zona Quinta Región Costa la contingencia que más exigente es la salida de servicio del transformador Ventanas 220/100 kV, lo que provoca que una importante redistribución del flujo de potencia en las líneas de transmisión que abastecen esta zona, incrementando significativamente la

potencia transferida por la línea de 110 kV Quillota – San Pedro. Se ha simulado esta contingencia en un escenario de demanda alta, a modo de representar condiciones exigentes en cuanto a niveles altos de transferencias por los elementos de la zona de interés. En dicho escenario, se ha considerado que la subestación Río Aconcagua abastece radialmente consumos de la subestación Las Vegas, para cumplir con el Criterio N-1 en las líneas locales.

En la siguiente tabla, se muestra el resumen del cumplimiento normativo de las exigencias establecidas en la NTSyCS para la contingencia de severidad 8 en el transformador 220/110 kV de la S/E Ventanas, para los 2 casos analizados. Los resultados de las simulaciones dinámicas se encuentran en el Anexo 7.12.

Tabla 5.60. Verificación Dinámica Zona V región

Caso	Elemento Analizado	Falla	Estabilidad		Comportamiento Tensión			Frecuencia
			Amortiguamiento	Ángulo	Vmin≥0.7 en 50ms	Vmin≥0.8 en 1s	V en 10% en 20s	fmin>48.9
Caso Base	San Pedro – Quillota 110 kV	Desconexión Intempestiva TR Ventanas 220/110/12 kV 300MVA	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
	Agua Santa - Miraflores 110 kV	Desconexión Intempestiva TR Ventanas 220/110/12 kV 300MVA	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

5.5.3 Resumen de Resultados

A continuación, se presenta el resumen de las restricciones de las líneas que abastecen esta zona.

Tabla 5.61. Resumen de las restricciones de la Zona V región.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino				
San Luis - Agua Santa 220 kV	San Luis	Agua Santa	2x300	915	732	-	-	Cumple	Ambos	300	Conductor
San Pedro – Quillota 110 kV	Quillota	San Pedro	253	274	686	-	-	Cumple	Ambos	253 (3)	Conductor
Agua Santa – Miraflores 2x110 kV	Agua Santa	Miraflores	2x232	274	366	-	-	Cumple	Ambos	232	Conductor

(1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.

(2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.

(3) Para estas limitaciones es necesario considerar su correlación de flujos (factores de redistribución) con el transformador 220/110 kV de la Ventanas.

Nota: La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

5.6 Zona Centro Sur 220 kV

Esta zona está comprendida entre las SS/EE Nogales y Charrúa. Las líneas que componen el sistema de transmisión de 220 kV entre las SS/EE Alto Jahuel y Polpaico son de corta longitud (las mayores son de longitudes entre 30 y 50 km), por lo que las restricciones de transmisión obedecen a la capacidad térmica de las líneas y en consecuencia el análisis de las restricciones de esta zona considerará las limitaciones térmicas de las líneas y elementos serie, con posterior determinación los factores de redistribución de flujos, los que se encuentran en el Anexo 7.11.

5.6.1 Limitaciones Térmicas de Elementos Serie

Las capacidades térmicas de los conductores y TT/CC se encuentran en el Anexo 7.6. A continuación, se presenta una figura que resume dichos valores, los cuales consideran una temperatura ambiente con efecto del sol.

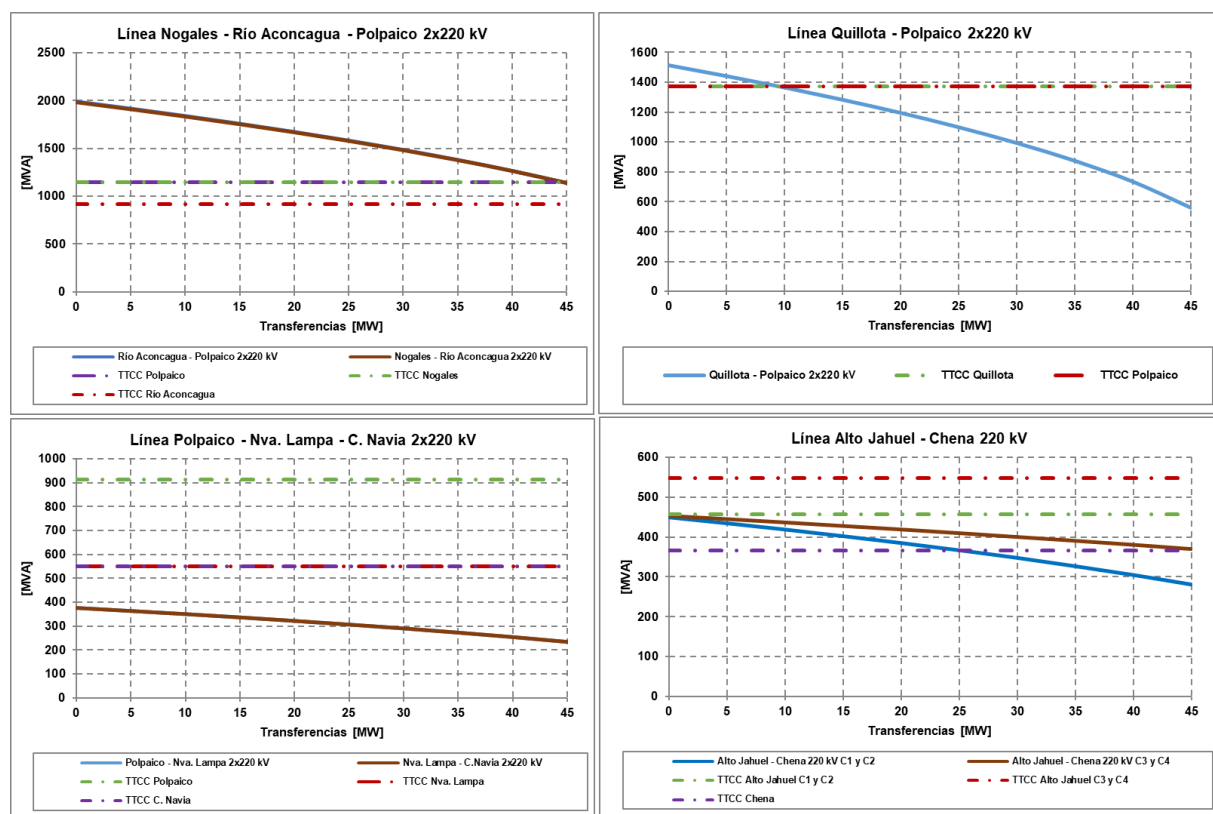


Figura 5.46 : Limitaciones térmicas de elementos serie

De la Figura 5.46 es posible concluir que en la mayoría de los casos las restricciones están determinadas por el límite térmico del conductor (25°C con sol), salvo en el tramo que une las SS/EE Nogales, Río Aconcagua y Polpaico, donde el límite queda definido por los TT/CC.

5.6.2 Verificación Dinámica

En la siguiente tabla, se presenta un resumen del cumplimiento de las exigencias normativas de la NTSyCS para una contingencia aplicada sobre la línea Polpaico – Nueva Lampa 220 kV y Puente Negro - Colbún 220kV, considerando las restricciones señaladas anteriormente. La contingencia simulada corresponde a un cortocircuito bifásico a tierra en el extremo más crítico de la línea (con mayor nivel de cortocircuito), que, para las contingencias de severidad 4 Polpaico – Nva Lampa y Puente Negro Colbún, corresponden a los extremos de la S/E Polpaico y Colbún 220kV, respectivamente.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se encuentran en el Anexo 7.12.

Tabla 5.62. Verificación Dinámica zona 220 kV.

Elemento Analizado	Falla	Estabilidad		Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Amortiguamiento	Ángulo	Vmin≥0.7 en 50ms	Vmin≥0.8 en 1s	V en 10% en 20s	
Polpaico - Nva. Lampa 220 kV L1	Falla 2F-T Polpaico - Nva. Lampa 220 kV L2	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Escenario	Elemento Fallado	Estabilidad							Comportamiento Tensión			Frecuencia fmin>48.9
		Amortiguamiento						Ángulo δ<120°	V≥0,7 en 50ms postdespeje	V no <0.8pu para Δt>1	V en ±10% en 20s	
		Línea	Transf. Permanente [MW]	Transf. Peak A1 [MW]	Transf. Peak A2 [MW]	A1/A2	Fact. Amort.					
DB noche 09-12- 2024	Puente Negro - Colbún 220kV C1	Puente Negro – Colbún 220kV C2	260,9	310,2	262,3	35,2	49,3%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	

5.6.3 Resumen de Resultados

Tabla 5.63. Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 220 kV

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino				
Quillota – Polpaico 220 kV C1 y C2	Quillota	Popaico	2x1099	1372	1372	-	-	-	Ambos	1099	Conductor
Río Aconcagua – Polpaico 220 kV C1 y C2	Río Aconcagua	Popaico	2x1584	915	1143	-	-	-	Río Aconcagua	915	TTCC
Polpaico - Nueva Lampa 220 kV	Polpaico	Nueva Lampa	2x307	915	549	-	-	Cumple	Ambos	307	Conductor
Nueva Lampa - Cerro Navia 220 kV	Nueva Lampa	Cerro Navia	2x307	549	549	-	2x339	Cumple	Ambos	307	Conductor
Polpaico - El Salto 220 kV	Polpaico	El Salto	2x780	915	1372	-	2x400	-	Ambos	780	Conductor
Polpaico - Quilapilún 220 Kv C1	Polpaico	Quilapilún	1x291	183	457	-	-	-	Polpaico	183	TTCC
Polpaico - Quilapilún 220 kV C2	Polpaico	Quilapilún	1x295	183	457	-	-	-	Polpaico	183	TTCC
Cerro Navia - Neptuno 220 kV	Cerro Navia	Neptuno	415	549	549	-	-	-	Ambos	415	Conductor
Neptuno - Chena 220 kV	Neptuno	Chena	415	549	915	-	-	-	Ambos	415	Conductor
Cerro Navia - Chena 220 kV	Cerro Navia	Chena	409	549	915	-	-	-	Ambos	409	Conductor
Lo Aguirre - Cerro Navia 220 kV	Lo Aguirre	Cerro Navia	2x1756	1829	1829	-	-	-	Ambos	1756	Conductor
Lo Aguirre - Nva. Alto Melipilla 220 kV	Lo Aguirre	Nva. Alto Melipilla	2x192	915	457	-	-	-	Ambos	192	Conductor
Lo Aguirre - Nva. Alto Melipilla 220 kV	Lo Aguirre	Nva. Alto Melipilla	327	915	457	-	-	-	Ambos	327	Conductor
Nva. Alto Melipilla - Rapel 220 kV C1 y C2	Nva. Alto Melipilla	Rapel	2x197	457	366	-	-	-	Ambos	197	Conductor
Nva. Alto Melipilla - Rapel 220 kV C3	Nva. Alto Melipilla	Rapel	350	457	366	-	-	-	Ambos	350	Conductor
Alto Jahuel - Chena 220 kV C1 y C2	Alto Jahuel	Chena	2x367	457	366	-	-	-	Chena	366	TTCC
Alto Jahuel - Chena 220 kV C3 y C4	Alto Jahuel	Chena	2x415	549	366	-	-	-	Chena	366	TTCC
Alto Jahuel - Buin 220 kV	Alto Jahuel	Buin	580	274	s/i	-	300	-	Alto Jahuel	274	TTCC
Alto Jahuel - Los Almendros 220 kV	Alto Jahuel	Los Almendros	2x400	915	915	-	-	-	Ambos	400	Conductor
Alto Jahuel - Maipo 220 kV	Alto Jahuel	Maipo	2x680	915	686	-	-	-	Ambos	680	Conductor

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino				
Maipo - Candelaria 220 kV	Maipo	Candelaria	2x728	686	915	-	-	-	Maipo	686	TTCC
Candelaria - Puente Negro 220 kV	Candelaria	Puente Negro	2x692	915	915	-	-	-	Ambos	692	Conductor
Puente Negro - Colbún 220 kV	Puente Negro	Colbún	2x692	915	915	-	-	-	Ambos	692	Conductor
Ancoa - Colbún 220 kV	Ancoa	Colbún	600	915	915	-	-	-	Ambos	600	Conductor
Entre Ríos - Charrúa 220 kV	Entre Ríos	Charrúa	2x1154	1830	1830	750	-	-	Entre Ríos	750	Transformador

s/i: sin información

- (1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.

