

Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN

Informe Final Actividad 2 - Análisis de
Estabilidad de la Tensión

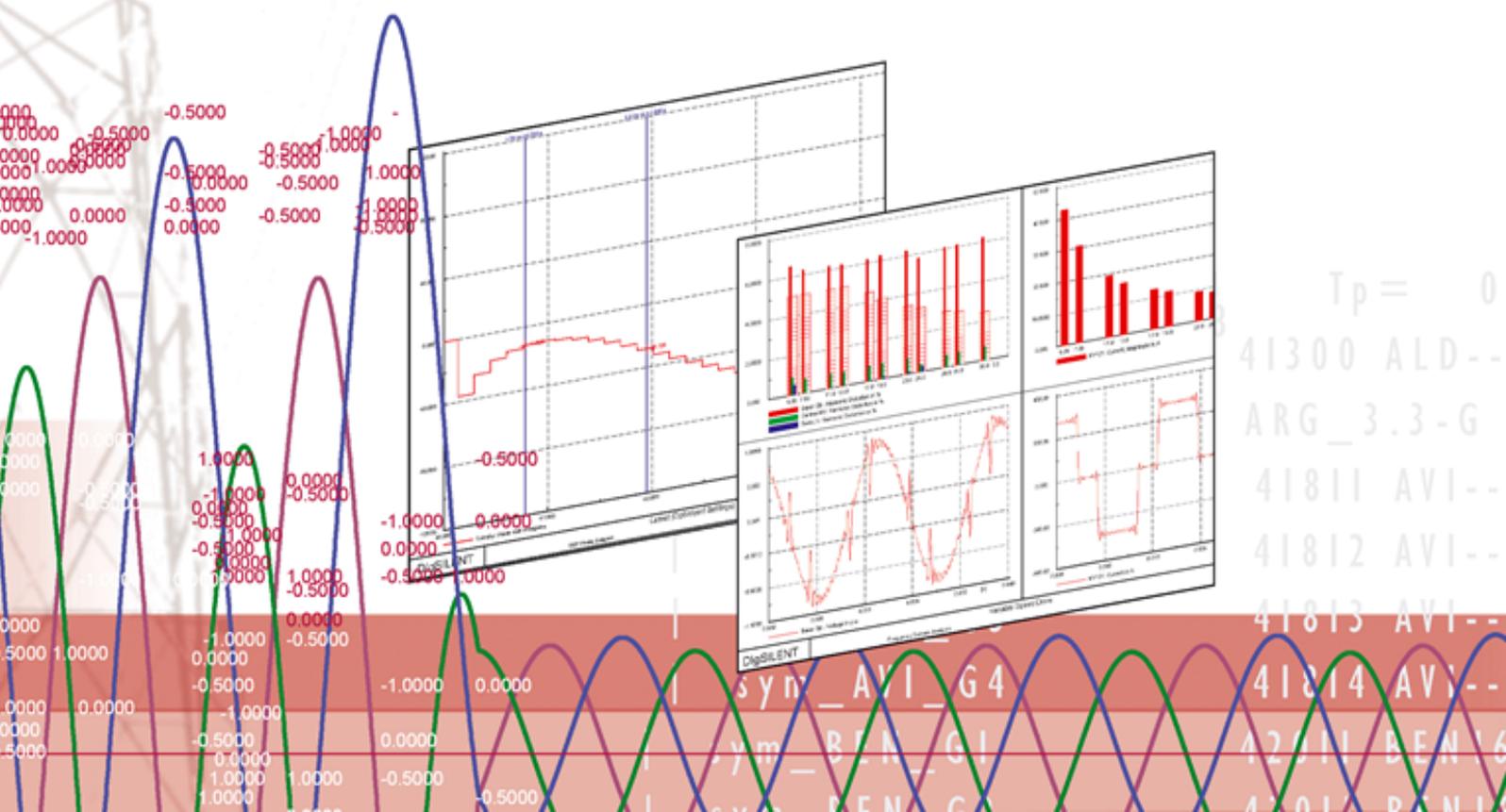
Preparado para:

Coordinador Eléctrico Nacional

Teatinos 280, Piso 11, Santiago de Chile

Elaborado por:

DigSILENT GmbH, Diciembre de 2021





DIgSILENT GmbH

Heinrich-Hertz-Straße 9
D-72810 Gomaringen
Tel.: +49 7072 9168 - 0
Fax: +49 7072 9168- 88
<http://www.digsilent.de>

Contacto

Flavio Fernández
T: +49 (0)7072 9188-55
f.fernandez@digsilent.de

Historia de Revisión del Documento

Versión	Estado	Archivo	Entregado	Preparado por	Revisado por
01	Preliminar	P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_2_Informe_Preliminar_v1.pdf	24/09/2021	F. De Marco	F. Fernández
02	Preliminar	P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_2_Informe_Preliminar_v2.pdf	20/10/2021	F. De Marco	F. Fernández
03	Final	P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_2_Informe_Final_v3.pdf	15/11/2021	F. De Marco	F. Fernández
04	Final	P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_2_Informe_Final_v4.pdf	03/12/2021	F. De Marco	F. Fernández

Contenido

- 1 INTRODUCCIÓN 7**
 - 1.1 CARACTERÍSTICAS DEL SEN EN EL HORIZONTE 2025-2030..... 7
 - 1.2 DESAFÍOS TÉCNICOS..... 7
 - 1.2.1 Fortaleza de red 7
 - 1.2.2 Tecnología de la generación ERV..... 9
 - 1.3 ORGANIZACIÓN DEL REPORTE..... 10
- 2 ESCENARIOS DE OPERACIÓN 11**
 - 2.1 EXPANSIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN 16
- 3 FORTALEZA DE RED..... 17**
 - 3.1 INDICADORES DE FORTALEZA DE RED 17
 - 3.1.1 Definición 17
 - 3.1.2 Implementación en PowerFactory..... 19
 - 3.1.3 Valores recomendados..... 20
 - 3.2 FORTALEZA DE RED EN EL CEN..... 21
 - 3.3 MEDIDAS DE MITIGACIÓN PARA ALCANZAR ESCR MÍNIMO..... 27
- 4 DESEMPEÑO DINÁMICO 29**
 - 4.1 CONSIDERACIONES GENERALES..... 29
 - 4.1.1 Control de tensión de los parques eólicos y solares..... 29
 - 4.1.2 Contingencias analizadas 29
 - 4.2 ESCENARIOS DE INERCIA MÍNIMA 30
 - 4.3 ESCENARIOS CON COMPENSACIÓN SINCRÓNICA 31
 - 4.3.1 Demanda baja de noche 34
 - 4.3.2 Demanda alta de día 43
 - 4.3.3 Falla de un polo del enlace HVDC..... 43
- 5 SENSIBILIDADES 50**
 - 5.1 DEMANDA ALTA DE DÍA EN 2025 50
 - 5.1.1 Opción A1: STATCOMs Adicionales 52
 - 5.1.2 Opción B1: Adición de IEM como condensador sincrónico 56
 - 5.1.3 Opción C1: Cambio Parámetros del Control PQ de generadores estáticos..... 58
 - 5.2 DEMANDA BAJA DE NOCHE EN 2025..... 59
 - 5.2.1 Opción A2: Condensadores sincrónicos adicionales 61
 - 5.2.2 Opción B2: Aumento del perfil de tensión 65
 - 5.2.3 Opción C2: Aumento del perfil de tensión y STATCOM adicionales..... 69

6	CONCLUSIONES	72
7	REFERENCIAS.....	75
8	ANEXOS	77
8.1	ANEXO A: CONTINGENCIAS	77
8.1.1	<i>Contingencias analizadas</i>	<i>77</i>
8.1.2	<i>Definición del tipo de contingencia</i>	<i>80</i>
8.2	ANEXO B: REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	81
8.2.1	<i>Recuperación dinámica</i>	<i>81</i>
8.3	ANEXO C: INERCIA Y GENERACIÓN DE LOS CASOS BASE	83
8.3.1	<i>Escenario de Operación 25T1a (Alta/Día).....</i>	<i>83</i>
8.3.2	<i>Escenario de Operación 25T1 (Alta/Día).....</i>	<i>84</i>
8.3.3	<i>Escenario de Operación 25T2a (Baja/Noche).....</i>	<i>85</i>
8.3.4	<i>Escenario de Operación 25T2 (Baja/Noche)</i>	<i>86</i>
8.3.5	<i>Escenario de Operación 30T1a (Alta/Día).....</i>	<i>87</i>
8.3.6	<i>Escenario de Operación 30T1 (Alta/Día).....</i>	<i>88</i>
8.3.7	<i>Escenario de Operación 30T2a (Baja/Noche).....</i>	<i>89</i>
8.3.8	<i>Escenario de Operación 30T2 (Baja/Noche)</i>	<i>90</i>
8.4	ANEXO D: RESPUESTA EN VACÍO DE CONDENSADORES SINCRÓNICOS	91
8.5	ANEXO E: ÍNDICES DE FORTALEZA DE RED	92
8.6	ANEXO F: RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DINÁMICAS	92

Abreviaturas

BD	Base de datos
CC	Ciclo combinado
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CF	Control de frecuencia
CPF	Control Primario de frecuencia
CSP	Concentración solar de potencia
ECFyDR	Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas
EDAC	Esquema de desconexión automática de carga
ERV	Energía renovable variable
GNL	Gas natural licuado
HVDC	Corriente continua en alta tensión (del inglés <i>high voltage direct current</i>)
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PLP	Programación de largo plazo
RoCoF	Tasa de cambio de la frecuencia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
S/E	Subestación
SSCC	Servicios complementarios

1 Introducción

Este informe presenta los resultados correspondientes a la Actividad 2 del Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN para los años 2025 y 2030. La Actividad 2 tiene como objetivo central estudiar la estabilidad de tensión del SEN a los efectos de asegurar su operación de forma estable y el cumplimiento de los requerimientos de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio (NTSyCS) [1].

1.1 Características del SEN en el horizonte 2025-2030

El SEN es un sistema de energía hidrotérmico que se encuentra transitando a un sistema de energía con baja presencia de centrales a carbón, integrando más generación de energía renovable variable (ERV), principalmente solar fotovoltaica y eólica. Actualmente, las centrales térmicas se localizan en el norte y centro de Chile, mientras que las centrales hidroeléctricas se encuentran principalmente en las regiones centro y sur. El potencial de generación solar se encuentra mayormente localizado en el norte del país, y el potencial de generación eólico está distribuido a lo largo del país.

Esta distribución del recurso primario conlleva un desplazamiento sustancial de generación convencional sincrónica por generación estática (no sincrónica, conectada al sistema a través de electrónica de potencia). El resultado de este desarrollo es un aumento importante de la densidad de generación estática en ciertas zonas del sistema. En su forma más extrema esta situación se manifiesta en la zona norte del país, concretamente las regiones del Norte Grande, Atacama y Coquimbo, donde ya en el horizonte 2025 la generación estática representa hasta el 100% de la generación de la zona (escenario de operación de máxima demanda durante el día). En relación a la demanda, la penetración instantánea de la generación estática alcanza hasta un 145% en el horizonte 2025 y hasta un 174% en el horizonte 2030 (demanda y generación estática agregada en las regiones Norte Grande, Atacama y Coquimbo), significando un superávit de generación en la zona que se exporta hacia el resto del sistema.

La gran extensión Norte – Sur, el desplazamiento casi completo de generación convencional en la zona del Norte Grande, y la falta de interconexión con otros sistemas, convierten al SEN en un sistema con características casi únicas en todo el mundo.

1.2 Desafíos técnicos

A continuación, se discute una serie de aspectos técnicos relevantes para el desempeño del SEN con el fin de aclarar el contexto y foco temático de este estudio.

1.2.1 Fortaleza de red

El elevado nivel de penetración de generación estática de los escenarios de estudio futuros presenta un desafío adicional al problema (clásico) de estabilidad de tensión asociado a altos niveles de transferencia

de potencia y a la falta de regulación de tensión, y que se manifiesta mediante la pérdida de potencia de cortocircuito en los nodos del sistema de transmisión.

La potencia de cortocircuito es un indicador de la fortaleza (o rigidez) de la red, vale decir, de la habilidad del sistema en un determinado nodo a resistir cambios en la amplitud y/o la fase de su tensión frente a eventos impuestos de forma externa, por ejemplo, como consecuencia del cambio en las condiciones de operación o de una falla. Así, nodos débiles o de baja fortaleza de red presentan una alta sensibilidad de la amplitud y fase de la tensión a cambios en la inyección de potencia activa y reactiva. Por el contrario, la amplitud y fase de la tensión en nodos fuertes de la red son menos sensibles a estos cambios.

El desempeño de sistemas con insuficiente fortaleza de red suele verse afectado por los siguientes factores:

- Oscilaciones de potencia y de tensión poco amortiguadas en áreas extensas del sistema
- Recuperación prolongada de la tensión luego de una falla
- Degradación de la capacidad de las unidades de generación de soportar fallas en el sistema
- Saltos de tensión más pronunciados durante operaciones de maniobra, tal como la conexión o desconexión de equipos de compensación de reactivos
- Falla en la operación de los sistemas de protección
- Mayor distorsión armónica
- Inestabilidad de los sistemas de control de plantas, en particular de plantas ERV con inversores del tipo seguidor de red

Las siguientes alternativas tecnológicas resultan efectivas para mitigar los efectos de la pérdida de fortaleza de red:

- La instalación de **condensadores sincrónicos** con el fin de aumentar la potencia de cortocircuito en las zonas más débiles del sistema y permitir una operación estable de la generación estática allí conectada. La Actividad 2 se enfoca en la evaluación de esta alternativa tecnológica.
- El uso de **inversores formadores de red**. Se trata aquí de un cambio de paradigma respecto a la tecnología usada actualmente (seguidores de red). Los inversores formadores de red funcionan como una fuente de tensión y pueden imponer la tensión en amplitud, fase y frecuencia, por lo que no necesitan de la red para operar, pudiendo operar incluso con potencia de cortocircuito nula en sus terminales. En la actualidad, esta tecnología tiene aplicación en pequeñas redes aisladas o en los parques eólicos *offshore* conectados al sistema mediante un enlace en corriente continua (por ejemplo, la generación eólica en el Mar del Norte, Alemania). Si bien se prevé un fuerte impulso en el desarrollo de esta tecnología como alternativa a los inversores seguidores de red utilizados en la actualidad para la generación eólica y fotovoltaica de gran escala, es poco

probable que esta tecnología se encuentre disponible en el mercado para su implementación en gran escala antes del 2025. Esta alternativa tecnológica es sujeto de investigación de la Actividad 3 de este proyecto, sobre la que se reporta por separado.

La solución tecnológica no es completamente independiente de la condición particular del sistema, en la medida que la generación estática actualmente instalada en el SEN usa inversores tipo seguidores de red. Con ello, resultará necesario garantizar un nivel mínimo de fortaleza de red para asegurar una operación estable de estos inversores, al menos en una etapa de transición a una operación futura dominada por inversores tipo formadores de red. Asimismo, la operación satisfactoria del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre (considerado en servicio en los escenarios de estudio de 2030) requerirá una rigidez de red mínima ya que el mismo será del tipo LCC (*line-commutated converter*), que necesita que la red externa fije la forma de onda de la tensión.

En este sentido, la fortaleza de red es condición necesaria para la estabilidad del sistema, aunque no suficiente. Se deberán asegurar al mismo tiempo recursos suficientes para el control de tensión según el desempeño estático y dinámico mínimamente requerido por la NTSyC.