Nota: La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

5.7 Zona Centro Sur 154 kV

Esta zona está comprendida entre las SS/EE Alto Jahuel y Charrúa. Para el análisis de esta zona no se evaluará el límite por estabilidad de tensión, ya que las principales restricciones corresponden a limitaciones térmicas de los conductores o por equipos serie del sistema de transmisión.

5.7.1 Limitaciones Térmicas de Elementos Serie

Las capacidades térmicas de los conductores y TT/CC se encuentran en el Anexo 7.7. A continuación, en la Figura 5.47 se presenta el resumen de dichos valores, los que consideran una temperatura ambiente con efecto del sol.

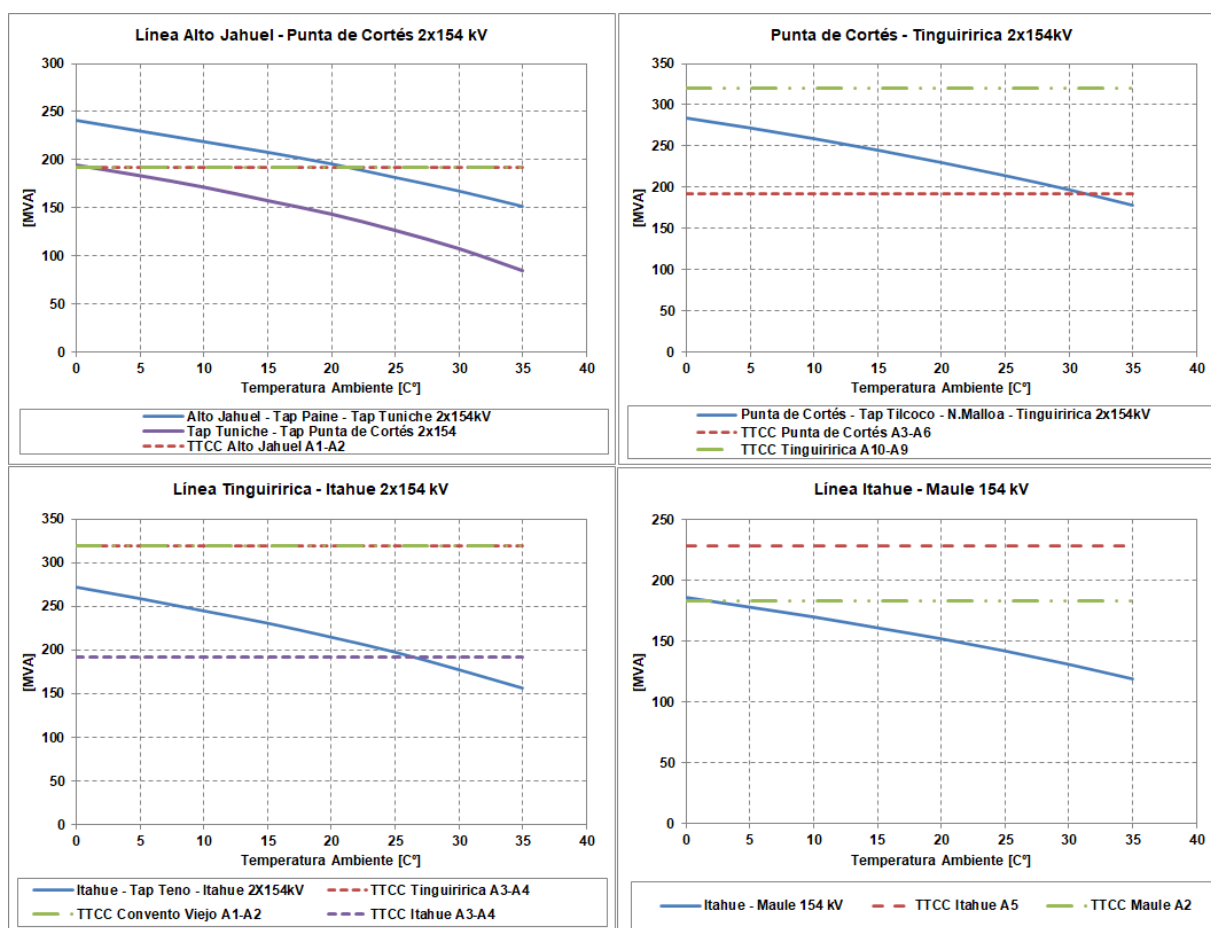


Figura 5.47 : Limitaciones térmicas de elementos Serie

De la figura anterior es posible concluir que, para una temperatura ambiente de 25°C con sol, la limitación para la línea Alto Jahuel – Punta Cortes 154 kV queda definido por por la capacidad térmica del conductor del tramo Tap Tuniche – Tap Punta de Cortés 154 kV C1 y C2. Mientras que, para el tramo Itahue – Tinguiririca 154 kV, la limitación está dada por los TT/CC en S/E Itahue.

Además, las limitaciones quedarán definidas para cada tramo de línea, ya que estos coinciden con puntos de inyecciones o retiros de potencia, lo que produce que los flujos por la línea no sean igual en cada tramo.

5.7.2 Resumen de Resultados

Tabla 5.64. Resumen de las restricciones de la Zona Centro Sur 154 kV.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino			
Puente Negro - Tinguiririca 220 kV	Puente Negro	Tinguiririca	2x479	686	457	-	300	Tinguiririca	300	Transformador
Maule – Santa Isabel 220 kV	Maule	Santa Isabel	299	366	366	-	300	Ambos	299	Conductor
Alto Jahuel - Punta de Cortés 154 kV (1)	Alto Jahuel	Punta de Cortés	2x127	192	192	300	-	Ambos	127	Conductor
Punta de Cortés - Tinguiririca 154 kV	Punta de Cortés	Tinguiririca	2x214	192	320	-	-	Punta de Cortés	192	TTCC
Tinguiririca - Convento Viejo 154 kV	Tinguiririca	Convento Viejo	198	320	320	-	-	Ambos	198	Conductor
Convento Viejo - Itahue 154 kV	Convento Viejo	Itahue	198	320	192	-	-	Itahue	192	TTCC
Tinguiririca - Itahue 154 kV	Tinguiririca	Itahue	198	320	192	-	-	Itahue	192	TTCC
Ancoa - Itahue 220 kV C1	Ancoa	Itahue	472	915	457	-	300	Itahue	300	Transformador
Ancoa - Itahue 220 kV C2	Ancoa	Itahue	481	915	457	-				
Itahue - Maule 154 kV	Itahue	Maule	142	229	256	-	-	Ambos	142	Conductor
Maule – Parral 154 kV	Maule	Parral	107	256	s/i	-	-	Ambos	107	Conductor
Parral – Monterrico 154kV C1	Parral	Monterrico	108	s/i	320	-	-	Ambos	108(3)	Conductor
Montenegro – Monterrico 154 kV C1	Montenegro	Monterrico	212	320	320	-	-	Ambos	212(3)	Conductor
Charrúa – Montenegro 154kV C1	Charrúa	Montenegro	232	320	320	-	-	Ambos	232(3)	Conductor
Chillán – Pueblo Seco 154kV C1	Chillán	Pueblo Seco	81	160	256	-	-	Ambos	81(3)	Conductor
Pueblo Seco – Charrúa 154 kV C1	Pueblo Seco	Charrúa	110	256	320	-	-	Ambos	110(3)	Conductor

s/i: sin información

- (1) Cabe señalar que existe un proyecto de reemplazo de los TTCC de los paños A1 y A2 en S/E Alto Jahuel (NUP 2049), para pasar de una razón de 600/5 a 1200/5, el cual entró en servicio en mayo de 2022, pero aún no ha entrado en operación.
- (2) Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (3) En caso de requerirse evaluar las condiciones de capacidades de transmisión ante altas temperaturas durante el periodo de verano, este se contempla como parte del análisis de la operación y excede los alcances de este estudio por tratarse de una situación específica.

Nota: La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

5.8 Zona Concepción

Esta zona está comprendida desde S/E Charrúa hacia los consumos de la ciudad de Concepción y alrededores. Desde Charrúa es abastecida a través de tres (3) líneas de 220 kV (hacia Concepción, Hualpén y Lagunillas) y una de 154 kV (hasta Concepción). La longitud máxima de las líneas es de aproximadamente 80 km.

Para esta zona se analizan sólo los límites térmicos de conductores y equipos serie, factores de redistribución de flujos y posteriormente para el más restrictivo de los límites se verifica el comportamiento dinámico.

5.8.1 Limitaciones Térmicas de Elementos Serie

Las capacidades térmicas de los conductores, TT/CC y equipos serie se encuentran en el Anexo 7.8. A continuación, se presenta la Figura 5.48, que resume dichos valores, los que consideran una temperatura ambiente con efecto del sol.

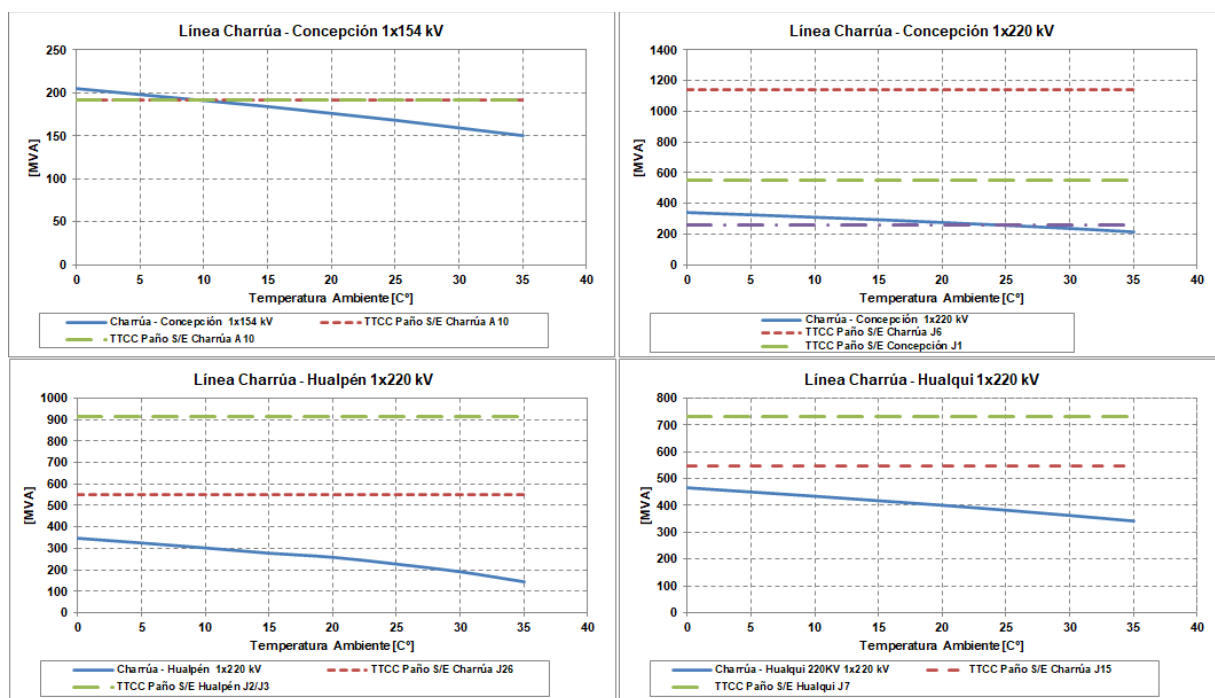


Figura 5.48 : Limitaciones térmicas de elementos serie

De la figura anterior es posible concluir que, para una temperatura ambiente de 25°C con sol, el conductor es quien define los límites de las transferencias de las distintas líneas que abastecen la zona de Concepción. Además, para la línea Charrúa – Concepción 220 kV, el transformador de poder Concepción ATR 7 presenta la misma capacidad que el conductor en dichas condiciones.

5.8.2 Verificación Dinámica

En la siguiente tabla se presenta un resumen del cumplimiento de las exigencias normativas de la NTSyCS en relación con la recuperación dinámica, para la zona de Concepción ante una contingencia en la línea Charrúa – Concepción 220 kV, midiendo sobre la línea Charrúa – Hualpén 220 kV.

Los resultados de las simulaciones dinámicas se encuentran en el Anexo 7.12.

Tabla 5.65. Verificación Dinámica zona Concepción.