1.2.2 Tecnología de la generación ERV

En la actualidad, la generación ERV instalada en el SEN corresponde exclusivamente a inversores seguidores de red. Estos inversores operan como una fuente de corriente (poseen un control interno de corriente rápido) y necesitan que la red imponga la tensión terminal para poder funcionar. En un proceso de sincronización con la red, el inversor genera una señal de referencia para el inversor a partir de la fase de la tensión de red en su punto de conexión, mecanismo conocido como *phase-locked loop* (o PLL, por sus siglas en inglés). En función de esta señal, el inversor ajusta ahora la fase (y la amplitud) de la corriente inyectada en función de sus consignas de control, típicamente consigna de potencia activa y de potencia reactiva o de tensión. Tras la ocurrencia de una falla, el inversor deberá resincronizarse rápidamente con la fase de la tensión para asegurar una operación estable. En condiciones de baja fortaleza de red, la fase de la tensión puede cambiar muy abruptamente, aumentado considerablemente la diferencia entre la fase antes y después de la falla¹, y dificultando el proceso de resincronización. Si esta resincronización resulta incorrecta, la inyección de la corriente con una referencia errónea provocará una mayor distorsión de la tensión, lo que a su vez impacta en el mecanismo de sincronización (PLL). Esta realimentación puede llevar a inestabilidades de los inversores y finalmente, según la extensión del área afectada, a una desconexión en cascada de generación estática.

Los inversores seguidores de red actualmente disponibles en el mercado utilizan estrategias propias del fabricante para estabilizar el proceso de sincronización en condiciones de baja potencia de cortocircuito

¹ En un generador síncrono, la fase de la tensión está electromagnéticamente acoplada al ángulo mecánico del rotor (el acoplamiento es mayor cuanto menor sea su reactancia subtransitoria). Siendo entonces que la posición del rotor no puede cambiar abruptamente, tampoco lo hará la fase de la tensión. Esto explica la propiedad intrínseca de un generador síncrono de aumentar la rigidez de la red.

(congelamiento de la señal de referencia, filtrado, aumento de la ganancia del PLL, etc.). Los modelos dinámicos para la simulación de transitorios electromecánicos (RMS) no suelen capturar estas características, aun tratándose de modelos específicos de fabricante. Para capturar su comportamiento es necesaria una simulación de transitorios electromagnéticos (EMT).

1.3 Organización del reporte

Las tareas de la Actividad 2 y el presente informe se organizaron de la siguiente manera:

- En el capítulo 2 se presentan los escenarios de operación relevantes para el análisis en el horizonte de estudio 2025-2030 y obras de expansión de la red de transmisión que se agregaron al modelo de simulación según la información provista por el Coordinador.
- En el capítulo 3 se investiga la fortaleza de red del SEN y su cuantificación a partir de la relación de cortocircuito equivalente. Además, se identifica la compensación sincrónica necesaria para garantizar una potencia de cortocircuito mínima con vistas al aumento de la penetración estática prevista en el horizonte de estudio.
- En el capítulo 4 se investiga el desempeño dinámico del sistema mediante simulaciones dinámicas (RMS). Para ello se simulan múltiples contingencias en los distintos escenarios de operación definidos en el capítulo 2. Entre otros aspectos, se evalúa el nivel de inercia necesario para asegurar una operación estable del SEN.

2 Escenarios de operación

El punto de partida para el análisis son cuatro escenarios de operación definidos por el Coordinador y correspondientes a niveles de demanda alta de día y baja de noche de los años 2025 y 2030, referidos en adelante como escenarios de base. Sobre estos escenarios se desarrollan seguidamente nuevos escenarios de mínima inercia con el objetivo de estresar la operación del sistema, retirándose para ello parte de la generación convencional despachada en los escenarios de base.

A continuación se describen los datos relevantes de los escenarios que se analizan a lo largo de este estudio, y que se agrupan de la siguiente forma:

- **Escenarios base²:** se trata de escenarios con inercia sistémica baja, ajustados según los escenarios previstos para la operación de largo plazo (simulaciones PLP iniciales) realizadas por el Coordinador [2]. Partiendo de los escenarios originales entregados por el Coordinador se aplicaron los siguientes ajustes al despacho de la generación convencional:
 - Se despacha en el área centro sólo el CC San Isidro 2, de modo que ante su desconexión la inercia del Centro es nula.
 - Despacho de generación hidroeléctrica:
 - Centrales de pasada: se distribuye el despacho de generación total de una central entre todas las unidades disponibles.
 - Centrales de embalse: se despacha la mínima cantidad de unidades de generación por central respetando el mínimo técnico, que se encuentra en torno al 30 %.
 - En los casos de 2030:
 - Se saca de servicio la unidad BOMBEO_SING_1 (111 MVA nominales).
 - Retiro unidades Angamos (ANG1 y ANG2) en enero 2026.
 - Retiro centrales Nueva Ventanas y Campiche en enero 2026.
 - En el escenario de demanda baja de noche de 2030 se sacan del servicio las unidades adicionales de generación CSP (despacho 700 MW).
- **Escenarios de mínima inercia:** se trata de escenarios de inercia sistémica mínima. Partiendo de los escenarios del grupo anterior (inercia baja) se redujo la inercia sistémica quitando de servicio unidades convencionales (sincrónicas) de generación y aumentando la

² Notar que los escenarios base son comunes a todas las Actividades (1 a 3) de este estudio.

generación ERV conectada a través de convertidores estáticos. Para el ajuste de los escenarios se consideraron los siguientes criterios:

- Los generadores sincrónicos que se sacaron de servicio pertenecen en general al área Norte, y se priorizaron aquellos planificados para retiro o reconversión.
- Para la resolución del flujo de potencia se definió un control secundario de frecuencia que distribuye el balance del sistema entre los generadores estáticos de acuerdo a su despacho³. De esta forma, los generadores que presentan mayor recurso primario en el escenario de estudio son los que más aumentan su potencia para compensar las variaciones en la generación sincrónica, respetando sus potencias máximas admisibles.
- Se destaca que estos escenarios presentan una condición de operación menos probable, aun cuando factible de ocurrir, y que son relevantes para el estudio en la medida que exigen al sistema hasta su límite de estabilidad. En efecto, sin la implementación de medidas adicionales, como por ejemplo control de tensión alternativo en la zona Norte del sistema, el escenario tenderá a la inestabilidad.

La siguiente tabla presenta la nomenclatura utilizada para los escenarios de Base y de Mínima Inercia en el análisis de estabilidad de tensión (Actividad 2):

Tabla 1. Nomenclatura utilizada para los escenarios de operación.

Grupo	Escenario	Año	Demanda
Base	25T1a	2025	Alta/Día
	25T2a	2025	Baja/Noche
	30T1a	2030	Alta/Día
	30T2a	2030	Baja/Noche
Mínima inercia	25T1	2025	Alta/Día
	25T2	2025	Baja/Noche
	30T1	2030	Alta/Día
	30T2	2030	Baja/Noche

La Tabla 2 resume los niveles de generación por fuente primaria, inercia total y por área, y las transferencias de potencia activa en los escenarios de base y de mínima inercia para años 2025 y 2030. Los valores desagregados para cada escenario se documentan en el Anexo C.

³ El control secundario se define sólo a los efectos de distribuir la responsabilidad del balance del sistema para la resolución del flujo de cargas. Para ello, se escoge la opción "*According to Secondary Control*" en el parámetro "*Active Power Control*" del comando de flujo de cargas de PowerFactory. Dicho control secundario no opera en las simulaciones dinámicas para controlar la frecuencia.

Los parámetros indicados en la Tabla 2 se basan en las siguientes hipótesis de trabajo:

- La generación estática comprende las fuentes de generación conectada a la red a través de inversores estáticos de potencia (elementos del tipo ElmGenstat en *PowerFactory*) pertenecientes a centrales de generación ERV. El porcentaje de generación estática se calcula en relación a la generación total del sistema.
- No se considera los BESS existentes (50 MW) en servicio, ni se incorporan instalaciones adicionales de almacenamiento de energía
- No se consideran en servicio las plantas CSP, según indicación del Coordinador.
- La inercia en el Centro considera el aporte de las siguientes unidades: ciclos combinados conectados a la S/E San Luis y las unidades de las centrales Campiche, Ventanas, Central Nueva Renca y Rapel
- Las transferencias entre áreas se definen según las siguientes fronteras:
 - Transferencia Norte-Centro: al norte de S/E Los Vilos 220 kV y Polpaico 500 kV medida en las líneas Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV C1 y C2, y Los Vilos – Las Palmas 220 kV L1 y L2. En los casos de 2030 se adiciona el flujo de potencia por el enlace HVDC Lo Aguirre – Kimal.
 - Transferencia Sur-Centro: al sur de S/E Alto Jahuel 500 kV y 220 kV medida en los siguientes elementos:
 - Líneas Ancoa - Alto Jahuel 4 x 500 kV, lado A. Jahuel
 - Líneas Maipo – A. Jahuel 2 x 220 kV, lado A. Jahuel
 - Transformador Alto Jahuel 220/154kV-300MVA, lado 220 kV

Se desprenden las siguientes observaciones generales sobre los escenarios:

- Los escenarios de demanda baja (T2) se caracterizan por tener una penetración de generación estática moderada entre un 25% y un 37% de la generación total, y en todo caso menor que la penetración alcanzada en los escenarios de demanda alta (T1), entre un 56% y un 75% de la generación total.
- En todos los casos, la inercia del Norte Grande se encuentra debajo del valor mínimo (9 GVAs) encontrado por el Coordinador [3] para los años 2026 y 2028 en base a análisis de estabilidad transitoria y de tensión.
- Los escenarios de mínima inercia muestran una fuerte caída de la inercia en la zona del Norte Grande de entre 5 y 7 GVAs respecto de los escenarios de base, lo que se explica con el retiro de prácticamente toda la generación sincrónica en la zona. Así, la inercia del Norte Grande se reduce a valores entre 0,1 GVAs (25T1) y 1,4 GVAs (30T2).

- La transferencia de potencia activa a través de la frontera Norte → Centro se revierte entre los escenarios de demanda alta de día (T1) y de demanda baja de noche (T2). Así, en los escenarios de día (T1, con alta generación solar PV) se exporta potencia desde el Norte al Centro, mientras que en los escenarios de noche (T2, generación solar PV casi nula) se importa potencia desde el Centro para atender la demanda en la zona Norte. Este mismo cambio de la dirección del flujo de potencia se presenta en los escenarios de 2030 en el enlace HVDC.
- La transferencia de potencia activa a través de la frontera Sur → Centro es positiva en todos los escenarios (excepto por el escenario 30T1a donde se observa una transferencia negativa pero de valor relativamente bajo), siendo considerablemente mayor en los escenarios de demanda baja de noche (T2).
- Se verifica que las transferencias de potencia por las líneas Changos – Cumbre 2x500 kV y Nva. P. Azúcar – Polpaico 2x500 kV se encuentran dentro de los límites definidos en el Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión más reciente [4].

Tabla 2. Generación, inercia y transferencia de potencia para los escenarios del estudio

		25T1a	25T1	25T2a	25T2
Generación (MW)	Total	11824	11806	7794	8016
	Térmica	1231	495	1342	646
	Hidro	4005	4008	4258	4307
	PV	5291	5609	0	0
	Eólica	1297	1693	2193	3062
	Estática (% generación total)	55,7	61,8	28,1	38,2
Inercia (GVAs)	Total	32,0	22,5	36,6	27,2
	Norte Grande	7,8	0,1	8,8	1,1
	Centro	3,4	3,4	3,4	3,4
Transferencia (MW)	Par – Cum 2x500 kV	772	148	-1177	-1474
	Nva. P. Azu – Pol 2x500 kV	1783	1604	-1360	-1662
	HVDC Norte-> Sur	0	0	0	0
	Norte-> Centro	2044	1864	-1365	-1672
	Sur-> Centro	727	794	2810	3142
Norte Grande (MW)	Generación	3818	3147	1120	707
	Carga	3077	3077	2584	2641
	Déficit de Generación	-741	-70	1463	1933

		30T1a	30T1	30T2a	30T2
Generación (MW)	Total	12318	12332	9201	9300
	Térmica	1457	943	2106	1094
	Hidro	1864	2205	4653	5179
	PV	6510	6682	0	0
	Eólica	2487	2502	2442	3027
	Estática (% generación total)	73,0	74,5	26,5	32,5
Inercia (GVAs)	Total	32,7	28,2	38,1	33,1
	Norte Grande	5,9	1,2	8,5	1,4
	Centro	3,4	3,4	3,4	4,6
Transferencia (MW)	Par – Cum 2x500 kV	-799	-1202	-147	-1141
	Nva. P. Azu – Pol 2x500 kV	987	727	-519	-1229
	HVDC Norte -> Sur	2366	2366	-1509	-1509
	Norte -> Centro	3556	3278	-2034	-2802
	Sur -> Centro	-248	21	3603	4052
Norte Grande (MW)	Generación	4181	3829	1592	564
	Carga	3152	3152	3132	3132
	Déficit de Generación	-1029	-678	1540	2568

2.1 Expansión de la red de transmisión

Como indicado por el Coordinador, se extendió el sistema troncal de 500kV hasta una nueva S/E Nueva Lagunas 500kV al norte de la S/E Kimal 500kV. La expansión consiste en las siguientes modificaciones:

- Nueva subestación interruptor y medio Lagunas 500 kV: Nueva Lagunas 500 kV
- Nueva Línea 2x500 kV Kimal – Nueva Lagunas de 1700 MVA por circuito de 196 km: 500 kV Nva Lagunas-Kimal C1, 500 kV Nva Lagunas-Kimal C2.
- Reactores de línea para circuitos 1 y 2 de 75 MVAR en cada extremo de la línea 500 kV: RL Nva Lagunas C1, RL Nva Lagunas C2, R Kimal 75 MVAR 1, R Kimal 75 MVAR 2.
- Compensación serie del 40% en extremo Nueva Lagunas 500 kV: CS Nva Lag-Kimal c1, CS Nva Lag-Kimal c2.
- Nuevo transformador Nueva Lagunas 500/220 kV de 750 MVA: ATR Nva Lagunas 500/220 kV
- Nueva Subestación interruptor y medio Lagunas 220 kV: Nueva Lagunas 220 kV.
- Seccionamiento de la Línea 2x220 kV Lagunas – Geoglifos en S/E Nueva Lagunas 220 kV, a 5 km de S/E Lagunas. Los circuitos seccionados corresponden a:
 - 220 kV Tarapacá-Lagunas.C1_a
 - 220 kV Tarapacá-Lagunas.C2
 - 220 kV Nueva Lagunas-Geoglifos.C2
 - 220 kV Nueva Lagunas-Geoglifos.C1_a

3 Fortaleza de red

La fortaleza de red está asociada primariamente a la presencia de generadores sincrónicos, en la medida que:

- La rigidez de la amplitud de la tensión está relacionada al nivel de cortocircuito definida por la impedancia equivalente de la red en dicho nodo (cuanto menor la impedancia, más rígida será la tensión) y el aporte a la corriente de cortocircuito proviene fundamentalmente de los generadores sincrónicos
- La fase o ángulo eléctrico de la tensión está acoplado a la posición mecánica del rotor de los generadores eléctricamente cercanos; vale decir, existe un acoplamiento electromecánico entre la fase de la tensión y el rotor del generador sincrónico que evita cambios bruscos en la fase de la tensión

El desplazamiento de la generación convencional (sincrónica) por generación estática (conectada a la red mediante inversores de potencia) afectará la rigidez de la amplitud y la fase de la tensión, y la fortaleza de red tenderá a disminuir. Siendo que los inversores de potencia instalados en la actualidad en el SEN son tipo seguidores de red, se requerirá una fortaleza de red mínima para garantizar su operación estable.

3.1 Indicadores de fortaleza de red

3.1.1 Definición

Un indicador común de la fortaleza de red es la **Relación de Cortocircuito** (RCC o SCR por las siglas en inglés de *Short-Circuit Ratio*) que se ha usado tradicionalmente para cuantificar la rigidez de la red en el punto de conexión de electrónica de potencia (por ejemplo, el inversor de un enlace de corriente continua). La relación de cortocircuito se define como:

$$RCC_i = \frac{S_{kss_i}}{P_i} \quad (Eq. 1)$$

donde S_{kss_i} es la potencia subtransitoria de cortocircuito en MVA en el nodo i y P_i la potencia en MW inyectada por los inversores conectados al mismo nodo.