Escenario	Elemento Fallado	Estabilidad							Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Amortiguamiento						Ángulo δ<120°	V≥0,7 en 50ms postdesp eje	V no <0.8pu para Δt>1	V en ±10% en 20s	fmin>48.9
		Línea	Transf. Permanente [MW]	Transf. Peak A1 [MW]	Transf. Peak A2 [MW]	A1/A2	Fact. Amort.					
DB noche 22-01-2024	Charrúa - Concepción 220kV	Charrúa - Hualpén 220kV	169,6	181,0	174,8	2,2	12,3%	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

5.8.3 Resumen de Resultados

Tabla 5.66. Resumen de las restricciones de la zona de Concepción.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Cap. Otros Equipos Serie [MVA]		Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino				
Charrúa - Concepción 220 kV	Charrúa	Concepción	260	1143	549	-	261	-	Ambos	260	Conductor
Charrúa - Hualpén 220 kV	Charrúa	Hualpén	227	549	915	-	-	Cumple	Ambos	227	Conductor
Hualpén – Guindo 220 kV	Hualpén	Guindo	344	915	457	-	-	-	Ambos	344	Conductor
Guindo – Lagunillas 220 kV	Guindo	Lagunillas	344	457	915	-	-	-	Ambos	344	Conductor
Charrúa - Hualqui 220 kV	Charrúa	Hualqui	381	549	732	-	-	-	Ambos	381	Conductor
Hualqui - Lagunillas 220 kV	Hualqui	Lagunillas	359	732	915	-	-	-	Ambos	359	Conductor
Charrúa - Concepción 154 kV	Charrúa	Concepción	168	192	192	-	-	-	Ambos	168	Conductor
Concepción - San Vicente 154 kV C1 y C2	Concepción	San Vicente	2x149	192	160	-	-	-	Ambos	149	Conductor
San Vicente - Hualpén 154 kV C1 y C2	San Vicente	Hualpén	2x215	384	256	-	-	-	Ambos	215	Conductor
Hualpén - Lagunillas 154 kV	Hualpén	Lagunillas	215	256	960	-	-	-	Ambos	215	Conductor

(1) Todos los valores corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.

(2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.

Nota: La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

5.9 Zona Sur

Esta zona está comprendida desde la S/E Charrúa 220 kV al sur, con una longitud aproximada de 660 km. El mayor aporte al abastecimiento de la zona es realizado principalmente por medio de las líneas Charrúa – Santa Clara 2x220 kV y Charrúa – El Rosal 1x220 kV. Si bien existe un vínculo en 66 kV entre SS/EE Charrúa y Temuco, éste se opera normalmente abierto.

Para esta zona se analizaron los límites térmicos y de estabilidad de tensión, factores de redistribución de flujos, y posteriormente se verificó el comportamiento dinámico para las distintas contingencias. Las capacidades térmicas de conductores y TT/CC, se encuentran en el Anexo 7.9.

5.9.1 Límites por Estabilidad de Tensión

En esta sección del informe se determinan las máximas transferencias por la nueva línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, supeditada a la estabilidad de tensión en la zona ante las contingencias simples más críticas de la zona.

Las contingencias y casos analizados son los siguientes:

- **Caso A:** Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con las dos (2) unidades de la Central HE Canutillar E/S y con el CER S/E Puerto Montt F/S.
- **Caso B:** Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con una (1) unidad de la Central HE Canutillar E/S y el CER S/E Puerto Montt E/S.
- **Caso C:** Falla de CER de Puerto Montt, en un escenario con ambas unidades de la Central HE Canutillar F/S.

El despacho considerado para ambos casos corresponde a un escenario de alta demanda típico de la zona sur de un día de marzo.

La metodología utilizada para determinar los límites por estabilidad de tensión se basa en la disminución de generación aguas abajo (al sur) del tramo bajo estudio, con el objetivo de aumentar las transferencias por la línea sujeta a análisis.

a) Caso A: Falla de Unidad 1 de la Central Canutillar, en un escenario con dos (2) Unidades de la Central Canutillar E/S y con el CER Puerto Montt F/S.

En este caso se analiza la operación de la Zona Sur con transferencias máximas por la línea Tineo – Puerto Montt 2x220 kV, considerando el CER de Puerto Montt F/S.

Para poder mantener las tensiones de las barras de la Zona Sur dentro de los rangos operativos establecidos en la NTSyCS, considerando el CER de Puerto Montt F/S, se consideran las dos unidades de la Central HE Canutillar junto con la unidad HP Rucatayo U1 en servicio. Con el fin de determinar las transferencias máximas postcontingencias y obtener las sensibilidades de las barras relevantes, se efectuaron variaciones en las inyecciones de PE San Pedro.

La Figura 5.49

muestra el comportamiento de algunas variables eléctricas en función de las transferencias de potencia por la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, para el Caso A.

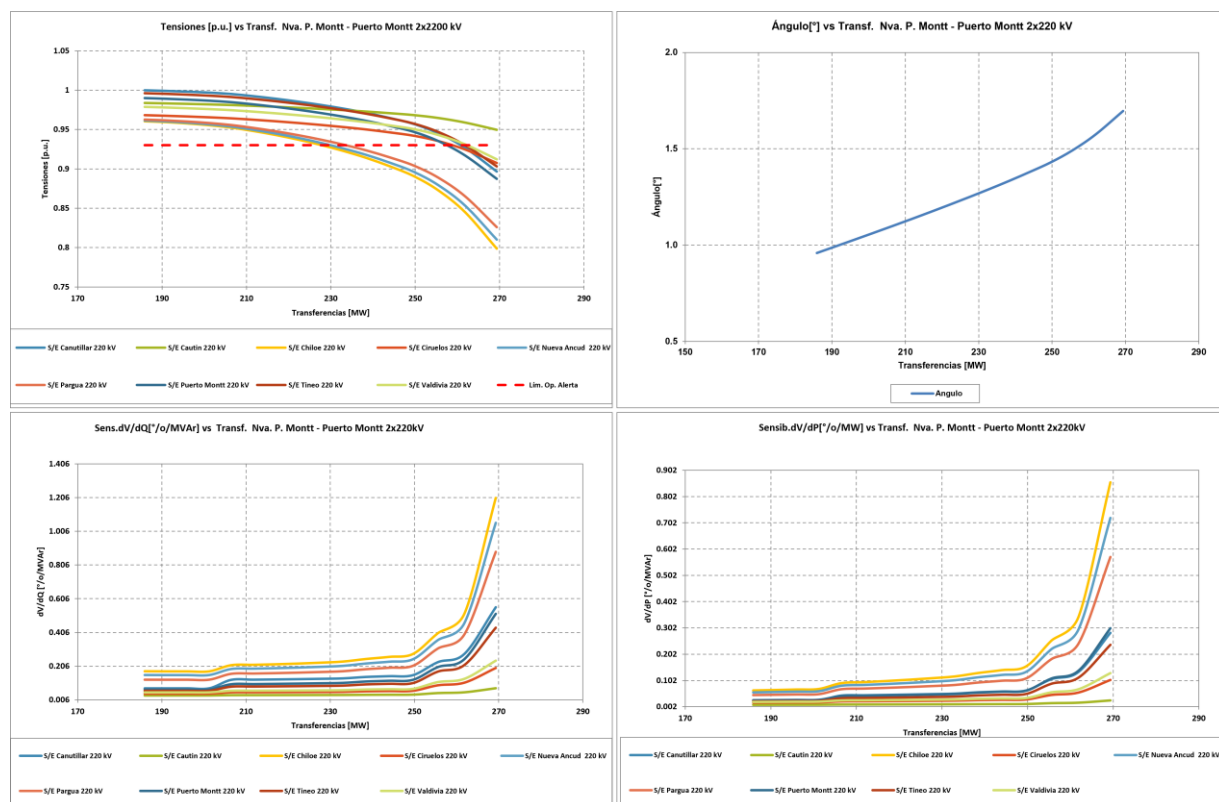


Figura 5.49 : Caso A. Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla de una (1) unidad de la Central Canutillar.

A partir de los resultados mostrados en la figura anterior, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas por las nuevas líneas Nueva Pichirropulli – Tineo 220 kV, Frutillar Norte – Tineo 220 kV y Tineo – Puerto Montt en forma simultánea diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.67. Transferencias Máximas Postcontingencia [MW] Caso A.

Circuito	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Punto Crítico Estabilidad
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	105	122	>122
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	122	138	>138
Nueva Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	40	50	>50
Nueva Pichirropulli - Tineo 220 kV C2	40	50	>50
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	101	108	>108

Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	45	53	>53
-----------------------------------	----	----	-----

Las transferencias precontingencia, bajo la condición más restrictiva se muestran a continuación:

Tabla 5.68. Transferencias precontingencia [MW], Caso A.

Circuito	P [MW]
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	84
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	64
Nueva Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	15
Nueva Pichirropulli - Tineo 220 kV C2	15
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	86
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	32

Sensibilidad con incorporación de proyecto “Línea Chiloé – Gamboa 2x220 kV y S/E Gamboa 220/110 kV 90 MVA”

Este análisis de sensibilidad corresponde a la determinación del límite de transferencia de la línea Tineo – Puerto Montt 2x220 kV considerando el proyecto “Línea Chiloé – Gamboa 2x220 kV y S/E Gamboa 220/110 kV 90 MVA” cuya fecha estimada de entrada en operación es el 31 de mayo de 2024.

Al igual que en el caso A, para determinar las transferencias máximas postcontingencias y obtener las sensibilidades de las barras relevantes, se efectuaron variaciones en las inyecciones de PE San Pedro y se aumentó la demanda de la zona de Puerto Montt hacia el sur. A diferencia del caso original, la transferencia ya no queda limitada por regulación de tensión en la barra Chiloé 220 kV, sino que por regulación de tensión en la barra de Calbuco 110 kV, la cual llegó a su límite inferior de 99.9 kV. De acuerdo con lo anterior, en el tramo analizado se alcanzó un límite postcontingencia de 356 MW.

La Figura 5.50

muestra el comportamiento de algunas variables eléctricas en función de las transferencias de potencia por la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, para la sensibilidad del Caso A.

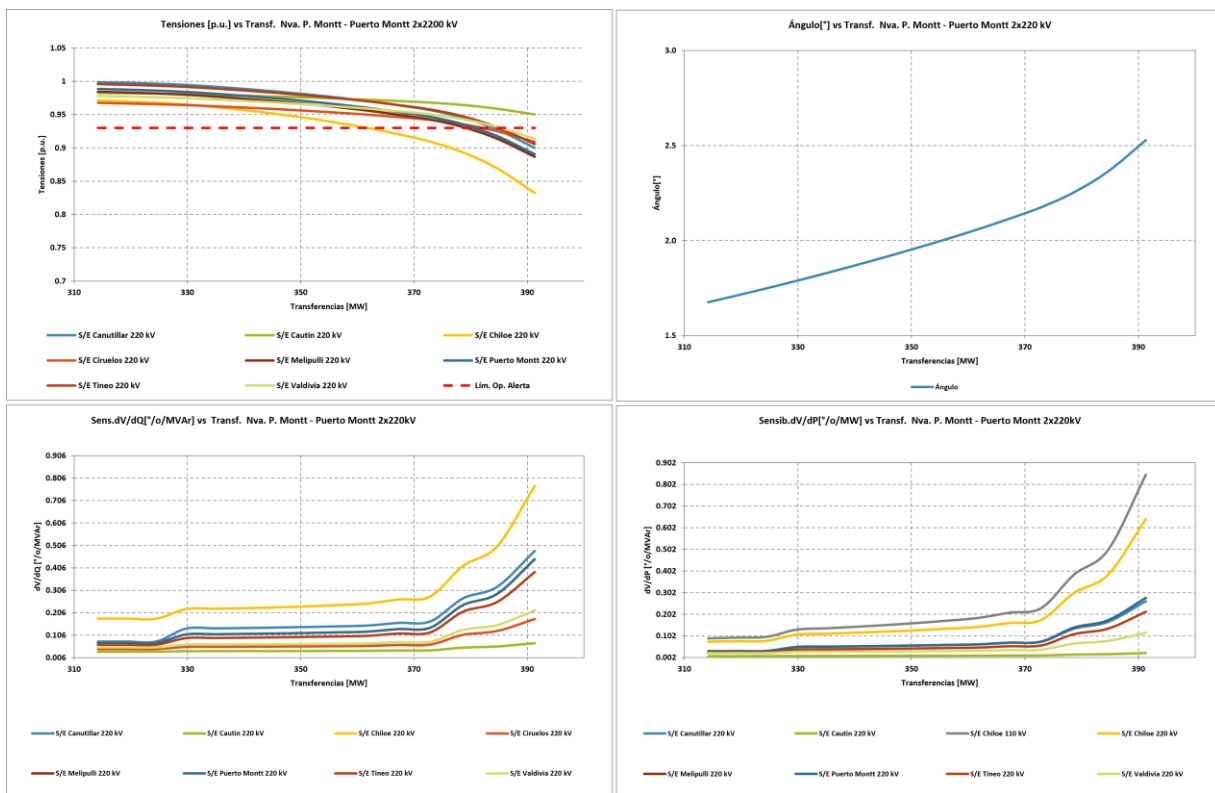


Figura 5.50 : Sensibilidad caso A. Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla de una (1) unidad de la Central Canutillar.