Sin embargo, esta definición no considera la presencia de otros inversores en nodos eléctricamente cercanos al nodo i , condición a esperar en un escenario de alta penetración de generación renovable. En tales circunstancias, la potencia de cortocircuito S_{kss_i} resultará "compartida" entre los inversores conectados a nodos eléctricamente cercanos. Para tomar cuenta de este efecto, se han propuesto diferentes índices equivalentes al RCC [5] [6] [7]. Por su generalidad y aplicabilidad a cualquier topología de red se postula en este estudio el uso de la **Relación de Cortocircuito Equivalente** (RCCE, o ESCR *Equivalent Short-Circuit Ratio*, por sus siglas en inglés) que se define como sigue:

$$RCCE_i = \frac{S_{kss_i}}{P_i + \sum_j (IF_{ji} \times P_j)} \quad (Eq. 2)$$

donde IF_{ji} representa el factor de interacción entre los nodos i y j , y se define como:

$$IF_{ji} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i} \quad (Eq. 3)$$

siendo ΔU_j el cambio de tensión en el nodo j para un pequeño cambio de tensión ΔU_i en el nodo i . El factor de interacción IF_{ji} representa la sensibilidad de tensión entre ambos nodos: así, nodos eléctricamente lejanos tendrán un $IF \rightarrow 0$ mientras que nodos eléctricamente cercanos tendrán $IF \rightarrow 1$. La potencia de cortocircuito en el nodo i se "reparte" ahora entonces entre el inversor conectado al propio nodo i y los inversores en los demás nodos ponderados según el factor de interacción.

Según la Figura 1, las tensiones en los nodos de la red pueden calcularse en función de las corrientes inyectadas y las impedancias de rama del sistema como sigue:

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ U_i \\ U_j \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} = \mathbf{Z} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_i \\ I_j \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (Eq. 4)$$

Suponiendo un pequeño cambio de la corriente inyectada en el nodo i , el factor de interacción puede calcularse como

$$IF_{ji} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i} = \frac{Z_{ji} \times \Delta I_i}{Z_{ii} \times \Delta I_i} = \frac{Z_{ji}}{Z_{ii}} \quad (Eq. 5)$$

donde Z_{ii} es la impedancia propia del nodo i y Z_{ji} la impedancia mutua entre los nodos i, j .

El índice RCCE está definido en función de cociente entre impedancias de rama del sistema y no considera por lo tanto efectos dinámicos de los reguladores de máquinas, etc. Su cálculo es por lo tanto rápido y flexible para el uso como herramienta de monitoreo en numerosos casos de estudio y nodos del sistema.

En [6] se sugiere correr una simulación dinámica (RMS) para el cálculo del factor de interacción. Se deberá notar, sin embargo, que la variación de tensión ΔU considerada en el cálculo es inmediatamente posterior a la aplicación del salto de tensión, por lo que tampoco considera la respuesta dinámica del sistema. Las ecuaciones (algebraicas) de la simulación RMS se corresponden entonces con las ecuaciones del sistema según la ecuación (4), por lo que los factores de interacción resultarán equivalentes.

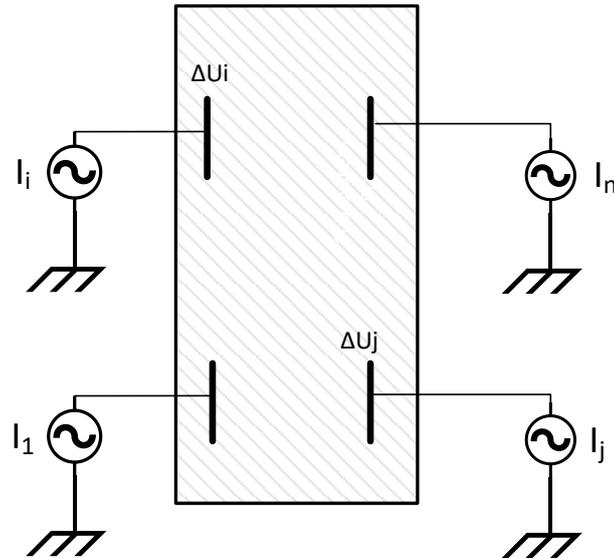


Figura 1: Cálculo del factor de interacción entre dos nodos de la red

3.1.2 Implementación en PowerFactory

El cálculo del factor de interacción resulta directo en *PowerFactory* mediante un cálculo de cortocircuito (según el método completo), donde la inyección de corriente en el nodo i está representada por una impedancia de falla suficientemente alta⁴. El factor de interacción IF_{ji} se determina a partir del cociente entre las diferencias de tensión antes y después de la falla ($\Delta U = U_{ref} - U_{shc}$) del nodo j y del nodo i , respectivamente.

El cálculo se automatizó en un escrito Python "*Calculate_ESCR for Buses*" provisto en la librería de escritos del proyecto *PowerFactory*. Para las instrucciones de uso ver la descripción dentro del mismo escrito. Notar que la ecuación (1) se generalizó para nodos del sistema aún sin conexión de inversores, en la medida que P_i puede ser cero. Además, el escrito permite alternar la inyección de potencia activa (denominador de la ecuación (1)) según la potencia nominal del inversor o la potencia de operación (de despacho en el escenario en particular).

Como hipótesis conservadora se consideró que los inversores del tipo seguidor de red (que representan unidades de generación eólica o solar PV) no contribuyen a la potencia de cortocircuito⁵, mientras que los inversores con controles formadores de red se comportan como una máquina sincrónica, pudiendo inyectar hasta su potencia nominal durante la falla.

⁴ En todo caso mayor que la impedancia interna del propio nodo Z_i . Notar que en nodos donde solo estén conectados inversores (fuentes de corriente) el valor de la impedancia auxiliar de falla es irrelevante (puede ser incluso cero $Z_f = 0$).

⁵ Se asigna el modelo de cortocircuito "Dynamic voltage support" y en el comando de cálculo de cortocircuito se deshabilita la iteración de corriente.

3.1.3 Valores recomendados

En general, no existe un umbral para la relación de cortocircuito por debajo del cual el sistema se vuelva automáticamente inestable. En efecto, la condición de inestabilidad dependerá de múltiples factores, como la respuesta dinámica de los reguladores del sistema y el nivel de carga del sistema, entre otros. No obstante ello, un índice RRC (o RCCE) relativamente bajo en un nodo determinado del sistema indica cierta tendencia o riesgo de inestabilidad que eventualmente podría requerir medidas adicionales de control.

Para la estabilidad del inversor seguidor de red es relevante la rigidez de la red en su propio terminal de baja tensión. En este sentido, la RRC que ve el inversor en el lado de baja tensión será menor que la RCC en el punto de conexión a la red en alta tensión, como se muestra en la Figura 2. En efecto, considerando mínimamente la impedancia del transformador del generador Zk_{BT-MT} entre baja y media tensión y la impedancia del transformador del parque Zk_{MT-AT} entre media y alta tensión, la RCC en terminales del convertidor resulta:

$$RCC_{BT} = \frac{RCC_{AT}}{1 + RCC_{AT} * (Zk_{AT-MT} + Zk_{BT-MT})} < RCC_{AT}$$

En consideración de lo expuesto, se identifican las siguientes zonas la RCC (o RCCE) en la barra de alta tensión [8]:

- Zona verde ($RCC > 3$): la rigidez del sistema es lo suficientemente alta para alcanzar una respuesta estable del inversor, aun con parámetros de control estándares. Se puede descartar la interacción con otros inversores en el sistema, por lo que el ajuste del control del inversor puede hacerse de manera individual
- Zona amarilla ($1.5 \leq RCC \leq 3$): existe un riesgo mayor de interacción con otros inversores en el sistema, con lo que el ajuste de los parámetros del control del inversor deberá ser coordinado en forma conjunta con los otros inversores eléctricamente cercanos⁶ en el sistema, con el fin de tener una respuesta en conjunto estable
- Zona naranja ($RCC < 1.5$): aún un ajuste específico de los parámetros del control del inversor podrá no ser suficiente para alcanzar una respuesta dinámica estable y por lo tanto, equipo adicional será necesario para estabilizar la respuesta, como ser el uso de condensadores sincrónicos o inversores tipo formadores de red

⁶ De acuerdo al Technical Brochure 364 de CIGRÉ [6], el riesgo de interacción entre un inversor remoto j con un inversor i se podrá descartar en la medida que $P_i > 0.15 \times (IF_{ji} \times P_j)$. Esto se justifica por la acción de los reguladores de tensión que tendrán a compensar el hueco de tensión en el punto remoto (0.15pu) y con ello $IF_{ji} \rightarrow 0$ (sensibilidad de tensión $\Delta u_j / \Delta u_i = 0$). Si ambos inversores son de potencia nominal similar, esto equivale a decir que podrá descartarse una interacción para factores de interacción menores que 0,15.

A los efectos de la planificación de la red, se desprende entonces la necesidad de alcanzar una relación de cortocircuito ≥ 1.5 en barras de alta tensión de la red. De esta forma, la estabilidad de nueva generación ERV conectada al sistema podrá alcanzarse mediante una sintonización específica del control del inversor en un estudio detallado (estudio EMT con modelos específicos de usuario del controlador).

Alternativamente, se pueden aplicar restricciones a la operación con el fin de asegurar una RCC mínima. Esto se traduciría en la necesidad de operar un mínimo de máquinas sincrónicas en áreas débiles del sistema o restringir la inyección de generación estática.

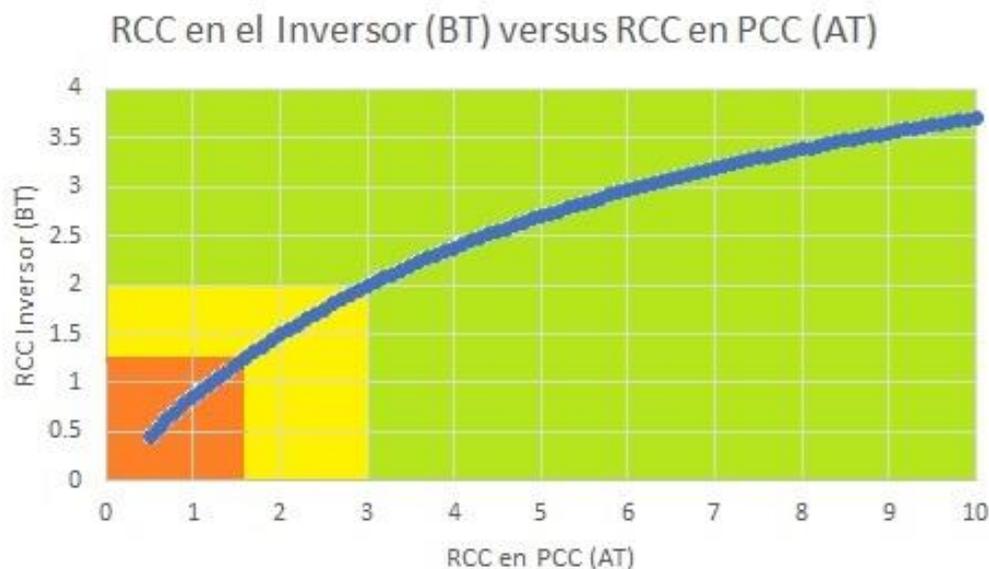


Figura 2: Relación entre el índice RRC en el lado inversor (Baja tensión) y el punto de conexión a la red en alta tensión (PCC)

3.2 Fortaleza de red en el CEN

La Figura 3 a la Figura 6 presentan los resultados del cálculo del índice de fortaleza de red en barras del SEN para los escenarios del horizonte de estudio 2025 y 2030. Se muestran gráficamente los resultados para todas las barras de 500kV del sistema y para las barras de 220kV en la zona del Norte Grande y Atacama por ser las más relevantes para el análisis. El índice de fortaleza de red para el resto de las barras se documenta en el Anexo F, en forma electrónica. Dichas figuras presentan resultados para los casos case, de inercia mínima y de inercia mínima con condensadores sincrónicos adicionales propuestos en la sección 3.3 (denominación "-CS").

Si bien estrictamente hablando el cálculo del índice ESCR debería considerar la potencia nominal de los inversores en línea, el cálculo ha considerado la potencia inyectada (o de despacho) de los inversores. Se observa que la potencia nominal de varios generadores estáticos en el modelo de simulación refleja valores agregados de futuras conexiones en el nodo, y con ello, su potencia nominal podría no ser necesariamente indicativa de la potencia en línea (por ejemplo, no se atiende a la desconexión de parte

de los generadores en condiciones de viento o irradiación bajas). El uso de la potencia nominal en el cálculo conllevaría entonces a un cálculo demasiado pesimista del índice ESCR.

Los índices de fortaleza de red en los escenarios base resultan como sigue:

- **Escenarios de demanda alta de día (25T1, 30T1):** el índice de fortaleza de red resulta demasiado bajo (< 1) en numerosas barras de 220 kV e incluso en barras de 500 kV de la región del Norte Grande y Atacama. La baja fortaleza de red se explica por la alta generación ERV (fundamentalmente solar PV) en la zona para atender la demanda alta durante el día, frente a generación sincrónica muy baja o incluso nula en la misma zona. Hacia el centro y sur del sistema el índice de fortaleza de red aumenta y es en todo caso mayor que 1,5. Este índice bajo permite prever **problemas de rigidez de la red** en la zona del Norte Grande y Atacama, lo que requiere la definición de medidas adicionales. La generación sincrónica residual en la zona no será suficiente para mantener la amplitud y fase de la tensión en dichas barras tal que los inversores seguidores de red de la generación ERV puedan sincronizarse frente a ella. Este problema es confirmado más adelante en el capítulo 4 de este informe mediante simulaciones dinámicas.
- **Escenarios de demanda baja de noche (25T2, 30T2):** el índice de fortaleza de red resulta suficientemente alto (en cualquier caso > 2) como se muestra en la Figura 5 (25T2) y en la Figura 6 (30T2). En efecto, se trata aquí de un escenario de baja demanda de noche, donde la generación ERV en la zona del Norte Grande es relativamente baja, al tiempo que hay una mayor generación sincrónica residual en la zona para atender la demanda. En consecuencia, se pueden descartar problemas de rigidez de red para estos escenarios.

Se verifica que los índices de fortaleza de red suben por encima de 1,5 en todos los nodos monitoreados al considerar en servicio los condensadores sincrónicos propuestos en la sección 3.3.