A partir de los resultados mostrados en la figura anterior, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas por las nuevas líneas Nueva Pichirropulli – Tineo 220 kV, Frutillar Norte – Tineo 220 kV y Tineo – Puerto Montt en forma simultánea diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.69. Transferencias Máximas Postcontingencia [MW] sensibilidad Caso A.

Circuito	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Punto Crítico Estabilidad
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	165	173	>173
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	192	200	>199
Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	47	52	>51
Pichirropulli - Tineo 220 kV C2	47	52	>51
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	186	189	>188
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	77	80	>80

Las transferencias precontingencia, bajo la condición más restrictiva se muestran a continuación:

Tabla 5.70. Transferencias precontingencia [MW], sensibilidad Caso A.

Circuito	P [MW]
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	123
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	153
Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	22
Pichirropulli - Tineo 220 kV C2	21
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	170
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	64

b) Caso B: Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con una (1) unidad de la central HE Canutillar E/S y con el CER S/E Puerto Montt E/S.

En este caso se analiza la operación de la Zona Sur con transferencias máximas por la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, considerando una (1) unidad de la Central HE Canutillar y el CER S/E Puerto Montt en servicio. Con el fin de determinar las transferencias máximas postcontingencias y obtener las sensibilidades de las barras relevantes, se efectuaron variaciones en las inyecciones de PE San Pedro.

La Figura 5.51 muestra el comportamiento de algunas variables eléctricas en función de las transferencias de potencia por la línea Tineo – Puerto Montt 2x220 kV, para el Caso B.

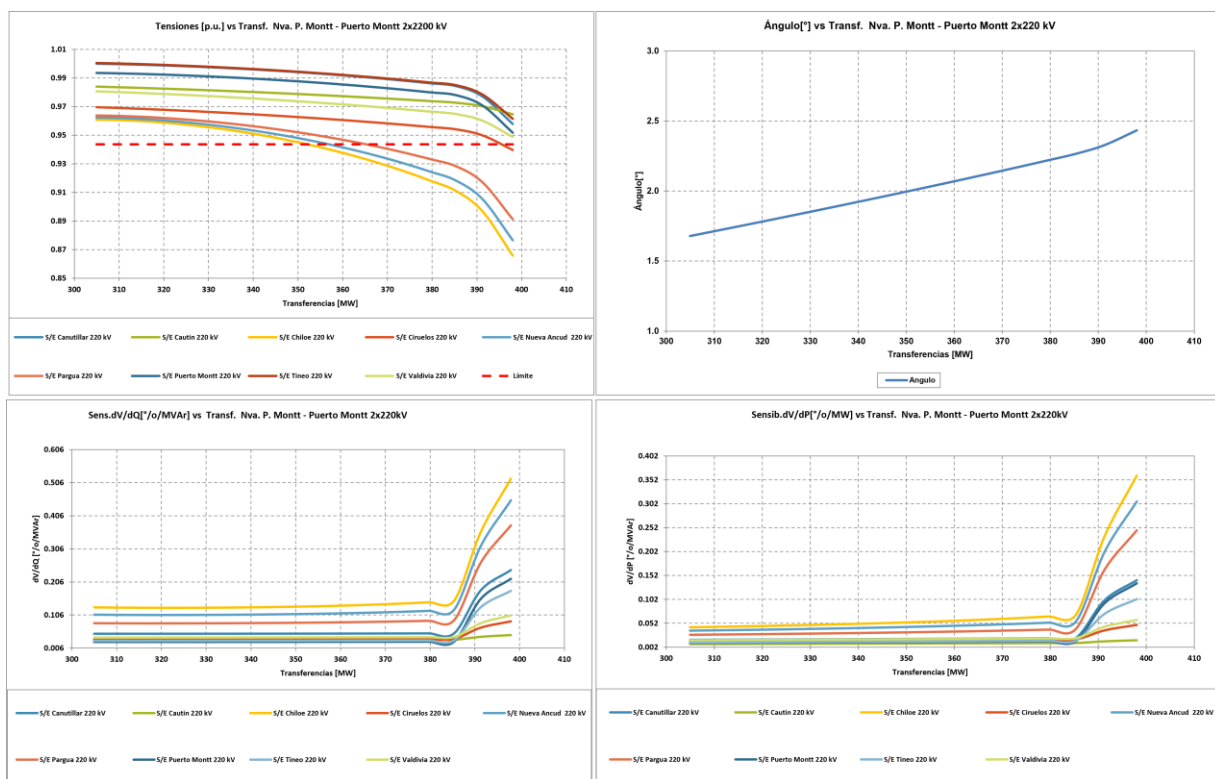


Figura 5.51 : Caso B: Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla de una (1) unidad de la Central Canutillar.

A partir de los resultados obtenidos, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas por la por las líneas Nueva Pichirropulli – Tineo 220 kV, Frutillar Norte – Tineo 220 kV y Tineo – Puerto Montt en forma simultánea diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.71. Transferencias Máximas postcontingencia [MW] Caso B.

Circuito	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Punto Crítico Estabilidad
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	169	187	>187
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	182	198	>198
Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	52	62	>62
Pichirropulli - Tineo 220 kV C2	52	62	>62
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	175	181	>181
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	73	79	>79

Las transferencias precontingencia, bajo la condición más restrictiva se muestran a continuación:

Tabla 5.72. Transferencias precontingencia [MW], Caso B.

Circuito	P [MW]
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	127
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	145
Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	26
Pichirropulli - Tineo 220 kV C2	26
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	160
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	60

c) Caso C: Falla de CER de Puerto Montt en un escenario sin unidades de HE Canutillar en servicio:

En este caso se analiza la operación de la Zona Sur con transferencias máximas por la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, considerando ambas unidades de la Central HE Canutillar fuera de servicio y el CER S/E Puerto Montt en servicio. Con el fin de determinar las transferencias máximas postcontingencias y obtener las sensibilidades de las barras relevantes, se efectuaron variaciones en las inyecciones de PE San Pedro.

La Figura 5.52 muestra el comportamiento de algunas variables eléctricas en función de las transferencias de potencia por la línea Tineo – Puerto Montt 2x220 kV, para el Caso C.

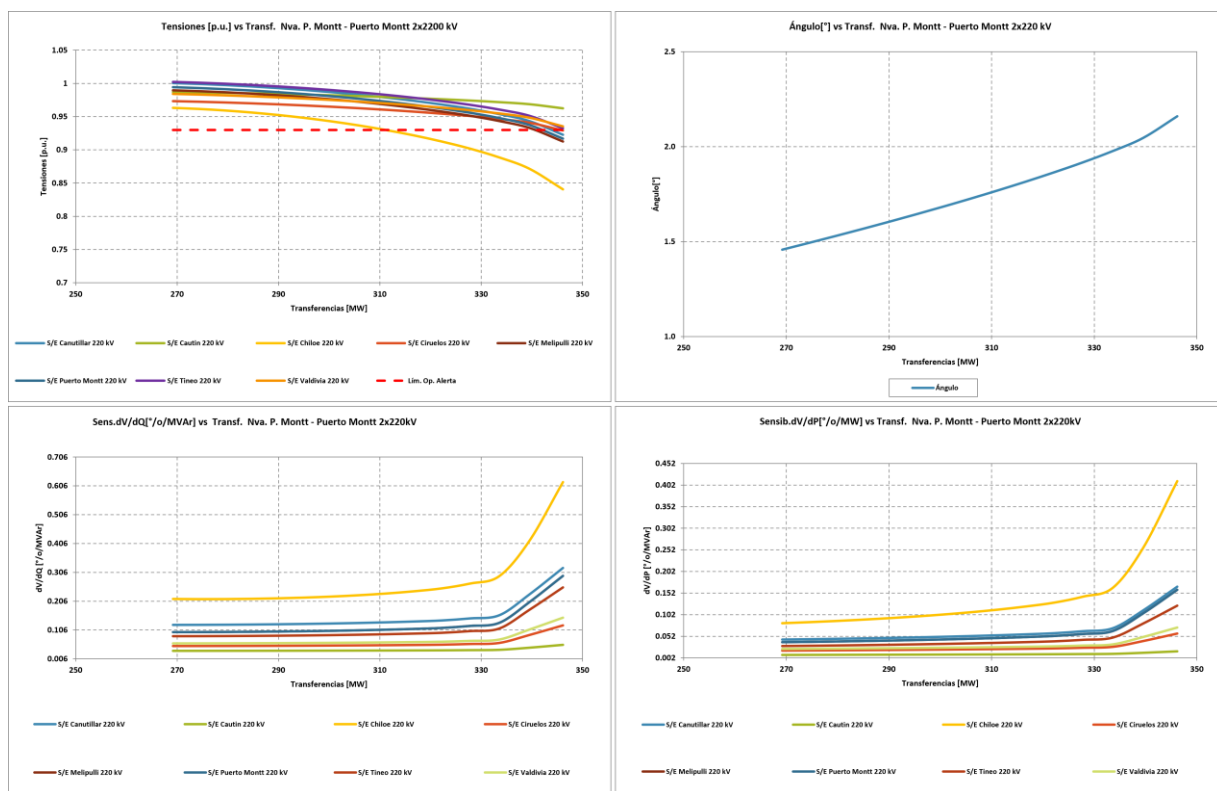


Figura 5.52 Caso C: Transferencias Tineo – Puerto Montt 2x220kV ante la Falla del CER de Puerto Montt.

A partir de los resultados obtenidos, en la siguiente tabla se resumen las transferencias máximas por la por las líneas Nueva Pichirropulli – Tineo 220 kV, Frutillar Norte – Tineo 220 kV y Tineo – Puerto Montt en forma simultánea diferenciando la causa de la limitación.

Tabla 5.73 Transferencias Máximas postcontingencia [MW] Caso C.

Circuito	Transferencias Máximas Postcontingencia [MW]		
	Regulación de Tensión	Sensibilidades	Punto Crítico Estabilidad
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	149	157	>157
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	162	169	>169
Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	35	40	>40
Pichirropulli - Tineo 220 kV C2	35	40	>40
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	174	177	>177
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	68	7	>72

Las transferencias precontingencia, bajo la condición más restrictiva se muestran a continuación, cabe mencionar que al tratarse de una falla del CER de Puerto Montt, y no una desconexión intempestiva de generación, no hay diferencia entre las transferencias pre y postcontingencia:

Tabla 5.74 Transferencias precontingencia [MW], Caso C

Circuito	P [MW]
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	149
Tineo - Puerto Montt 220 kV C2	162
Pichirropulli - Tineo 220 kV C1	35
Pichirropulli - Tineo 220 kV C2	35
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	174
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	68

5.9.2 Verificación Dinámica

Se verificó el comportamiento de la recuperación dinámica del sistema debido a la desconexión intempestiva de la unidad HE Canutillar U1 en los escenarios más críticos para dichas fallas, los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 5.75. Verificación Dinámica zona Sur.

Caso	Falla	Estabilidad		Comportamiento Tensión			Frecuencia
		Amortiguamiento	Ángulo	Vmin≥0.7 en 50ms	Vmin≥0.8 en 1s	V en 10% en 20s	fmin>48.9
Caso A	Desconexión Intempestiva	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso B	Desconexión Intempestiva	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caso C	Desconexión CER	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

De la tabla anterior se puede concluir que el factor de amortiguamiento en todas las contingencias simuladas está sobre el 5.0 % establecido en la NT. Adicionalmente, la frecuencia cumple con las exigencias establecidas en todos los casos.

El resultado de las simulaciones dinámicas se encuentra en el Anexo 7.12.

5.9.3 Resumen Zona Sur

Tabla 5.76. Resumen de las restricciones para la zona Sur.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Santa Clara - Charrúa 2x220 kV	Charrúa	Santa Clara	2x629	1097 (4)	915	-	-	-	-	Charrúa	-	610 (5)	TTOO (5)
Mulchén - Santa Clara 2x220 kV	Santa Clara	Mulchén	2x629	915	915	-	-	-	-	Ambos	-	629	Conductor
Río Malleco - Mulchen 2x220 kV	Río Malleco	Mulchén	2x581	732	915	-	-	-	-	Cautín	-	581	Conductor
Cautín - Río Malleco 2x220 Kv	Cautín	Río Malleco	2x581	457	732	-	-	-	-	Ambos	-	457	TTCC
Charrúa - El Rosal 1x220 kV	Charrúa	El Rosal	265	274	457	-	-	-	-	Ambos	-	265	Conductor
El Rosal - Los Varones 1x220 kV	El Rosal	Los Varones	263	457	366	-	-	-	-	Ambos	-	263	Conductor
Los Varones - Duqueco 1x220 kV	Los Varones	Duqueco	264	366	366	-	-	-	-	Ambos	-	264	Conductor
Duqueco- Los Peumos 1x220 kV	Duqueco	Los Peumos	264	366	457	-	-	-	-	Ambos	-	264	Conductor
Los Peumos - Temuco 1x220 kV	Los Peumos	Temuco	264	457	274	-	-	-	-	Ambos	-	264	Conductor
Temuco - Cautín 2x220 kV	Temuco	Cautín	2x193	274	549	-	-	-	-	Ambos	-	193	Conductor
Cautín - Río Toltén 2x220 kV	Cautín	Río Toltén	2x191	549	915	-	-	-	-	Ambos		191	Conductor

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] ⁽¹⁾⁽²⁾		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Río Tolten - Lastarria 2x220 Kv	Río Toltén	Lastarria	2x201	915	594	-	-	-	-	Ambos	-	201	Conductor
Lastarria - Ciruelos 220 kV C1	Lastarria	Ciruelos	204	594	274	-	-	-	-	Ambos	-	204	Conductor
Lastarria - Ciruelos 220 kV C2	Lastarria	Ciruelos	144	594	366	-	-	-	-	Ambos	-	144	Conductor
Ciruelos - Valdivia 220 kV C1	Ciruelos	Valdivia	191	274	366	-	-	-	-	Ambos		191	Conductor
Ciruelos - Valdivia 220 kV C2	Ciruelos	Valdivia	145	366	366	-	-	-	-	Valdivia	-	145	Conductor
Ciruelos - C. de Huichahue 2x220 kV	Ciruelos	C. de Huichahue	2x354	366	366	-	-	-	-	Ambos		354	Conductor
C. de Huichahue - Pichirropulli 2x220 kV	C. de Huichahue	Pichirropulli	2x354	366	366	-	-	-	-	Ambos	-	354	Conductor
Valdivia - El Laurel 220 kV C1	Valdivia	El Laurel	201	183	457	-	-	-	-	Ambos		183	TTCC
Valdivia - El Laurel 220 kV C2	Valdivia	El Laurel	145	183	457	-	-	-	-	Ambos	-	145	Conductor
El Laurel - Pichirropulli 220 kV C1	El Laurel	Pichirropulli	201	457	366	-	-	-	-	Ambos	-	201	Conductor
El Laurel - Pichirropulli 220 kV C2	El Laurel	Pichirropulli	145	457	366	-	-	-	-	Ambos	-	145	Conductor
Pichirropulli - Rahue 220 kV C1	Pichirropulli	Rahue	193	366	229	-	-	-	-	Ambos	-	193	Conductor

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] (1)(2)		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Pichirropulli - Rahue 220 kV C2	Pichirropulli	Rahue	145	366	229	-	-	-	-	Ambos		145	Conductor
Rahue - Frutillar Norte 220 kV C1	Rahue	Frutillar Norte	195	229	732	-	-	-	-	Ambos		195	Conductor
Rahue - Frutillar Norte 220 kV C2	Rahue	Frutillar Norte	147	229	732	-	-	-	-	Pichirropulli	-	147	Conductor
Tineo - Puerto Montt 220 kV C1	Tineo	Puerto Montt	725	549	549	Caso A: 2 Unidades Canutillar E/S y CER P. Montt F/S Desconexión Intempestiva Canutillar U1 Caso AS: Incorporación proyecto Caso B: 1 Unidad Canutillar E/S y CER P. Montt E/S Desconexión Intempestiva Canutillar U1 Caso C: Canutilla F/S CER E/S Falla CER	Caso A: 260 Caso AS: 373 Caso B: 385 Caso C: 326	Caso A: 227 Caso AS: 356 Caso B: 351 Caso C: 311	Cumple	Nva. P. Montt Nva. P. Montt	Caso A: 148 Caso AS: 276 Caso B: 272 Caso C: 311	Caso A: 227 Caso AS: 356 Caso B: 351 Caso C: 311	A: Regulación de Tensión AS: Regulación de Tensión B: Regulación de Tensión C: Regulación de Tensión
Tineo - Tap Off Llanquihue 220 kV C2	Tineo	TO Llanquihue	444	549	-								
Tap Off Llanquihue - Puerto Montt 220 kV C2	TO Llanquihue	Puerto Montt	444	-	549		Caso A: 98 Caso AS: 133 Caso B: 149 Caso C: 128	Caso A: 82 Caso AS: 126 Caso B: 134 Caso C: 120		Caso A: 47 Caso AS: 91 Caso B: 100 Caso C: 120	Caso A: 82 Caso AS: 126 Caso B: 134 Caso C: 120	A: Regulación de Tensión AS: Regulación de Tensión B: Regulación de Tensión C: Regulación de Tensión	

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión		Regulación de Tensión P [MW]	Margen de Seguridad y Comport. Dinámico	Punto de Medida	Limitación del Tramo [MVA] ⁽¹⁾⁽²⁾		Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.				Operación Normal	Post Contingencia	
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C1	Frutillar Norte	Tineo	195	732	549	-	-	-	-	Ambos	-	195 ⁽³⁾	Conductor
Frutillar Norte - Tineo 220 kV C2	Frutillar Norte	Tineo	147	732	549	-	-	-	-	Ambos	-	147 ⁽³⁾	Conductor
Pichirropulli - Tineo 2x220 kV	Pichirropulli	Tineo	2x1233	366	549	-	-	-	-	Pichirropulli	-	366 ⁽³⁾	TTCC
Puerto Montt - Melipulli 2x220 kV	Puerto Montt	Melipulli	2x188	366	366	-	-	-	-	Ambos	-	188	Conductor
Melipulli - Pargua 1x220 kV	Melipulli	Pargua	206	366	686	-	-	-	-	Ambos	-	206	Conductor
Pargua - Nva. Ancud 1x220 kV	Pargua	Nva. Ancud	102	686	594	-	-	-	-	Ambos	-	102	Conductor
Nva. Ancud - Chiloé 1x220 kV	Nva. Ancud	Chiloé	317	594	686	-	-	-	-	Ambos	-	317	Conductor

Caso A: Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con las dos (2) unidades de la Central HE Canutillar E/S y con el CER S/E Puerto Montt F/S.

Caso AS: Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con las dos (2) unidades de la Central HE Canutillar E/S y con el CER S/E Puerto Montt F/S – Sensibilidad con línea Chiloé – Gamboa 2x 220 kV en servicio.

Caso B: Falla de la unidad HE Canutillar U1, en un escenario con una (1) unidad de la Central HE Canutillar E/S y el CER S/E Puerto Montt E/S.

Caso C: Falla CER, en un escenario con Central HE Canutillar F/S y el CER S/E Puerto Montt E/S.

- (1) Los valores de la columna “Post Contingencia” corresponden a límites postcontingencia de régimen permanente, es decir, para determinar la limitación precontingencia (Operación Normal) se deben considerar el efecto del aumento de pérdidas, las redistribuciones de flujos postcontingencia y, particularmente la ubicación de la reserva en giro en los casos de contingencias de generación. Por lo tanto, se presentan los valores de operación normal solo para los tramos críticos analizados en la sección 5.9.1. Cabe señalar que la aplicación de restricciones térmicas en los distintos tramos de transmisión debe considerar las capacidades que correspondan al momento de su aplicación, de acuerdo con la temperatura ambiente y el efecto sol.
- (2) Bajo ciertas condiciones operacionales es posible operar con transferencias superiores al límite permanente, pero por tiempos reducidos, es decir, sobrecarga admisible de corta duración.
- (3) Los límites de estos tramos quedan condicionados a los montos de los límites definidos para el tramo Tineo – Puerto Montt 2x220 kV, límites que se presentan en la Figura 5.53, Figura 5.55, Figura 5.55 y Figura 5.56.

- (4) Se considera el cambio del tap de operación de los TTCC de los paños J3 y J23 de la S/E Charrúa, de 1.2 kA a 2.4 kA, realizado entre el 13 y 16 de febrero de 2024 por instrucción del Coordinador.
- (5) Para este tramo en particular, el límite está determinado por la capacidad permanente de las trampas de onda (TTOO) de sus paños terminales. Específicamente, por la capacidad de las TTOO de los paños J7 y J10 de la S/E Santa Clara (1.6 kA).
- Nota:** La actualización de la información técnica del Coordinador Eléctrico Nacional deben realizarla los propietarios de las instalaciones del sistema en la página web del Coordinador.

En las siguientes figuras se resumen las restricciones determinadas para los tramos críticos de la zona sur, indicándose la condición de despacho de unidades generadoras considerada.