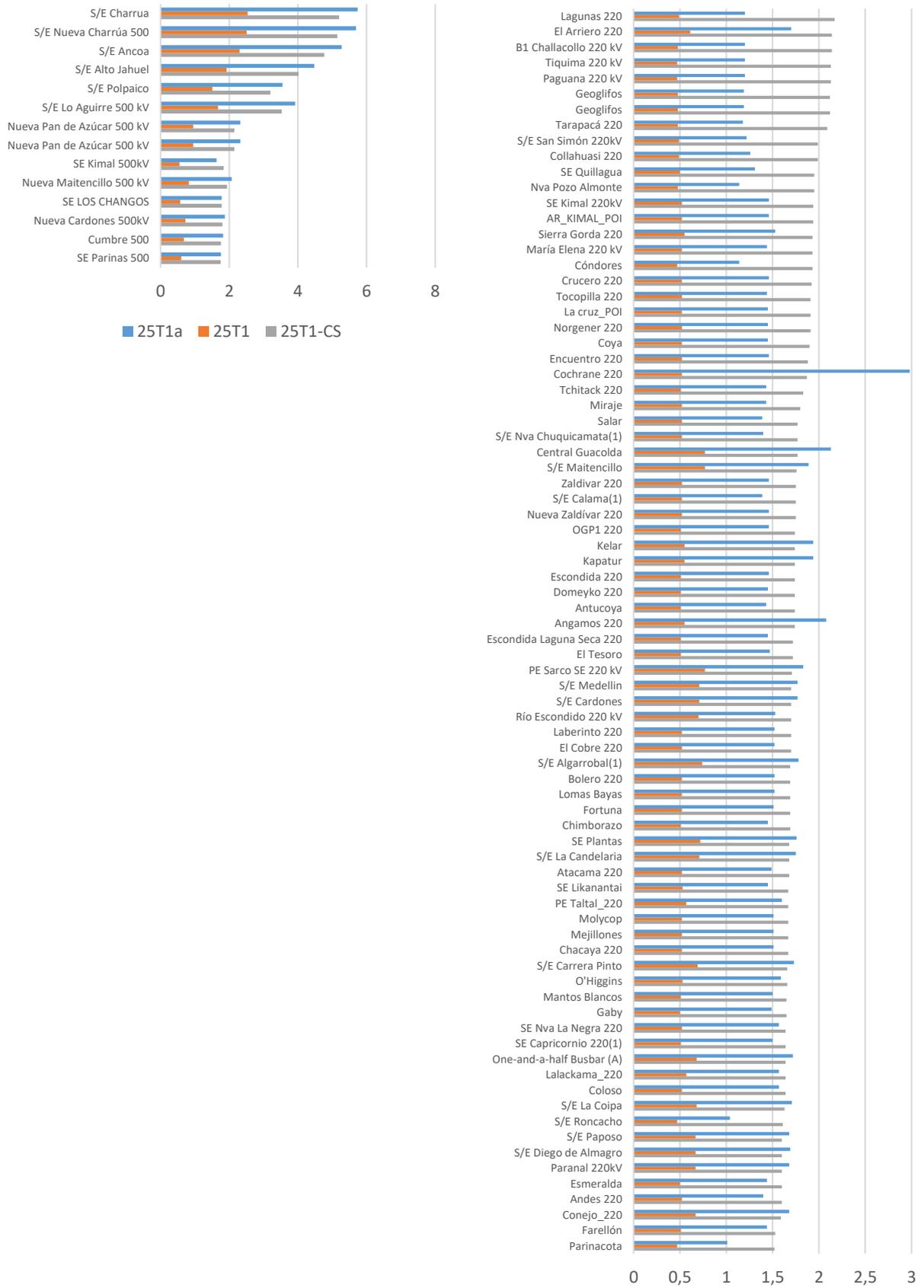


Figura 3: Fortaleza de red para los escenarios 25T1a (base), 25T1 (mínima inercia) y 25T1-CS (mínima inercia con condensadores sincrónicos). Izquierda: barras de 500kV. Derecha: barras de 220kV en el Norte Grande y Atacama.

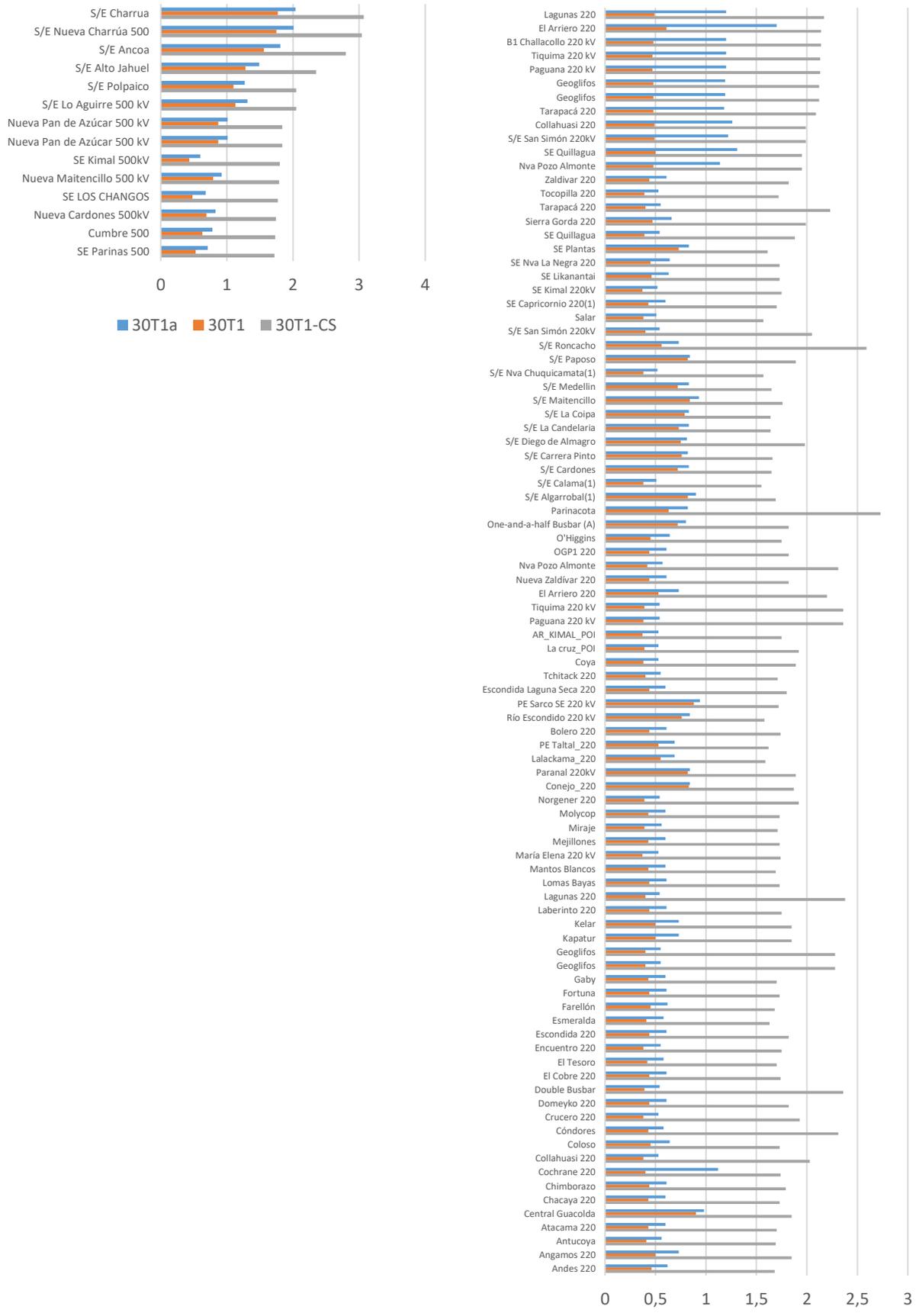


Figura 4: Fortaleza de red para los escenarios 30T1a (base), 30T1 (mínima inercia) y 30T1-CS (mínima inercia con condensadores sincrónicos). Izquierda: barras de 500kV. Derecha: barras de 220kV en el Norte Grande y Atacama.

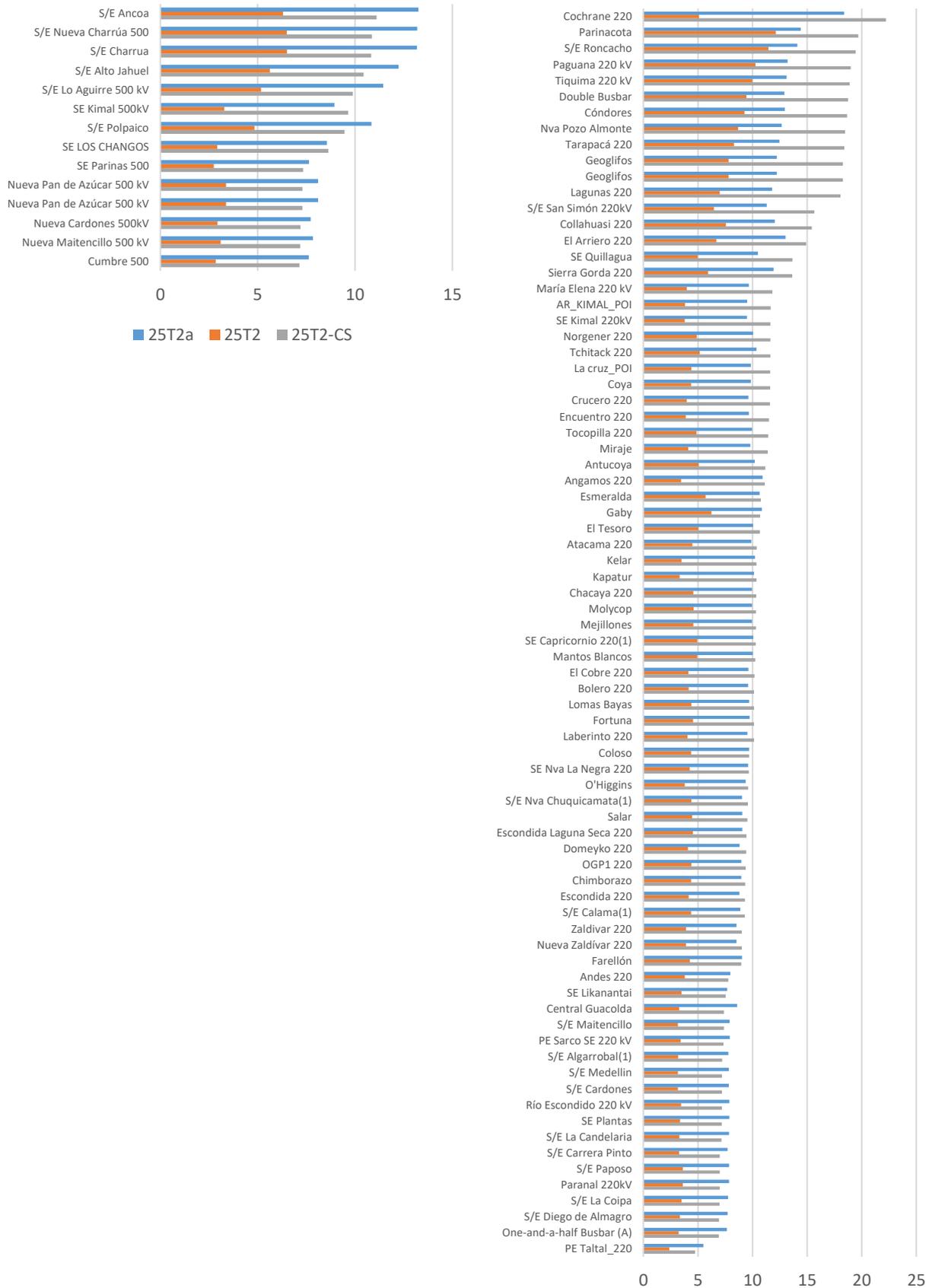


Figura 5: Fortaleza de red para los escenarios 25T2a (base), 25T2 (mínima inercia) y 25T2-CS (mínima inercia con condensadores sincrónicos). Izquierda: barras de 500kV. Derecha: barras de 220kV en el Norte Grande y Atacama.

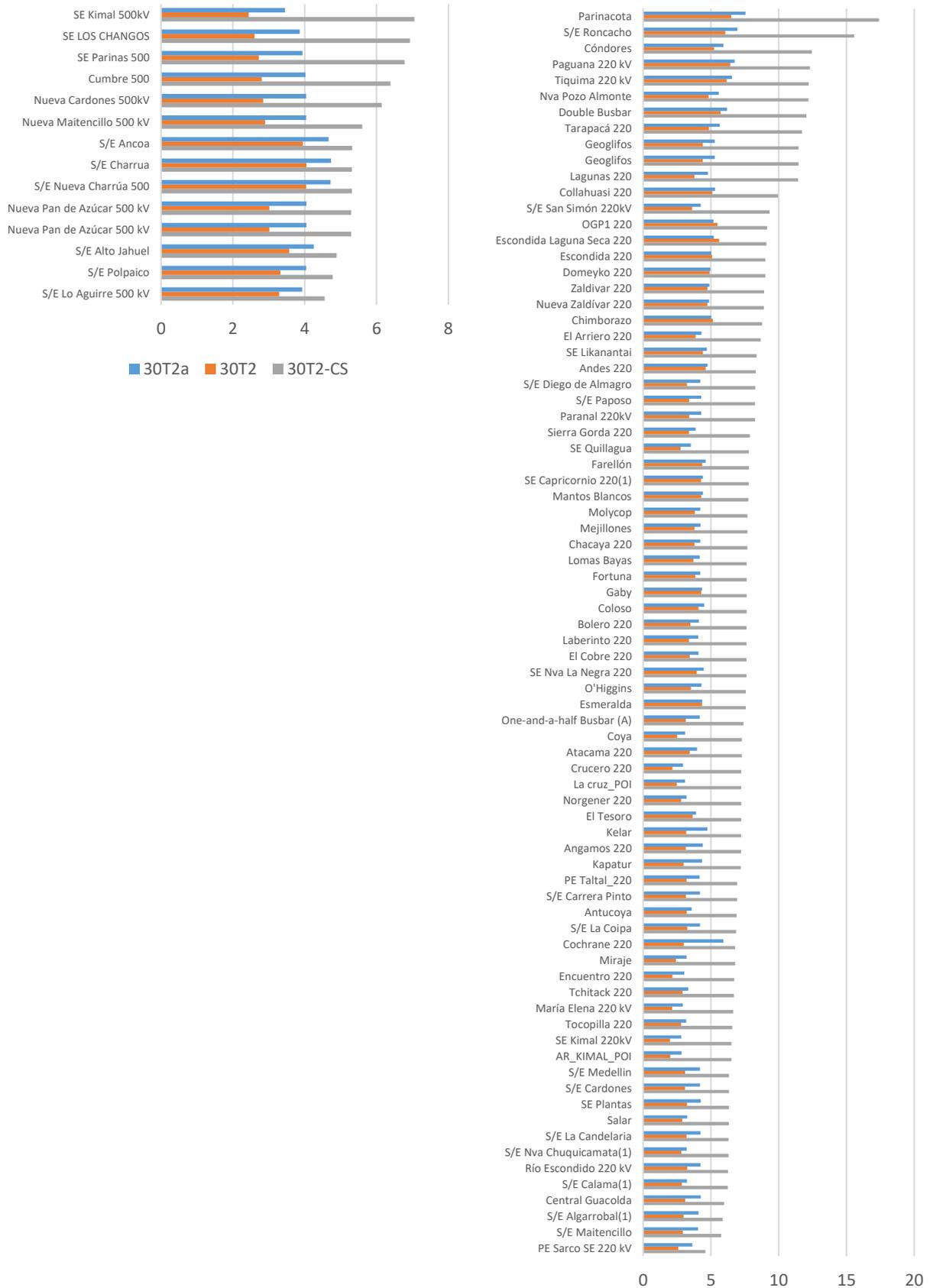


Figura 6: Fortaleza de red para los escenarios 30T2a (base), 30T2 (mínima inercia) y 30T2-CS (mínima inercia con condensadores sincrónicos). Izquierda: barras de 500kV. Derecha: barras de 220kV en el Norte Grande y Atacama.

3.3 Medidas de mitigación para alcanzar ESCR mínimo

En línea con la discusión de la sección 3.1.3, los **escenarios de alta demanda de día** (25T1, 30T1) hacen necesarias medidas adicionales para aumentar la fortaleza de red y evitar restricciones a la operación.

En el marco de la Actividad 2 se evalúa el uso de **condensadores sincrónicos** para este fin. Se trata aquí de una tecnología madura y disponible en el mercado. Existe además experiencia internacional en el uso de condensadores sincrónicos para atender problemas de pérdida de fortaleza de red en condiciones similares a las del SEN. Como referencia, se puede mencionar el caso de ElectraNet, el operador del sistema de transmisión del sur de Australia con características bastante similares a las del Norte Grande del SEN. ElectraNet optó por la instalación de condensadores sincrónicos para atender la caída de la potencia de cortocircuito en partes de su sistema y evitar así restricciones operativas a la generación estática [9]. Más aún, la instalación de nuevos condensadores sincrónicos en nodos específicos de la red resultó ser incluso económicamente más conveniente que la conversión de plantas planificadas para retiro [10].

Se consideran condensadores sincrónicos de hasta 300 Mvar con aporte a la potencia de cortocircuito de hasta 2000 MVA (corresponde a $X_d''=0,15$), características actualmente disponibles en el mercado [11]. La inercia de estos condensadores sincrónicos se podría aumentar desde 250 hasta 2500 MVAs mediante el agregado de un volante de inercia, según resulte del estudio del desempeño dinámico en el capítulo 4.