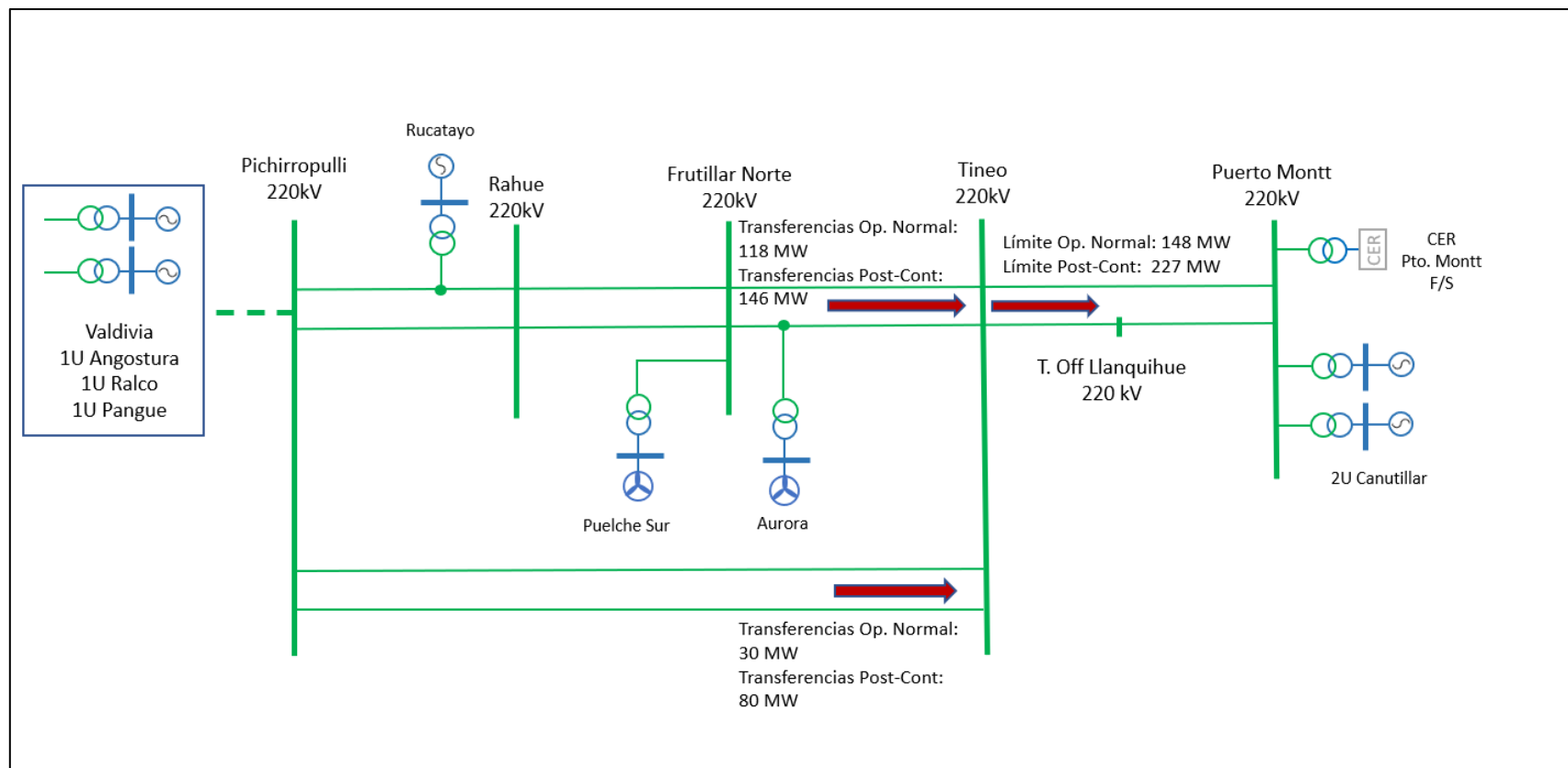


Figura 5.53 : Caso A: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

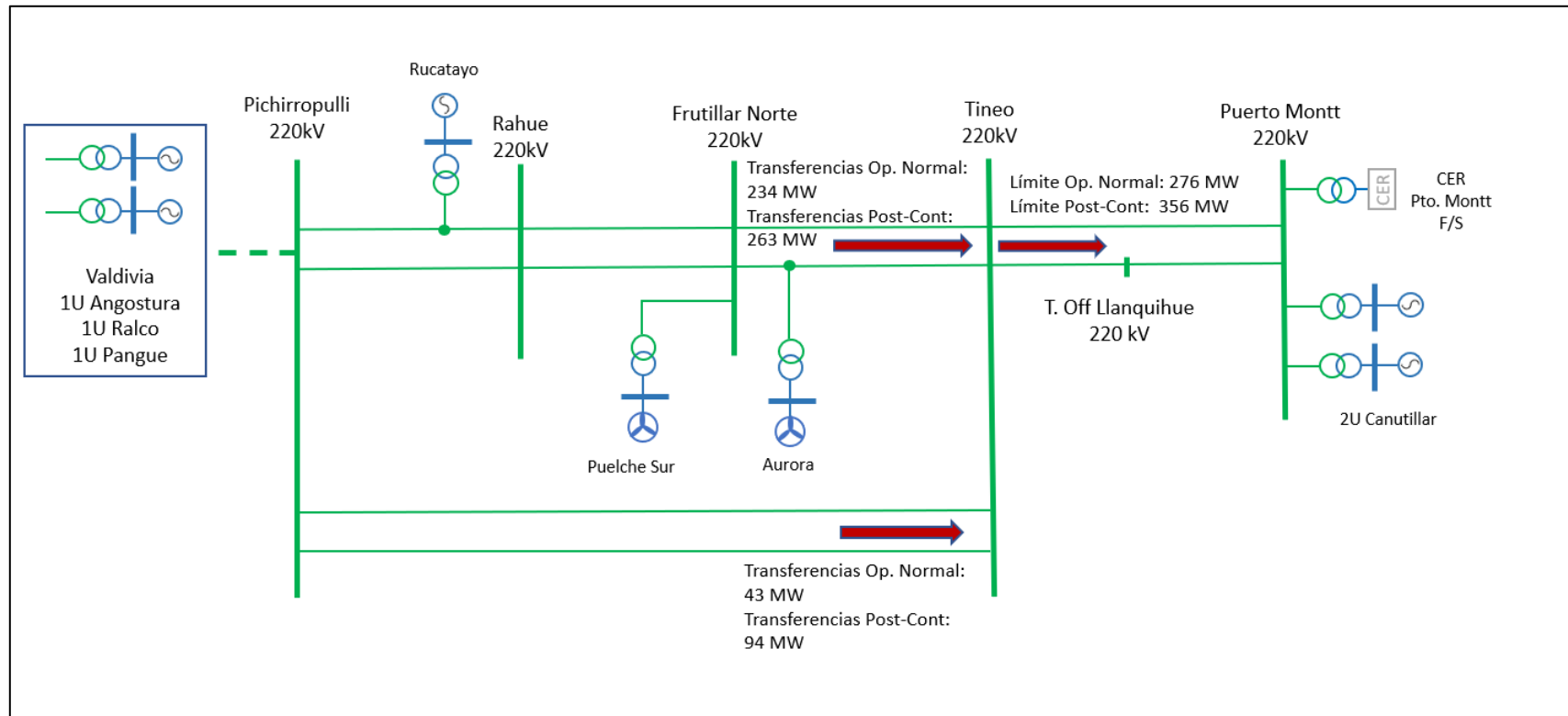


Figura 5.54 Caso AS: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

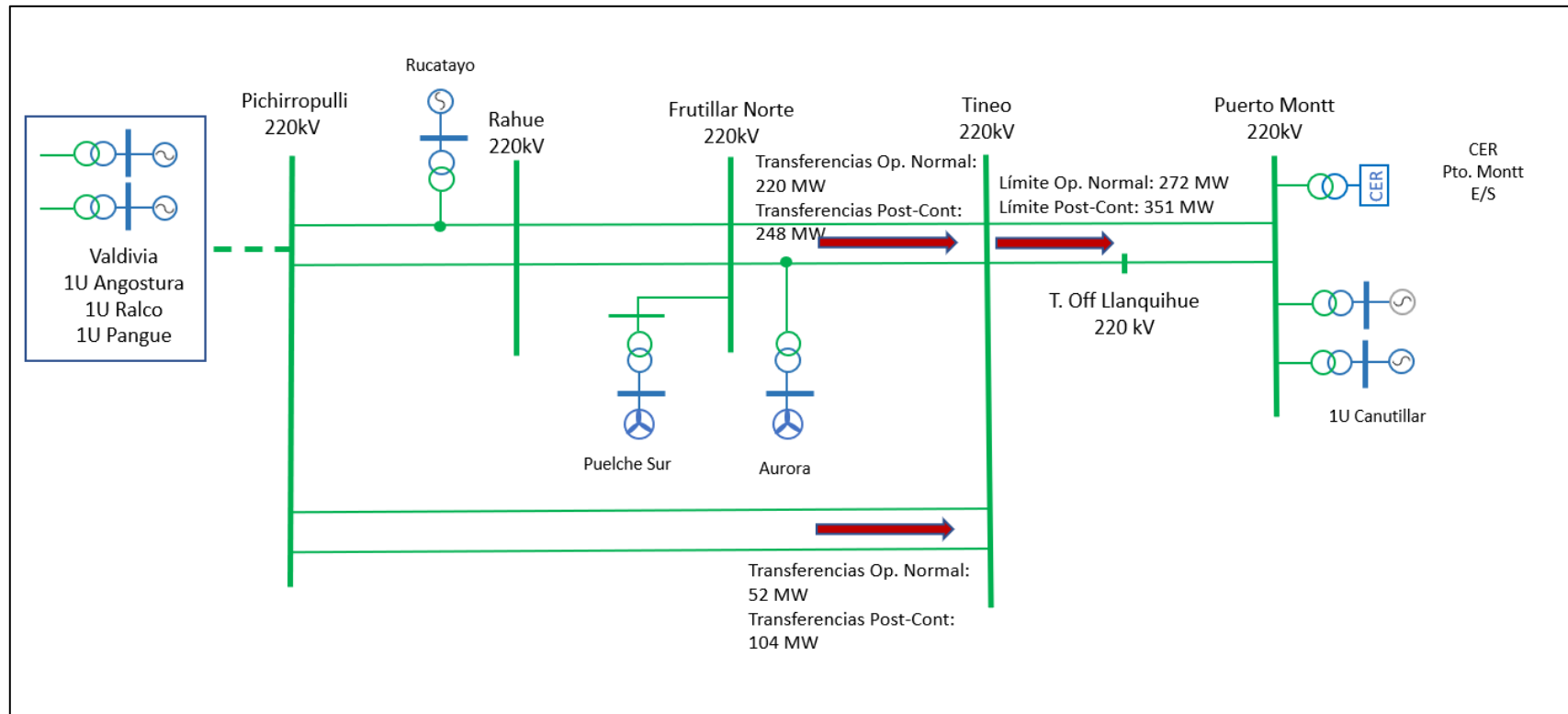


Figura 5.55 . Caso B: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

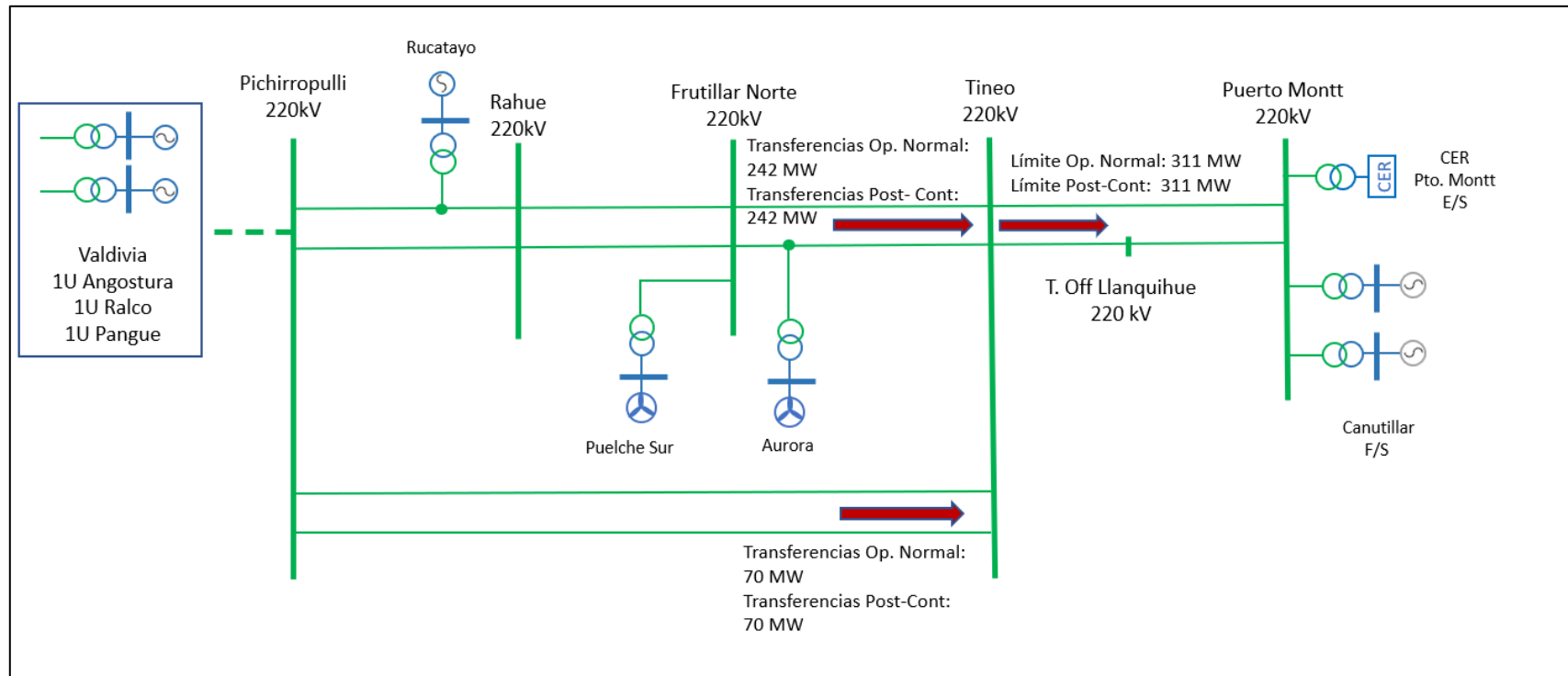


Figura 5.56 Caso C: Resumen de las restricciones para la zona Sur.

5.10 Líneas de Inyección de Centrales

A continuación, se analizan las limitaciones de las siguientes líneas, verificando la evacuación de generación a plena capacidad:

- Charrúa – Ralco 220 kV.
- Antuco – Charrúa 220 kV.
- Pehuenche – Ancoa 220 kV.
- San Luís – Quillota 220 kV.
- Charrúa – Lagunillas 220 kV y Hualpén – Lagunillas 220 kV.
- Santa María – Charrúa 220 kV.

Las limitaciones térmicas por conductor y TTCC se encuentran en el Anexo 7.10.

En el caso particular de la línea San Luís – Quillota 220 kV, de corta longitud y baja reactancia, las restricciones operativas están supeditadas a la capacidad térmica propia de sus instalaciones de conexión al sistema.

Respecto del resto de estas líneas, no han sufrido cambios topológicos y las nuevas centrales no son un aporte significativo a la potencia de cortocircuito en los nudos de conexión, de manera que estas cumplen con la verificación del comportamiento dinámico (estabilidad transitoria) para plena generación, de acuerdo con lo señalado en versiones previas del estudio y que se resumen en la tabla siguiente. El caso de la nueva SE Los Notros 220kV, la cual secciona Las Líneas Pangue - Charrúa y Ralco - Charrúa 220kV y la nueva línea Los Notros – Mulchén 220 kV, no representa una reducción en las impedancias de vínculo de estas centrales al SEN. Por lo tanto, no debería haber detrimento a la seguridad del SEN respecto a la condición anterior.

De acuerdo con lo anterior, el resumen de restricciones es el siguiente.

Tabla 5.77. Resumen de restricciones centrales

Nombre de Línea	SS/EE		Cap. Térmica [MVA]	Capacidad TT/CC [MVA]		Inyección Máxima Verificada en Simulación Dinámica [MW]	Punto de Medida
	Origen	Destino	25° c/sol	Origen	Destino		
Ralco – Charrúa 220 kV L1 y L2	Ralco	Charrúa	2x722	2x1000	2x1097	Ralco: 690	Ralco
Antuco – Charrúa 220 kV L1, L2 y L3	Antuco	Charrúa	3x517	3x457	3x274	Antuco: 264	Antuco
Pehuenche – Ancoa 220 kV L1 y L2	Pehuenche	Ancoa	2x517	2x914	2x914	Pehuenche: 550	Pehuenche
San Luis – Quillota 220 kV L1 y L2	San Luis	Quillota	2x1974	2x1524	1x1524	Inyección Total: 1476	San Luis
Charrúa – Lagunillas 220 kV	Charrúa	Lagunillas	1x410	593	913	Bocamina II: 388	Bocamina II
Santa María – Charrúa 220 kV	Santa María	Charrúa	2x516	1370	1097	Santa María: 350	Santa María

6 COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

El presente estudio contempla el análisis de las principales restricciones que se presentan en el Sistema Eléctrico Nacional, analizando en detalle aquellos tramos que se consideran críticos, en cuyos casos se determinan en forma independiente los límites térmicos y por estabilidad de tensión. Luego de determinar las limitaciones de las distintas líneas se realizó una verificación dinámica para aquellos tramos más exigidos y en las condiciones más críticas de cada zona, comprobándose el cumplimiento de las exigencias de la NTSyCS para el comportamiento dinámico de las distintas variables del sistema.

El estudio consideró un análisis por zonas del Sistema Eléctrico Nacional y se evaluaron las limitaciones que afectan a las líneas del Sistema de Transmisión Nacional, aquellas líneas del Sistema de Transmisión Zonal (STZ) que abastecen las zonas de la Quinta Región y Concepción, y aquellas líneas del STZ que forman parte del sistema de 154 kV comprendido entre las subestaciones Alto Jahuel y Charrúa.

Cabe señalar que para las líneas del Norte Grande que se conectan a las SS/EE Crucero y Encuentro, se consideró la limitación térmica a 35°C de temperatura ambiente, la cual representa las condiciones más exigentes de la zona del desierto de Atacama.

Para cada uno de los tramos analizados se presentan las restricciones postcontingencia de régimen permanente y para aquellos tramos considerados críticos también se incluyen las transferencias en operación normal de los escenarios analizados. Además, para la aplicación de las restricciones en aquellos tramos con vínculos redundantes, se presentan los factores de redistribución de flujos relacionados con las distintas contingencias simples en dichos tramos.

Si bien de acuerdo con lo establecido en la NTSyCS existe la posibilidad de sobrecargar algunos equipos por un tiempo reducido ante la ocurrencia de una contingencia simple, por seguridad para la operación y para las personas en este estudio sólo se consideran limitaciones por sobrecarga de corta duración para los equipos de compensación serie, dado que en el caso de no poder controlar una sobrecarga en dichos equipos operaría la protección de sobrecarga correspondiente cortocircuitando el elemento, acción que no compromete la seguridad del sistema ni de las personas.

Los límites operacionales determinados en el presente estudio pueden variar, principalmente debido a las condiciones topológicas y las características del despacho de generación (monto y distribución de la reserva de potencia activa y reactiva) que se presenten en la operación real, por lo que dichos límites son sólo de carácter referencial. En consecuencia, las limitaciones que se apliquen a la operación real estarán supeditadas a las condiciones particulares de operación del sistema que se prevean en el corto plazo, las que serán determinadas por estudios específicos en cada caso.

Cabe señalar que todos los escenarios analizados consideran en servicio las nuevas líneas Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV y la línea 4x220 kV para seccionar la línea Quillota – Los Piuquenes 220 kV en S/E Nueva Los Pelambres, cuyas fechas de entrada en operación se estimaban al inicio del Estudio (septiembre 2023) para entre fines del 2023 y principios del 2024. Mientras no entren en operación

todos los tramos de estos tres proyectos, se deberán considerar los límites de transmisión de la Zona Norte Chico y las inercias mínimas de la Zona Norte Grande determinados en la versión anterior de este estudio o en las minutas operativas que corresponda.

A continuación, se presenta un resumen de las principales conclusiones para cada zona en estudio.

6.1 Zona Norte Grande

Se realizó un análisis de la inercia mínima necesaria para afrontar las contingencias simples más críticas en escenarios con altas transferencias entre esta zona y el resto del sistema, tanto en condiciones de noche con transferencias en el sentido Sur → Norte, como en condiciones de día con transferencias en el sentido Norte → Sur.

Para la condición de noche se analizó la desconexión intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV en un escenario de demanda alta con altos flujos por el sistema troncal de 500 kV en el sentido Sur → Norte. Se verificó el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámicos del sistema ante la desconexión intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV para un valor mínimo de inercia en el Norte Grande de 8 GVA con dos unidades de Guacolda en servicio. Cuando las unidades de Guacolda no están despachadas, esta inercia mínima sube a 9 GVA.

Para la condición de día se analizaron fallas de severidad 4 en las líneas del sistema Kimal – Polpaico 500 kV en un escenario de demanda alta, con alta generación ERV en la zona norte del SEN y con una transferencia de 1100 MW por la línea Los Changos – Parinas 500 kV. Durante los huecos de tensión posteriores al despeje de las fallas se producen oscilaciones de alta frecuencia en la respuesta de la tensión, que se van reduciendo a medida que se aumenta la inercia del Norte Grande. Esto se debería a las limitaciones que tienen los programas RMS cuando existen muchos modelos de parques ERV basados en inversores y a la vez se presentan condiciones de alta concentración de generación ERV y bajo nivel de cortocircuito en la zona, es decir, de baja fortaleza de la red. Estos fenómenos deberán ser evaluados mediante simulaciones EMT cuando se cuente con una base de datos del SEN que contenga modelos fidedignos de los parques ERV. En base a las respuestas obtenidas y considerando las mencionadas limitaciones de los análisis RMS en condiciones de baja fortaleza de la red, se recomienda operar con una inercia mínima de 9 GVA para escenarios con dos unidades de central TER Guacolda en servicio, y con una inercia mínima 10 GVA para escenarios con todas las unidades de central TER Guacolda fuera de servicio.

Cabe señalar que, tanto para condiciones de noche como de día, se realizaron análisis de sensibilidad considerando escenarios con menores y mayores niveles de transferencia por el sistema de 500 kV de la zona Norte, para los cuales se determinaron requerimientos de inercia mínima del Norte Grande menores y mayores, respectivamente.

Se hacer notar que las inercias mínimas recomendadas para condiciones de día no garantizan cumplir con la recomendación de nivel mínimo de índice de fortaleza de la red que es actualmente monitoreado en la operación en tiempo real (índice ESCR ≥ 1.5), el que se realiza para todas las barras con una

concentración relevante de generación ERV. En el caso que se determine, mediante simulaciones de estabilidad transitoria, que dicho nivel mínimo de ESCR se corresponde con un riesgo para la operación estable del SEN, se analizarán las medidas de mitigación para cumplir dicho nivel mínimo de fortaleza de la red, tales como el despacho de unidades sincrónicas adicionales o la reducción de generación ERV en los nodos más débiles de las zonas Norte Grande y Norte Chico.

6.2 Zona Norte Chico

Debido a las variaciones en la dirección del flujo de potencia activa que se presentan en esta zona, se analizaron límites de transmisión en sentido Norte → Sur y en sentido Sur → Norte. Estos límites se calcularon para los principales tramos del sistema de transmisión de la zona, que corresponden a las líneas Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV, que son las que debido a su longitud y falta de enmallamiento en el caso de la línea Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV, implican restricciones en la zona.

A continuación, se presentan las conclusiones de cada caso analizado en esta zona:

- **Caso A: Falla de un circuito de las líneas Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencias Norte ↔ Sur.**

En este caso se analizaron las transferencias máximas admisibles por las líneas Los Changos – Parinas – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el sentido Norte → Sur.

Se consideró un escenario de demanda alta de día con alta generación ERV en la zona norte del SEN. Además, se consideró toda la compensación serie del sistema de 500 kV en servicio.

Dado que los límites de transmisión de los tramos analizados son dependientes del número de unidades sincrónicas en servicio en la zona centro-norte del SEN, se analizaron condiciones de operación con inercias baja y media en dicha zona (casos A1 y A2, respectivamente).

Además, para ambos casos se hizo una sensibilidad con el fin de determinar el efecto sobre el límite de transmisión de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV del proyecto “Nuevo Equipo de Compensación Reactiva (NCER AT)”, cuya fecha de entrada en operación se estima para el segundo semestre del 2024. Dicho proyecto consiste en la instalación de un equipo de al menos 200 MVar de capacidad de inyección en la barra de 220 kV de la S/E Maipo y para este estudio fue modelado como un equipo tipo STATCOM de +200/-200 MVar.

Por último, para el Caso A1 también se analizaron dos sensibilidades sobre el despacho de unidades generadoras:

- Con todas las unidades de la central TER Guacolda fuera de servicio.
- Con todos los ciclos combinados de la zona centro fuera de servicio.

Caso A1: Escenario de inercia baja en zona centro-norte

Para esta condición se consideraron 8 unidades sincrónicas grandes en servicio en el Norte Grande, 2 unidades de Central TER Guacolda en servicio a mínimo técnico y en la Zona Centro, dos ciclos combinados de la S/E San Luis en servicio.

Dado que en la operación real no se alcanzan transferencias muy altas por el tramo Los Changos – Cumbre en condiciones de baja inercia de la zona Norte Grande, en este escenario sólo se analizó el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico.

La limitación para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV queda impuesta en todos los casos por el límite por regulación de tensión. En la tabla siguiente se resumen las transferencias máximas determinadas para cada caso analizado.

Caso	Operación Normal [MW]	Post Contingencia [MW]
A1: Caso Base	2045	1895
A1s1: Sensibilidad con STATCOM Maipo 220 kV	2145	1997
A1s2: Sensibilidad con central Guacolda fuera de servicio	1985	1839
A1s3: Sensibilidad con todos los CC Zona Centro fuera de servicio	1915	1777

Caso A2: Escenario de inercia media en zona centro-norte

En este caso se analiza un escenario de inercia media en la zona centro-norte, caracterizado por un despacho, próximo a su mínimo técnico, de 10 unidades sincrónicas en el Norte Grande, 3 unidades en central TER Guacolda y en el centro 4 ciclos combinados en San Luis y TER Campiche U1.

En la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV se alcanzó un límite de transmisión pre-contingencia de 2220 MW. Esta restricción está impuesta por regulación de tensión en el extremo Polpaico, para la condición de contingencia de severidad 4 en uno de sus circuitos. El límite post contingencia en este tramo es de 2056 MW. Para el caso de sensibilidad analizado, que considera el STATCOM en Maipo 220 kV, el límite de transmisión pre-contingencia alcanza a los 2240 MW, restricción activada por regulación de tensión en el extremo Nueva Pan de Azúcar, para la condición de contingencia de severidad 4 en uno de sus circuitos.

En el tramo Los Changos – Parinas - Cumbre 500 kV se determinó un límite de transmisión pre-contingencia de 1770 MW, límite impuesto por la máxima excursión angular admisible en las unidades del Norte Grande, derivada de una contingencia de severidad 4 en uno de los circuitos Nueva Pan de Azúcar - Polpaico. En el caso de la contingencia en uno de los circuitos de la línea Los Changos – Parinas 500 kV la transferencia post-contingencia resultante es de 1820 MW.

- **Caso B: Falla de un circuito de las líneas Los Changos – Cumbre 500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV con transferencias Sur a Norte**

En el escenario analizado se consideró una condición de demanda media de noche con un reducido número de unidades en la zona del Norte Grande, con 2 unidades de Central TER Guacolda en servicio y con baja generación de los parques eólicos de la zona norte del SEN. En estas condiciones se presentan transferencias altas en el sentido Sur - Norte a través de todos los tramos del sistema de 500 kV comprendido entre las SS/EE Los Changos y Polpaico.