La ubicación y tamaño de la compensación sincrónica se escogió con el fin de alcanzar un índice de fortaleza de red $ESCR \geq 1,5$ en barras de 220kV y 500kV del sistema. Los condensadores sincrónicos propuestos se indican en la Tabla 3. Se requerirá la instalación de 1400 Mvar de compensación sincrónica al 2025, y de otros 1600 Mvar al 2030 (total de 3000 Mvar al 2030), instalados en el Norte Grande y el Norte Chico. Los valores resultantes del índice de fortaleza de red se muestran en las mismas Figura 3 a Figura 6 (ver los casos con la denominación "-CS").

Notar que la selección de la ubicación y del tamaño de los condensadores sincrónicos no consideró criterios tales como la disponibilidad de espacio físico en la subestación o la capacidad de cortocircuito de barras, interruptores, etc. No obstante, el valor total de compensación sincrónica propuesta es menos sensible a una redistribución en barras eléctricamente cercanas (sensibilidad du/du similares) a las propuestas.

Tabla 3: Condensadores sincrónicos propuestos para alcanzar $ESCR \geq 1.5$ en todas las barras de 500kV y 220kV del SEN

Puesta en Servicio	Subestación	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)
2025	Lagunas	220	300
	Kimal	220	600
	Maitencillo	220	300
	Zaldivar	220	100
	Domeyko	220	100
Subtotal (2025)			1400
2030	Lagunas	220	300
	Kimal	220	300
	Diego de Almagro	220	300
	Crucero	220	700
Subtotal (2030)			1600
Total			3000

Se deberá notar que la relación de cortocircuito SRC exigida en la Norma Técnica [1] da valores más optimistas (más altos) que el índice ESCR en la medida que no considera el aporte de los inversores eléctricamente cercanos. La Tabla 4 muestra la potencia de cortocircuito en Kimal 220kV y en Lo Aguirre 500kV en los escenarios 2030, donde se verifica una relación de cortocircuito $SCR > 2,5$ en las barras AC de las estaciones convertoras del enlace HVDC de 3000 MW considerando la compensación sincrónica propuesta en la Tabla 3.

Tabla 4. Potencias de cortocircuito trifásico en las barras de AC de las estaciones convertoras HVDC sin y con condensadores sincrónicos en los escenarios de mínima inercia de 2030.

Escenario		Compensación Sincrónica	Scc (MVA)			
			Kimal 220 kV		Lo Aguirre 500 kV	
			Red N	Red N-1 ^a	Red N	Red N-1 ^b
Alta	30T1	Ninguna	3631	3438	10463	9805
	30T1-CS	Según Tabla 3	12113	11680	11036	10342
Baja	30T2	Ninguna	3570	3434	11783	11010
	30T2-CS	Según Tabla 3	12503	12381	11519	10691

(a) Un circuito de la línea Los Changos – Kimal 500 kV fuera de servicio

(b) Un circuito de la línea Lo Aguirre – Alto Jahuel 500kV fuera de servicio

4 Desempeño dinámico

En esta sección se evalúa el desempeño dinámico del sistema para los escenarios de operación definidos en el capítulo 2, así como el efecto de las medidas de mitigación en propuestas en la sección 3.3. Cuando aplica, se determinan además recursos adicionales necesarios para asegurar la estabilidad transitoria del sistema cumpliendo con los estándares de seguridad y calidad de servicio especificados en la NTSyCS.

Los resultados de las numerosas simulaciones dinámicas (RMS) se documentan en el Anexo F (ver sección 8.6). Los resultados se discuten a continuación. Algunos gráficos del anexo se repiten para conveniencia del lector.

4.1 Consideraciones generales

4.1.1 Control de tensión de los parques eólicos y solares

A menos que se indique lo contrario en un caso de estudio específico, en las simulaciones dinámicas realizadas se considera que la generación eólica y PV (generación estática con modelos dinámicos genéricos) trabaja en **modo de control de potencia reactiva**. Luego, los modelos dinámicos de la generación ERV mantienen la consigna de potencia reactiva que resulta de la inicialización de la simulación a partir de los resultados del flujo de carga. Se entiende que éste es el modo de operación de las plantas en la actualidad.

4.1.2 Contingencias analizadas

Se analizaron las contingencias listadas en la Sección 8.1.1 del Anexo A y los tipos de falla según grado de Severidad 4, 5 y 6 de acuerdo a la NTSyCS. Se observa:

- El estudio se centra en las contingencias de Severidad 4 en líneas de doble circuito de 220 kV y 500 kV a lo largo del sistema. Dichas contingencias consisten en fallas bifásicas a tierra seguidas de la apertura del circuito fallado en 120 ms.
- Las contingencias de Severidad 5 consistentes en desconexiones intempestivas de generación se fueron analizadas en los estudios de estabilidad de la frecuencia ejecutados en la Actividad 1 del presente proyecto.
- Las contingencias de Severidad 6 en líneas AC de 500 kV y en el enlace HVDC son de baja probabilidad de ocurrencia y pueden clasificarse como contingencias extremas de acuerdo a la NTSyCS. Además, la desconexión de ambos circuitos de la línea de 500 kV Parinas – Cumbre implica la separación del sistema en dos áreas no sincrónicas. Considerando el déficit de generación del Norte Grande y las elevadas transferencias de potencia, el análisis de dichas contingencias resulta relativamente complejo y particular, por lo que puede requerir el diseño de planes de defensa específicos. Por lo tanto, se prescinde de su análisis en el presente estudio,

que se enfoca en el análisis del control de tensión en las condiciones de operación más críticas con elevada probabilidad de ocurrencia.

- Se simuló adicionalmente la desconexión de equipos de compensación de potencia reactiva

4.2 Escenarios de inercia mínima

Los escenarios de inercia mínima presentan una inestabilidad de tensión incluso antes de implantar una contingencia. Vale decir, el punto de operación del sistema es dinámicamente inestable.

Esta inestabilidad se confirma mediante un análisis de autovalores. El sistema muestra la existencia de polos inestables (en el semiplano derecho) para las condiciones iniciales del sistema, como se muestra ilustrativamente para el escenario 25T1 en la Figura 7. En particular, el polo real positivo se traduce en una divergencia de las tensiones respecto de su punto de operación inicial que crece exponencialmente. En efecto, luego de iniciada la simulación y sin aplicación de la falla, las tensiones comienzan a desviarse: al principio lentamente y luego aumentando exponencialmente dicha desviación hasta que la tensión colapsa después de cierto tiempo (según la constante de tiempo correspondiente a la parte real del polo inestable).

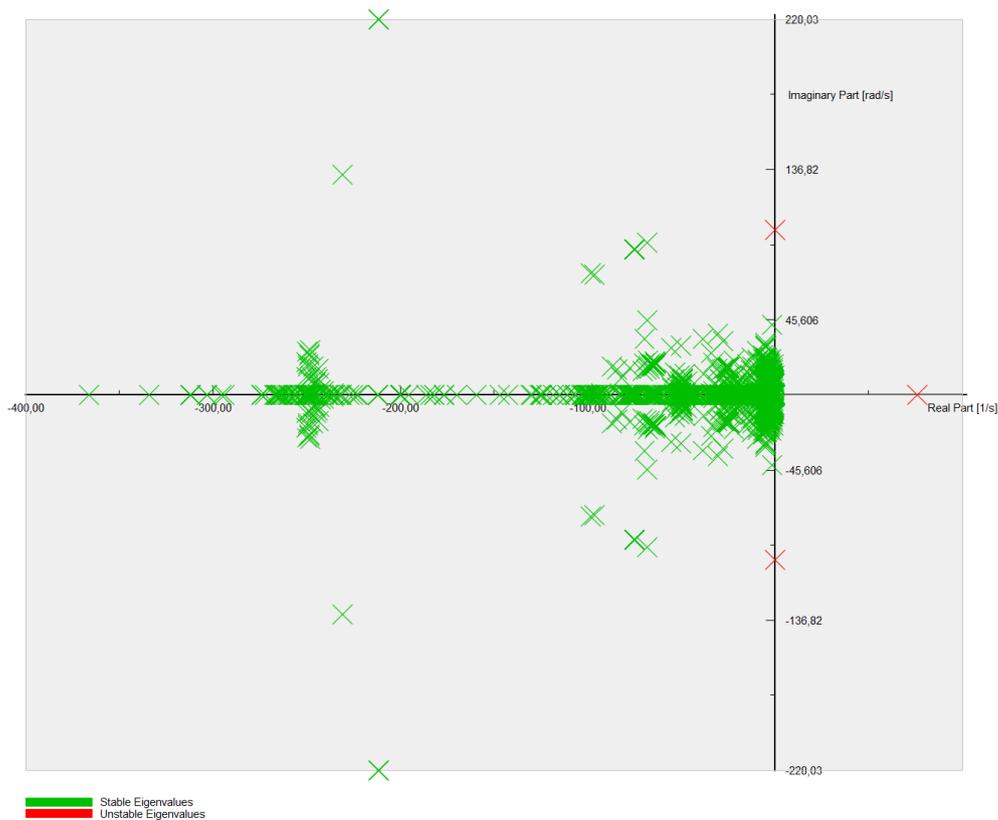


Figura 7: Autovalores para el escenario de mínima inercia de demanda alta en el 2025 (25T1)

La Figura 8 muestra el comportamiento de la tensión en barras de 500kV del Norte Grande antes de la aplicación de una contingencia, para dos niveles de inercia insuficiente en esta zona.

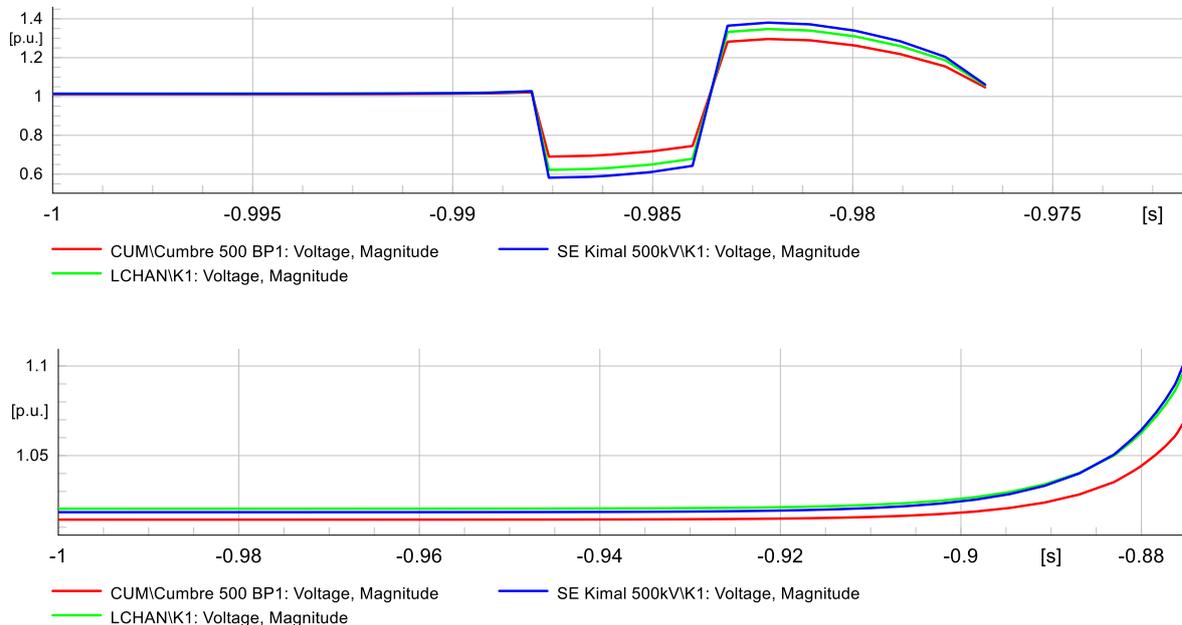


Figura 8. Tensiones en el Norte Grande para el escenario de demanda alta del 2025 (25T1) con dos niveles bajos de inercia. Arriba: inercia en el Norte Grande de 3,2 GVAs (sólo las unidades ANG1 y ANG2 despachadas y sin condensadores sincrónicos). Abajo: 2,6 GVAs (sin generación sincrónica y con CCH1 y CCH2 como condensadores sincrónicos)

4.3 Escenarios con compensación sincrónica

La simulación dinámica de contingencias se utiliza a continuación para determinar la inercia mínima que deberá aportar la compensación sincrónica para asegurar un desempeño dinámico satisfactorio del sistema. En este sentido, las simulaciones permiten establecer lo siguiente:

- El escenario de demanda baja del 2025 (25T2) representa un caso crítico para el dimensionamiento de la inercia. Este escenario presenta una alta transferencia Sur → Centro (3142MW) y Centro → Norte (1677MW), necesaria para satisfacer la demanda en la zona del Norte Grande, siendo que la generación local (tanto convencional como renovable) es prácticamente nula. Con ello, la inercia en el Norte Grande resulta determinante para contener la divergencia de los ángulos de los rotores de la compensación sincrónica en el Norte y la generación sincrónica en el Sur para fallas en el sistema troncal de transmisión en 500kV, y evitar así un colapso de la tensión.
- La entrada en servicio del enlace de HVDC en el 2030 refuerza el sistema de transmisión troncal y acerca eléctricamente el Norte Grande al resto del sistema. El escenario de demanda baja

(30T2) se vuelve entonces algo menos crítico que en el 2025, aún con una alta transferencia Sur → Centro (4030MW) y Centro → Norte (2780MW).

En general, el dimensionamiento de la inercia mínima se lleva a cabo con el objetivo de evitar restricciones sustanciales a la operación del sistema, vale decir, de mantener los despachos de generación según los escenarios de operación en la Tabla 2. Sin embargo, los escenarios de baja demanda requerirían un aumento de la inercia en el Norte Grande de hasta +7GVAs por encima de la inercia necesaria para el resto de los escenarios, y solo para tender fallas en las líneas de 500kV entre las subestaciones Charrúa y Alto Jahuel, lo que muy posiblemente no se justificaría desde el punto de vista económico. Por este motivo, se aplica una restricción a la operación de los escenarios de demanda baja con el objetivo de limitar la transferencia Sur → Centro a 2855MW en el escenario 25T2 (-287MW) y a 3840MW en el escenario 30T2 (-190MW). Para ello, se fuerza el despacho de la Central Angamos en el Norte Grande (dos unidades en el escenario 25T2, una unidad en el escenario 30T2). Notar que un efecto equivalente se conseguiría mediante el despacho forzado de otras centrales en la región, como Cochran o IEM.

Se consideraron condensadores sincrónicos con una constante de inercia $H=2s$ (con volante de inercia) para el horizonte 2025 y con una constante de inercia $H=1s$ para los condensadores adicionales (sin volante de inercia) propuestos para el 2030, cuya instalación se justifica con el nivel de cortocircuito mínimo requerido en la zona. El valor de inercia por condensador sincrónico se muestra en la Tabla 5.

La Tabla 6 muestra los valores de inercia resultantes del sistema y de las regiones del Norte Grande y Atacama. Notar que en todos los casos el nivel de inercia resulta por encima de los valores determinados en la Actividad 1 para satisfacer la estabilidad de frecuencia.