En este caso la contingencia más crítica para los tramos analizados corresponde a la falla de un circuito paralelo. La limitación por TTCC de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV es de a 2078 MW postcontingencia y la limitación por regulación de tensión de la línea Los Changos – Parinas 500 kV es de a 1985 MW postcontingencia. Luego, y al considerar las condiciones más desfavorables, se tiene un límite precontingencia de 2220 MW para la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV y de 1938 MW para la línea Los Changos – Parinas 500 kV.

Se realizó una sensibilidad con un escenario de demanda baja, transferencias de 1500 MW por la línea Los Changos – Cumbre 500 kV y de 1700 MW por la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV y poca generación sincrónica en la zona centro, se llegó a la necesidad de despachar al menos una unidad de ciclo combinado de la S/E San Luis o 2 unidades de la central térmica en Nueva Ventanas 220 kV para cumplir con los estándares de recuperación dinámica de la tensión ante la salida intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16-TG-TV.

En todos los casos analizados las restricciones determinadas son menores que las capacidades térmicas de los respectivos conductores y elementos serie. En los demás tramos del sistema de 500 kV del Norte Chico no se presenta ningún tipo de limitación por estabilidad de tensión.

El resto de las restricciones de la zona corresponden a capacidades térmicas de conductores y TTCC.

6.3 Zona Centro (500, 220 y 154 kV)

De acuerdo con la topología de los sistemas centro de 220 y 154 kV, no se observan problemas de tensión para los escenarios estudiados. Las restricciones de las principales líneas que abastecen estas zonas corresponden a limitaciones definidas por las restricciones térmicas por conductor o por TTCC.

En el sistema centro de 500 kV, la contingencia más crítica es la salida intempestiva de la unidad TER IEM U1, la U16 de Central Tocopilla y la central TER San Isidro II TG TV, con altas transferencias por el sistema de 500 kV Sur desde S/E Charrúa. En estas condiciones se alcanzaron transferencias máximas postcontingencia del orden de 3120 MW por la línea Ancoa - Alto Jahuel 500 kV, para evitar problemas de estabilidad de tensión. Al considerar E/S el STATCOM/SVC Plus +/-200MVar en SE Maipo se pueden alcanzar cerca de 3200 MW de transferencias postcontingencia por el tramo Ancoa – Alto Jahuel 500kV. Lo anterior se logra cuando existe una mayor generación prevista de S/E Charrúa al Sur (considerando generación sincrónica y parques eólicos), y en el sector al norte de la S/E Alto Jahuel 500 kV se cuenta

con bajo soporte de potencia reactiva proveniente de unidades síncronas al no estar en servicio la Central HE Rapel, ni tampoco las unidades de Central Nueva Ventanas. En estas condiciones se analizaron distintos casos considerando 1 o ningún ciclo combinado en S/E San Luis.

- **Caso A1: Salida Intempestiva de la unidad TER San Isidro II TG TV con 380 MW. Escenario Demanda Baja Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis**

Este caso considera la desconexión intempestiva de la unidad TER San Isidro II TG TV con 380MW. El escenario corresponde a un caso de demanda baja de noche previsto para 09-12-2024, con transferencias en sentido Sur - Norte (Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel), con una demanda bruta estimada de 8963 MW.

De acuerdo con los resultados obtenidos, fueron detectados problemas de estabilidad de tensión, alcanzando niveles de transferencia al norte de Ancoa de alrededor de 3143 MW. En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia 2749 MW.

- **Caso A1.1: Salida Intempestiva de la unidad TER San Isidro II con 380 MW. Escenario Demanda Baja Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis. STATCOM/SVC Plus +/- 200MVar Maipo E/S**

Este caso considera la desconexión intempestiva de la unidad TER San Isidro II TG TV con 380MW y contempla el STATCOM/SVC Plus +/-200MVar Maipo E/S.

De acuerdo con los resultados obtenidos, fueron detectados problemas de estabilidad de tensión, alcanzando niveles de transferencia al norte de Ancoa de alrededor de 3223 MW. En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia son 2818 MW.

- **Caso A2: Salida Intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16 con 350 MW. Escenario Demanda Baja Noche.**

Este caso considera la desconexión intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16 con 350 MW sin ciclos combinados en servicio en S/E San Luis. A partir de los resultados de las simulaciones, se alcanzan transferencias máximas por Ancoa – Alto Jahuel 500 kV de aproximadamente 3147 MW previo al colapso de tensión por déficit de potencia reactiva. Las transferencias precontingencia son alrededor de 2724 MW.

- **Caso A2.1: Salida Intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16 con 350 MW. Escenario Demanda Baja Noche con un Ciclo Combinado Despachado en S/E San Luis. STATCOM/SVC Plus +/- 200MVar Maipo E/S**

Este caso considera la desconexión intempestiva de la unidad TER Tocopilla U16 con 350 MW sin ciclos combinados en S/E San Luis y contempla el STATCOM/SVC Plus +/-200MVar Maipo E/S.

De acuerdo con los resultados obtenidos, fueron detectados problemas de estabilidad de tensión, alcanzando niveles de transferencia al norte de Ancoa de alrededor de 3223 MW. En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia 2818 MW.

- **Caso B1: Salida Intempestiva de TER San Isidro II TG TV con 380 MW. Escenario Demanda Alta Noche con dos Ciclos Combinados Despachado en S/E San Luis.**

Este caso considera la desconexión intempestiva de la unidad TER San Isidro II TG TV con 380 MW. El escenario corresponde a un caso de demanda máxima de noche previsto para 09-12-2024, con transferencias en sentido Sur → Norte (Charrúa – Ancoa – Alto Jahuel), con una demanda bruta estimada de 11433 MW.

De acuerdo con los resultados obtenidos no fueron detectados problemas de estabilidad de tensión, alcanzando niveles de transferencia al norte de Ancoa de alrededor de 3225 MW. Para poder realizar un aumento de las transferencias desde Charrúa al Norte habría que despachar más unidades convencionales que además implica un mayor soporte de reactivos en S/E Charrúa. En las condiciones descritas, las transferencias precontingencia son alrededor de 2860 MW.

- **Caso B2: Salida Intempestiva de la central TER IEM U1 con 375 MW. Escenario Demanda Alta Noche.**

En este caso no se cuenta con ciclos combinados dando soporte de tensión en la zona de S/E San Luis.

A partir de los resultados de las simulaciones, no se observan problemas de estabilidad de tensión y se alcanzan transferencias máximas por Ancoa – Alto Jahuel 500 kV de aproximadamente 3242 MW. Para poder realizar un aumento de las transferencias desde Charrúa al Norte habría que despachar más unidades convencionales que además implica un mayor soporte de reactivos en S/E Charrúa. Las transferencias precontingencia en las condiciones descritas son alrededor de 2872 MW.

Para todos los casos, las simulaciones dinámicas realizadas y correspondiente a contingencias severidad 5, cumplen con todos los criterios y exigencias de la NTSyCS. Adicionalmente, fueron realizadas verificaciones ante fallas de severidad 4 en las líneas Charrúa – Ancoa 500kV y Ancoa – Alto Jahuel 500kV. Dado el nivel de penetración ERV y menor generación convencional en barras Charrúa y Ancoa, es relevante verificar la convergencia, recuperación dinámica ante los huecos de tensión y el amortiguamiento en caso de fallas en condiciones de altas transferencias. Los resultados descartan problemas de estabilidad, riesgos para la operación del SEN y además cumplen con los estándares establecidos en la NT SyCS.

Por otra parte, se analizaron los factores de redistribución de flujos relacionados con las diversas contingencias o condiciones operacionales presentadas y debido a la redundancia de vínculos que presenta la zona.

En resumen, en las condiciones más exigentes (Casos A1, A1.1, A2 y A2.1), para montos de transferencias superiores a las señaladas y para la contingencia más crítica, se presentarían problemas

de déficit de reservas de potencia reactiva debido al escaso número de unidades sincrónicas de gran tamaño (>50 MW) en servicio entre las SS/EE Nogales 220 kV y Alto Jahuel 500 kV, derivando en problemas de inestabilidad de tensión.

6.4 Zona V Región

De acuerdo con la topología de esta zona (líneas cortas), no se observan problemas de tensión para los escenarios estudiados. Las restricciones de las principales líneas que abastecen la zona corresponden a limitaciones definidas por las restricciones del conductor para la línea San Pedro – Quillota 110 kV. Para respetar la anterior restricción, resulta relevante tener en consideración la correlación de flujo, dada por los factores de redistribución, entre la línea San Pedro – Quillota 110 kV y el transformador 220/110 kV de la S/E Ventanas, considerando que la contingencia en este último elemento pasa a ser la más exigente de la zona.

6.5 Zona Concepción

De acuerdo con la topología de esta zona (líneas cortas), no se observan problemas de tensión para los escenarios estudiados. Las restricciones de las líneas de la zona corresponden a limitaciones definidas por las limitaciones de los conductores, donde se puede observar que para la línea Charrúa – Concepción 220 kV, el Transformador ATR 7 Concepción posee la misma capacidad que el conductor de la línea.

6.6 Zona Sur

Bajo un escenario de demanda alta típico de la zona, se analizaron dos condiciones de operación de los recursos de soporte reactivo de la zona de Puerto Montt. En particular se evaluó el límite de transmisión de la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, considerando en un primer caso la indisponibilidad del CER S/E Puerto Montt, mientras que en un segundo caso se considera la indisponibilidad de una de las unidades de la Central HE Canutillar.

A continuación, se presentan las conclusiones de cada caso analizado en esta zona:

- **Caso A: Falla de la unidad HE Canutillar U1, con dos unidades de la Central HE Canutillar E/S y con el CER S/E Puerto Montt F/S.**

Bajo estas condiciones, se puede observar que las restricciones de transmisión de la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, quedan definidas por los límites de regulación de tensión en la barra Chiloé 220 kV, obteniendo un monto máximo de transferencia de 227 MW postcontingencia y 148 MW precontingencia en el tramo al norte del Tap Off Llanquihue, mientras que en el tramo al sur del Tap Off se obtiene un monto máximo de transferencia de 189 MW postcontingencia y 110 MW precontingencia.

Este resulta ser el caso más restrictivo, por lo que la sensibilidad al considerar el proyecto de la Línea Chiloé – Gamboa 2x220 kV se hizo en base a este. Las transferencias aumentaron

considerablemente, incluso se tuvo que forzar el aumento de demanda para maximizar dicho valor. Finalmente, este quedó definido por los límites de regulación de tensión en Calbuco 110 kV, obteniendo una transferencia máxima postcontingencia por la línea Tineo – Puerto Montt 220 kV de 356 MW y 276 MW precontingencia.

- **Caso B: Falla de la unidad HE Canutillar U1, con una unidad de la Central HE Canutillar E/S y con el CER de Puerto Montt E/S.**

Previo a la falla y con el escenario debidamente ajustado, se realiza una prueba para determinar el máximo de reactivos que puede aportar el CER de Puerto Montt precontingencia, para que se cumplan las condiciones de regulación de tensión postcontingencia ante la falla del CER de Puerto Montt este mismo. Lo anterior con el objetivo de maximizar las transferencias en el tramo analizado Tineo – Puerto Montt 2x220 kV.

Al igual que en el caso A, bajo estas condiciones, se puede observar que las restricciones de transmisión del tramo Tineo – Puerto Montt 2x220 kV, quedan definidas por los límites de regulación de tensión en la barra de Chiloé 220 kV, obteniendo un monto postcontingencia máximo de transferencia de 351 MW y 272 MW precontingencia en el tramo al norte del Tap Off Llanquihue, mientras que en el tramo al sur del Tap Off se obtiene un monto máximo de transferencia de 304 MW postcontingencia y 225 MW precontingencia.

- **Caso C: Falla de CER de Puerto Montt en un escenario sin unidades de HE Canutillar en servicio:**

Bajo estas condiciones, se puede observar que las restricciones de transmisión de la nueva línea Tineo – Puerto Montt 220 kV, quedan definidas por los límites de regulación de tensión en la barra Chiloé 220 kV, obteniendo un monto máximo de transferencia de 311 MW postcontingencia en el tramo al norte del Tap Off Llanquihue, mientras que en el tramo al sur del Tap Off se obtiene un monto máximo de transferencia de 120 MW postcontingencia. Los valores precontingencia corresponden a los mismos que precontingencia, debido a que la falla corresponde a la salida de servicio del CER de Puerto Montt y no una desconexión intempestiva de generación.

El resto de las restricciones de las líneas de transmisión de la zona quedan definidas por las capacidades térmicas de los conductores y los TT/CC.