Tabla 5: Inercia mínima requerida en los condensadores sincrónicos para asegurar desempeño dinámico del sistema

Puesta en Servicio	Subestación	Tensión (kV)	Capacidad (Mvar)	Inercia (GVAs)
2025	Lagunas	220	1x300	0,6
	Kimal	220	2x300	1,2
	Maitencillo	220	1x300	0,6
	Zaldivar	220	1x100	0,2
	Domeyko	220	1x100	0,2
Subtotal (2025)			1400	2,8
2030	Lagunas	220	1x300	0,3
	Kimal	220	1x300	0,3
	Diego de Almagro	220	1x300	0,3
	Crucero	220	2x300+1x100	0,7
Subtotal (2030)			1600	1,6
Total			3000	4,4

Tabla 6: Inercia del sistema en Norte Grande y Norte Chico considerando la compensación sincrónica para los cuatro escenarios sujetos a análisis. En comparación, los escenarios de partida de mínima inercia (dinámicamente inestables)

Escenario	Norte Grande (GVAs)	Norte Chico (GVAs)	Total CEN (GVAs)	Observaciones
25T1	0,1	0	22,5	
25T1-CS	2,3	0,6	25,3	
25T2	1,1	0	27,2	
25T2-CS⁷	3,2	0,6	30,0	
25T2-CS- Restringido	6,4	0,6	33,1	300MW de despacho forzado con 2 unidades en Angamos. Transferencia Sur → Centro: 2855MW
30T1	1,2	0,8	28,2	
30T1-CS	4,7	1,7	32,6	
30T2	1,4	0,8	33,1	
30T2-CS⁸	4,9	1,7	37,5	
30T2-CS- Restringido	6,5	1,7	39,1	250MW de despacho forzado con 1 unidad en Angamos. Transferencia Sur → Centro: 3840MW

⁷ Con despacho forzado de 300MW en la central Angamos (2 unidades) para reducir la transferencia Sur → Centro a 2855MW

⁸ Con despacho forzado de 250MW en la central Angamos (1 unidad) para reducir la transferencia Sur → Centro a 3840MW

4.3.1 Demanda baja de noche

El nivel de transferencia Sur → Centro resulta particularmente alto en estos escenarios, por lo que fallas en líneas de 500kV de este corredor desafían el desempeño dinámico del sistema.

Para ilustrar la naturaleza del problema, la Figura 9 y la Figura 10 muestran las tensiones y fases de barras de 220kV a lo largo del sistema para una falla bifásica en la línea de 500kV Ancoa – Alto Jahuel y sin restricción de la transferencia Sur → Centro, vale decir con una transferencia de 3142MW en el escenario 25T2. El nivel de inercia en la zona del Norte Grande y Atacama (2,8GVAs) resulta insuficiente. Ante la falta de inercia (y de generación que aporte reserva primaria en la zona), los ángulos rotóricos de las máquinas en el Norte Grande no logran oponer suficiente resistencia al cambio de fase inducido por la variación del flujo de potencia tras la falla. Con ello, el desfasaje aumenta hasta producirse una pérdida de sincronismo alrededor de los 800ms y un colapso de las tensiones en el Norte.

Para estabilizar la respuesta, la Figura 11 y la Figura 12 muestran que se necesitarían 12,2GVAs de inercia en esa zona para estabilizar el sistema, vale decir 9,4GVA adicionales a los propuestos en la Tabla 6. En cambio, la Figura 13 y la Figura 14 muestra que la reducción de la transferencia a través de la frontera Sur → Centro en unos 300MW a 2855MW (caso 25T2) resultará suficiente para estabilizar el sistema con un valor moderado de inercia en la zona de 2,8GVAs.

Las demás fallas consideradas resultan menos exigentes para la estabilidad del sistema y las simulaciones dinámicas confirman un desempeño satisfactorio del sistema para ellas. Las gráficas de las simulaciones se documentan en el Anexo F.

El escenario de mínima demanda del 2030 (30T2) presenta un problema de estabilidad equivalente al del escenario de mínima demanda del 2025 (25T2), debido a la alta transferencia Sur → Centro de 4030MW (ver Tabla 2). Estabilizar este escenario sin restringir la transmisión Sur → Centro forzando el despacho de generación en el Norte Grande significaría que los condensadores sincrónicos deberían aportar unos 12GVAs de inercia en el Norte Grande, valor considerablemente alto que posiblemente haga económicamente inviable la solución. Sin embargo, la Figura 15 y la Figura 16 muestran que una reducción de la transferencia Sur → Centro en unos 200MW (a 3840MW) mediante un despacho forzado de una unidad de la central Angamos con 250MW resulta suficiente para estabilizar el sistema con el nivel de inercia según la Tabla 6.

En el Anexo F se reportan las gráficas de las simulaciones dinámicas para el escenario 30T2 y los condensadores sincrónicos en la Tabla 3. Las simulaciones indican un desempeño dinámico satisfactorio, similar para el escenario.

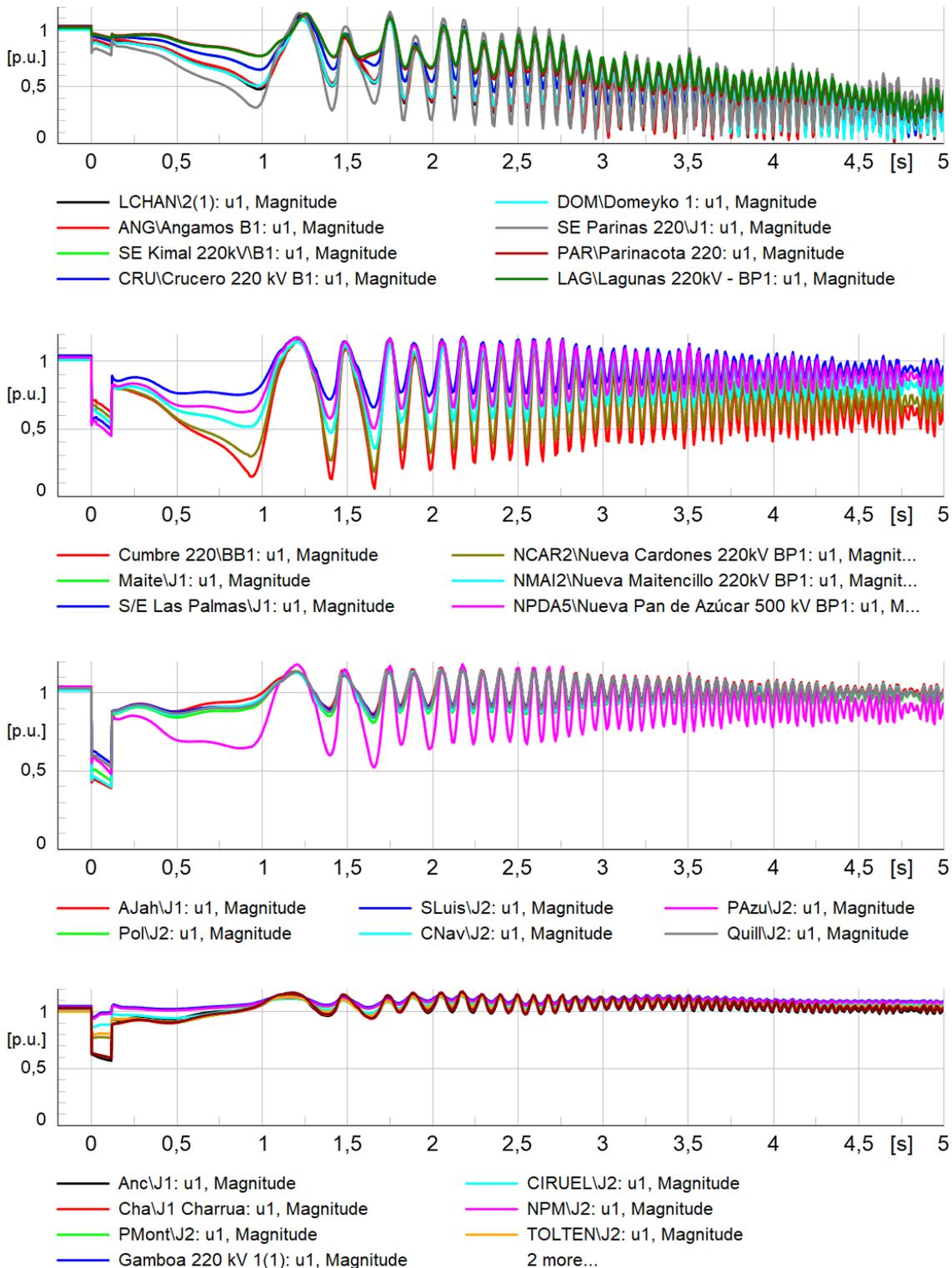


Figura 9: Escenario 25T2 (demanda baja de noche) con 3142MW de transferencia Sur → Centro y compensación sincrónica insuficiente en el Norte (2.8GVAs, aportada por los condensadores sincrónicos únicamente). Tensión en barras de 220kV a lo largo del sistema (Norte en gráfico superior, Sur en gráfico inferior) para una falla bifásica en una de las líneas de 500kV Ancoa – Alto Jahuel. Se observa un colapso de la tensión en el Norte.

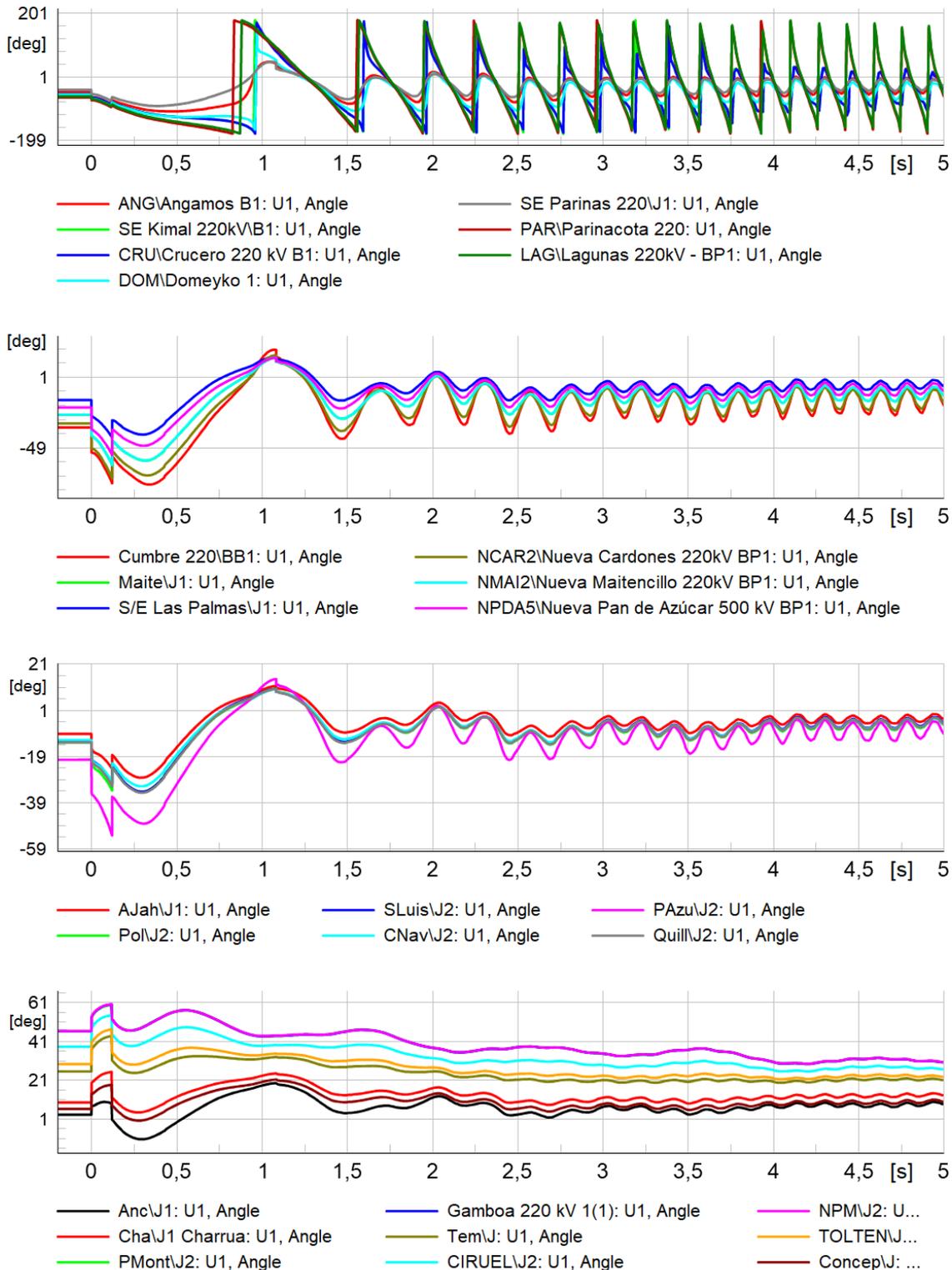


Figura 10: Escenario 25T2 (demanda baja de noche) con 3142MW de transferencia Sur → Centro y compensación sincrónica insuficiente en el Norte (2.8GVAs, aportada por los condensadores sincrónicos únicamente). Fase en barras de 220kV a lo largo del sistema (Norte en gráfico superior, Sur en gráfico inferior) para una falla bifásica en una de las líneas de 500kV Ancoa – Alto-Jahuel. Se observa un colapso de tensión en el Norte.

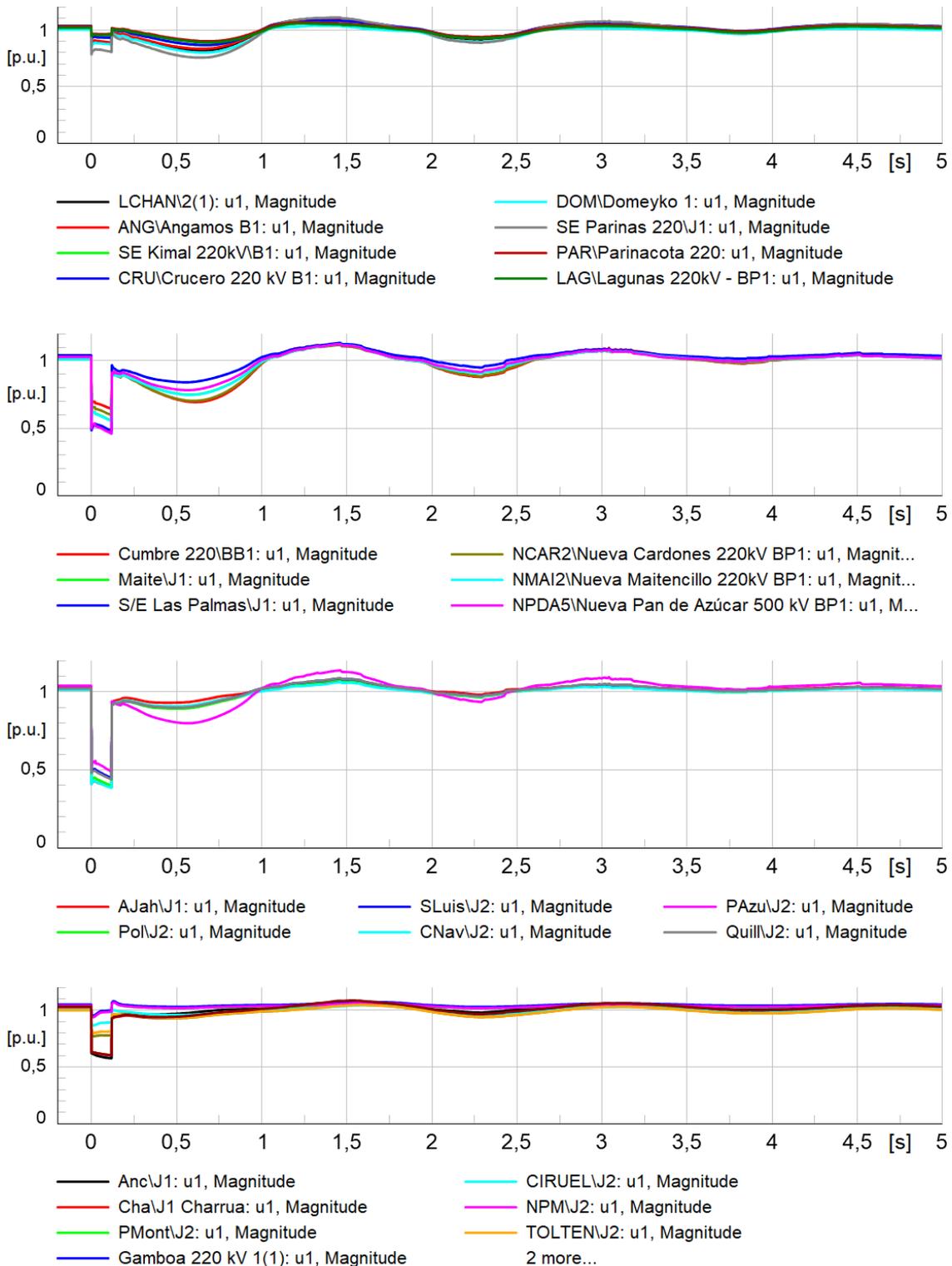


Figura 11: Escenario 25T2 (demanda baja de noche) con 3142MW de transferencia Sur → Centro y 12.2GVAs de inercia en el Norte aportada por los condensadores sincrónicos únicamente. Tensión en barras de 220kV a lo largo del sistema (Norte en gráfico superior, Sur en gráfico inferior) para una falla bifásica en una de las líneas de 500kV Ancoa – Alto Jahuel.

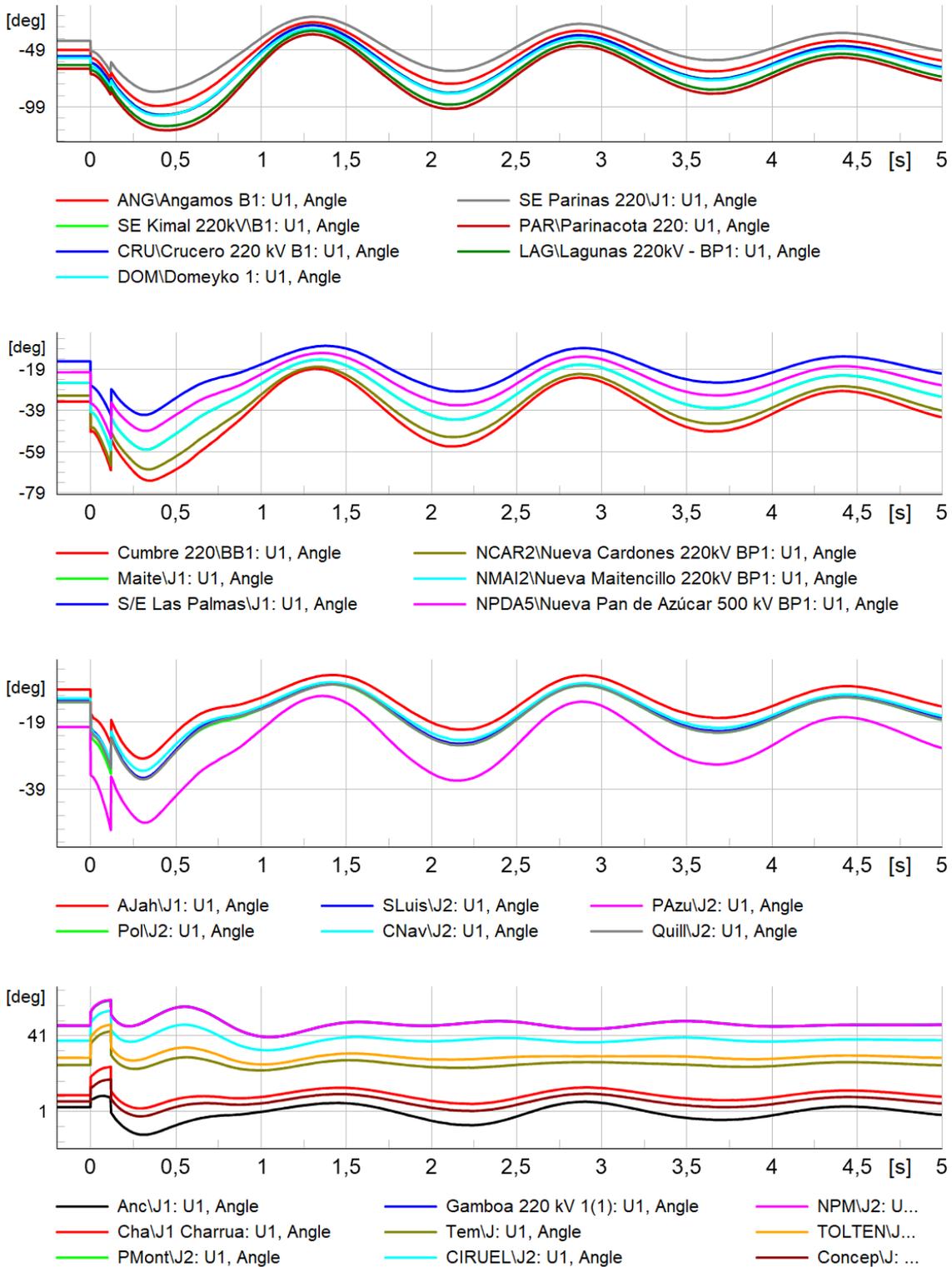


Figura 12: Escenario 25T2 (demanda baja de noche) con 3142MW de transferencia Sur → Centro y 12.2GVAs de inercia en la zona del Norte Grande y Atacama aportada por los condensadores sincrónicos únicamente. Fase en barras de 220kV a lo largo del sistema (Norte en gráfico superior, Sur en gráfico inferior) para una falla bifásica en una de las líneas de 500kV Ancoa – Alto Jahuel.

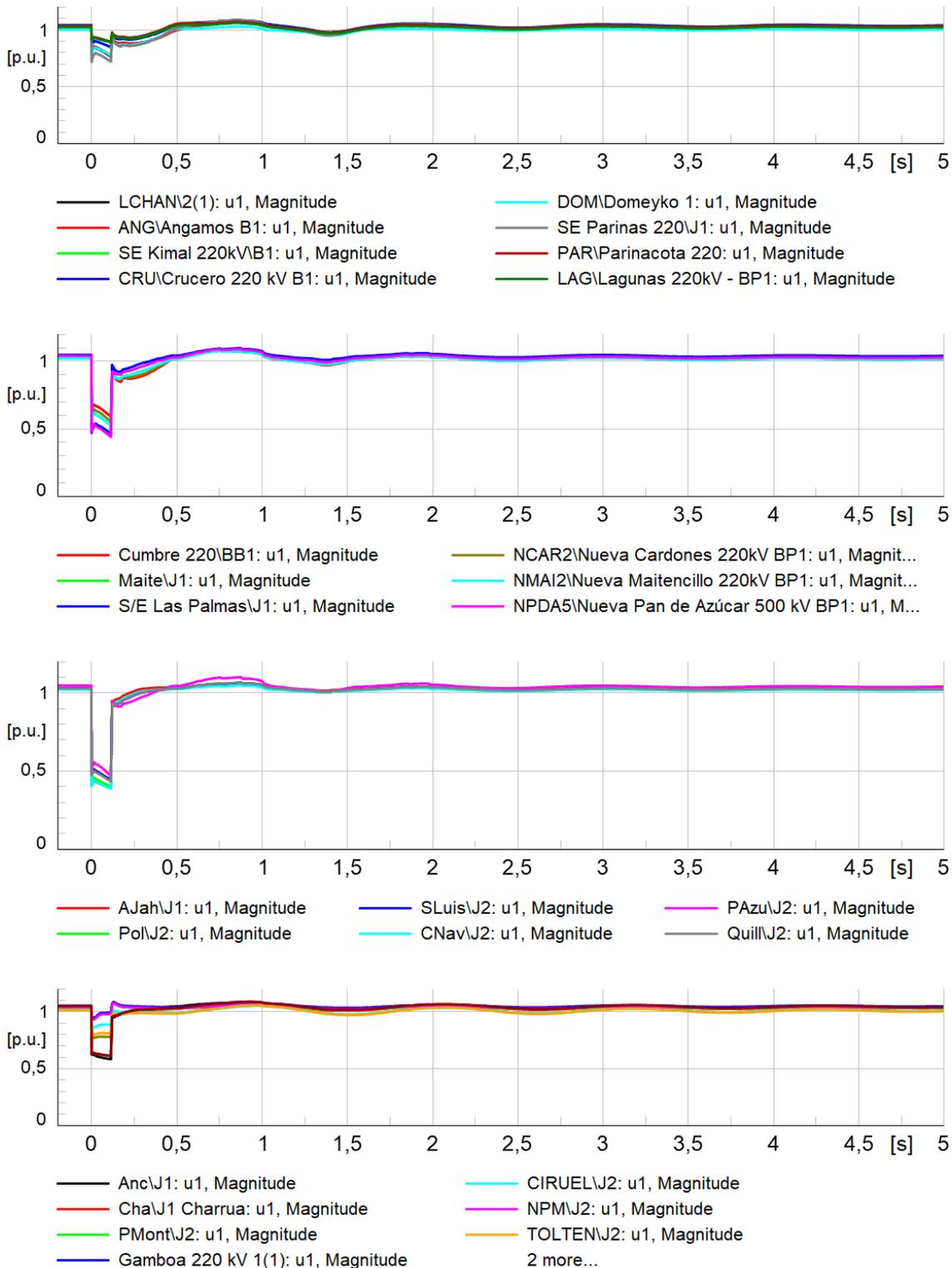


Figura 13: Escenario 25T2 (demanda baja de noche) con 2855MW de transferencia Sur → Centro y despacho forzado de 300MW con dos unidades en Angamos. Inercia en la zona del Norte Grande y Atacama: 7.0GVAs. Tensión en barras de 220kV a lo largo del sistema (Norte en gráfico superior, Sur en gráfico inferior) para una falla bifásica en una de las líneas de 500kV Ancoa – Alto Jahuel.

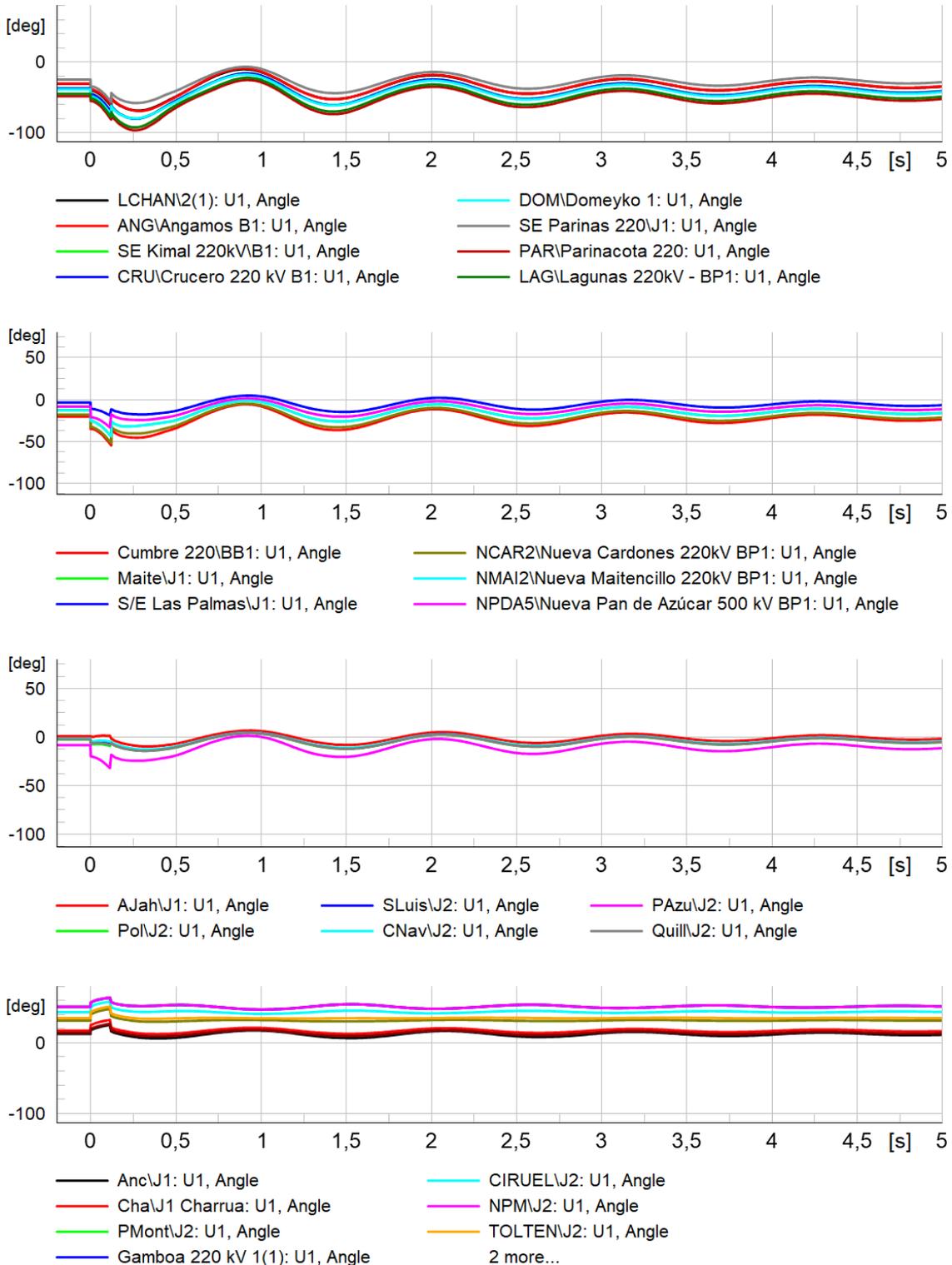


Figura 14: Escenario 25T2 (demanda baja de noche) con 2855MW de transferencia Sur → Centro y despacho forzado de 300MW con dos unidades en Angamos. Inercia en la zona del Norte Grande y Atacama: 7.0GVAs. Fase en barras de 220kV a lo largo del sistema (Norte en gráfico superior, Sur en gráfico inferior) para una falla bifásica en una de las líneas de 500kV Ancoa – Alto Jahuel.

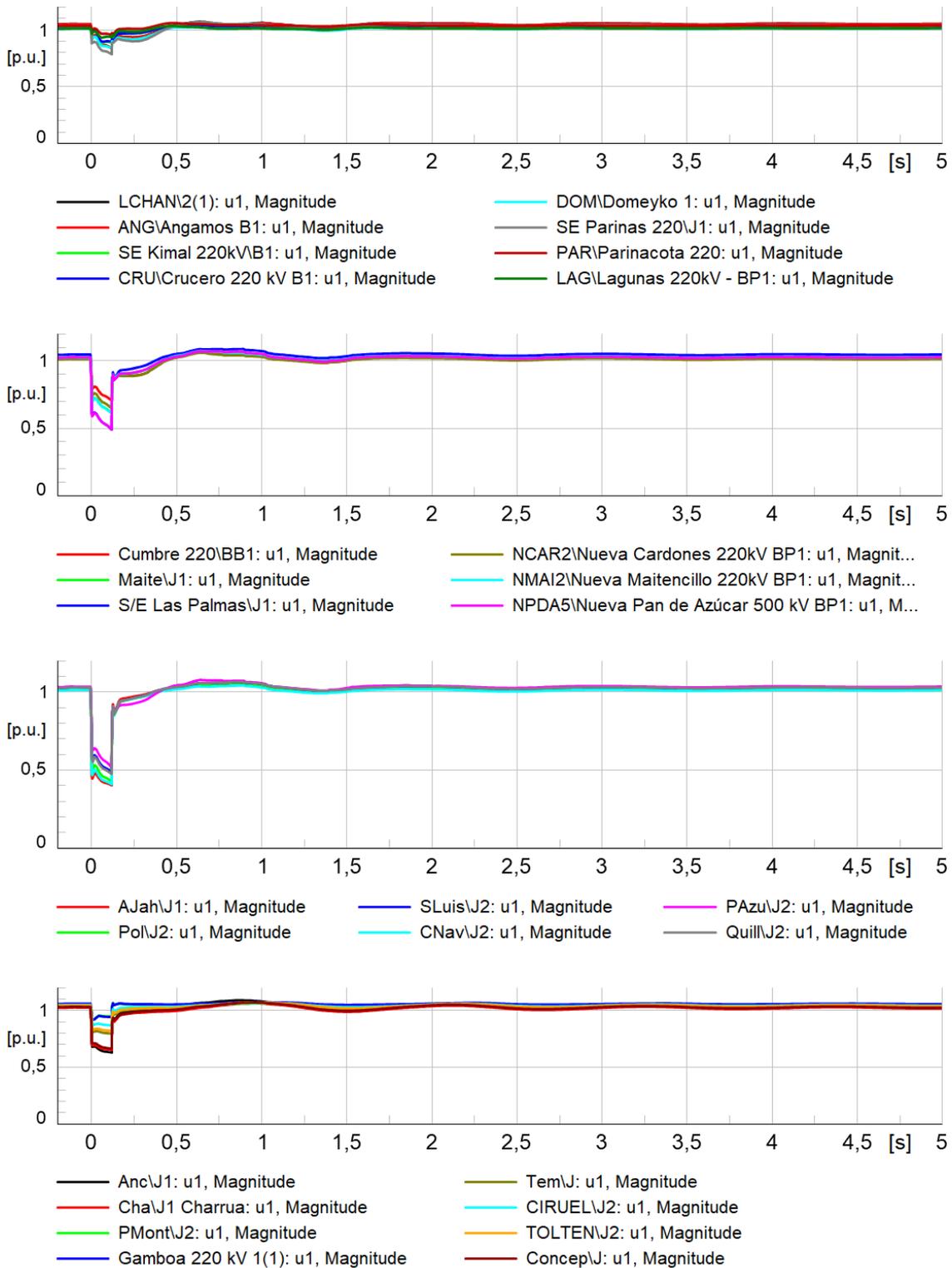


Figura 15: Escenario 30T2 (demanda baja de noche) con 3840MW de transferencia Sur → Centro y despacho forzado de 250MW con una unidad en Angamos. Inercia en la zona del Norte Grande y Atacama: 8.2GVAs. Tensión en barras de 220kV a lo largo del sistema (Norte en gráfico superior, Sur en gráfico inferior) para una falla bifásica en una de las líneas de 500kV Ancoa – Alto Jahuel.

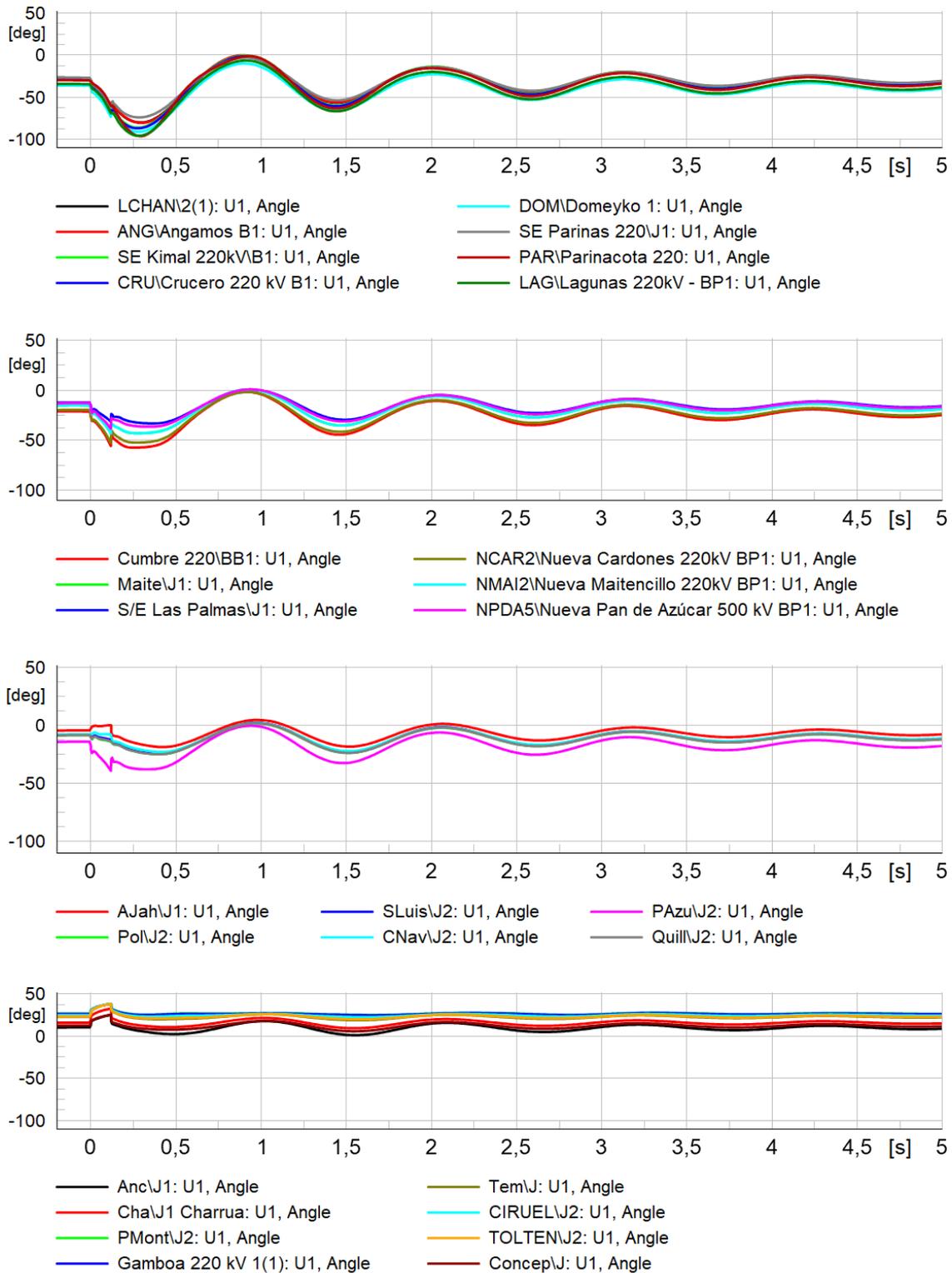


Figura 16: Escenario 30T2 (demanda baja de noche) con 3840MW de transferencia Sur → Centro y despacho forzado de 2500MW con una unidad en Angamos. Inercia en la zona del Norte Grande y Atacama: 8.2GVAs. Fase en barras de 220kV a lo largo del sistema (Norte en gráfico superior, Sur en gráfico inferior) para una falla bifásica en una de las líneas de 500kV Ancoa – Alto Jahuel.

4.3.2 Demanda alta de día

Los escenarios 25T1 y 30T1 de demanda alta de día presentan un desempeño dinámico satisfactorio para todas las contingencias analizadas y la compensación sincrónica según la Tabla 5.

A modo ilustrativo, la Figura 17 y la Figura 18 muestran los resultados de la simulación de la contingencia de la línea de 220kV Crucero – María Elena para los escenarios 25T1 y 30T1, respectivamente. Esta contingencia resultó ser la más exigente entre todas las contingencias simuladas, aunque en ambos escenarios se cumplen holgadamente todos los criterios de desempeño como se observa en las gráficas.

4.3.3 Falla de un polo del enlace HVDC

Especial atención se dio a la falla de un polo del enlace bipolar de HVDC en los escenarios de 2030.

La Figura 19 muestra los resultados de la simulación de una falla bifásica del lado Kimal 220kV (ac) en el escenario de demanda alta de 2030 con compensación sincrónica (30T1-CS). En este escenario se transmiten 2366MW por el HVDC desde la S/E Kimal a la S/E Lo Aguirre. Durante la falla se interrumpe la transmisión de potencia por el enlace debido a errores de conmutación, como se observa en la figura.

Una vez despejada la falla, la transmisión de potencia se reestablece por el polo sano y con ello la transferencia de potencia total a través del enlace HVDC se restituye solo a la mitad de su valor antes de la falla. Esta disminución de la transferencia por el enlace HVDC se refleja en un aumento de la potencia por el enlace AC paralelo (frontera Norte → Centro en la gráfica). La Figura 20 muestra la falla del lado Lo Aguirre 500kV para el mismo escenario.

El desempeño dinámico es también satisfactorio en el escenario de baja demanda de noche (30T2-CS- Restringido). En este caso el enlace HVDC transmite 1509MW desde la S/E Lo Aguirre hacia la S/E Kimal. La Figura 21 muestra los resultados para la falla del lado Kimal 220kV y la Figura 22 para la falla del lado Lo Aguirre 500kV.

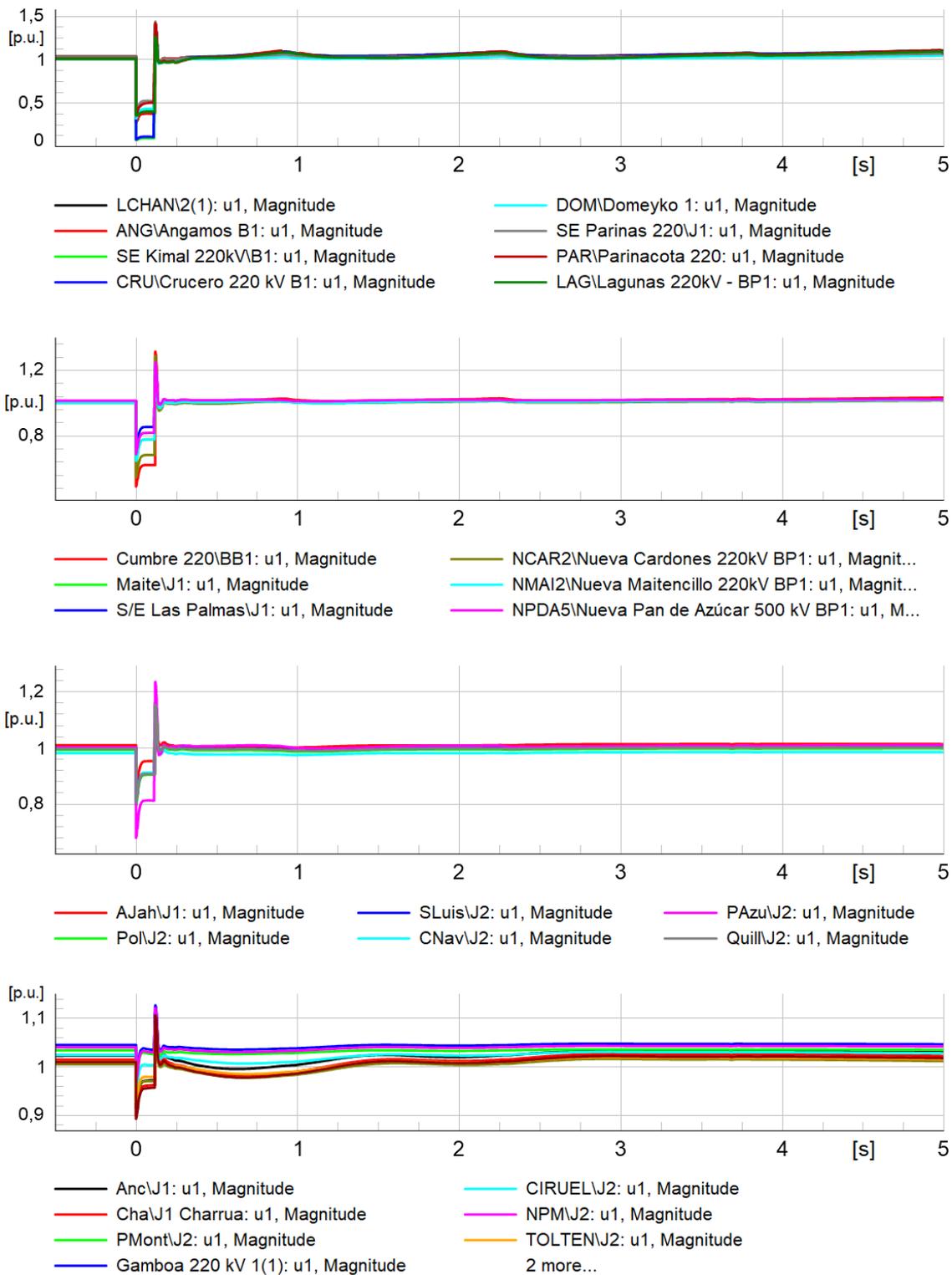


Figura 17: Escenario 25T1-CS (demanda alta de día). Inercia en la zona del Norte Grande y Atacama: 2.9GVAs. Tensión en barras de 220kV a lo largo del sistema (Norte en gráfico superior, Sur en gráfico inferior) para una falla bifásica en la línea de 220kV Crucero – María Elena.

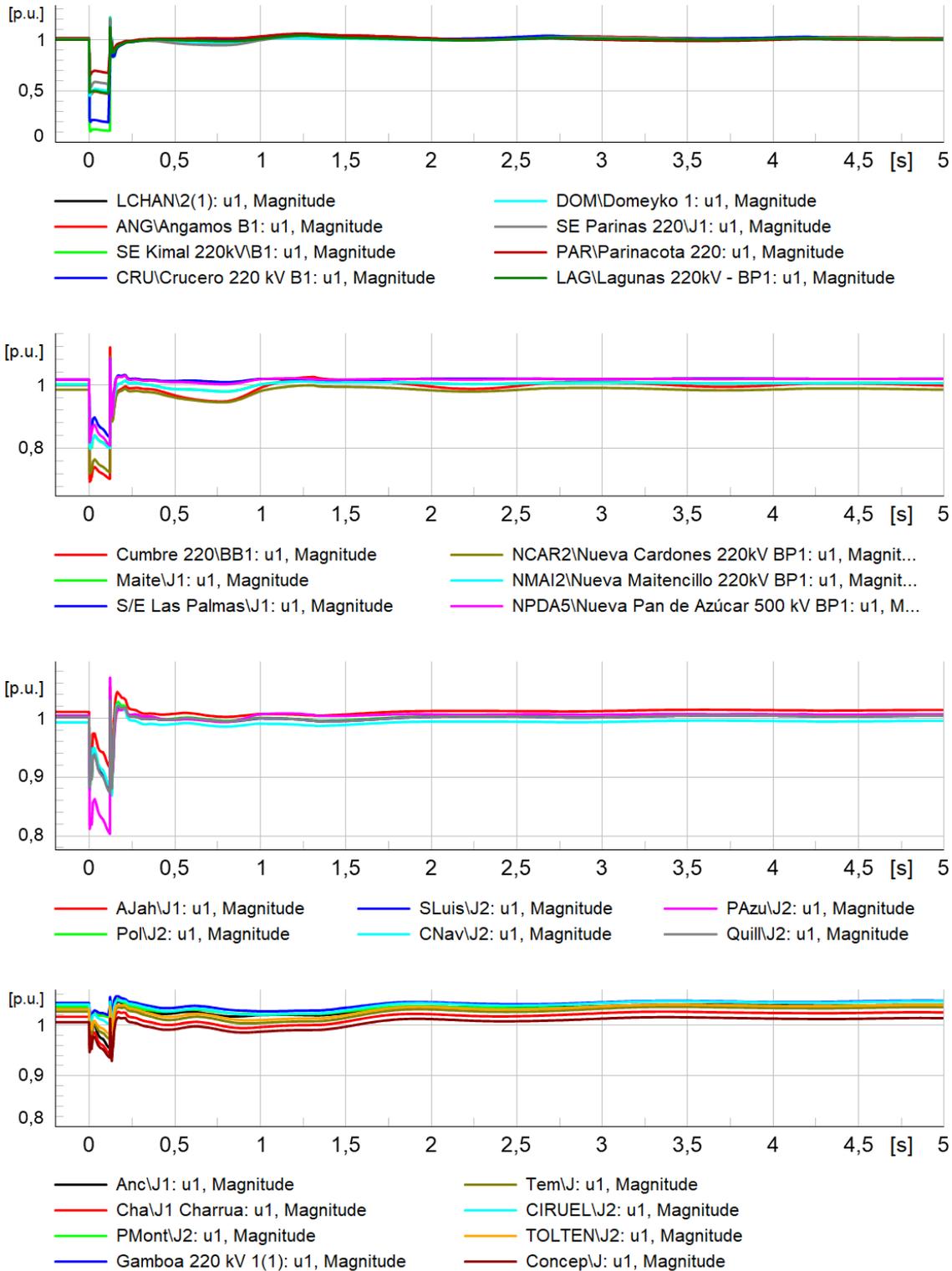


Figura 18: Escenario 30T1-CS (demanda alta de día). Inercia en la zona del Norte Grande y Atacama: 6.4GVAs. Tensión en barras de 220kV a lo largo del sistema (Norte en gráfico superior, Sur en gráfico inferior) para una falla bifásica en la línea de 220kV Crucero – María Elena.

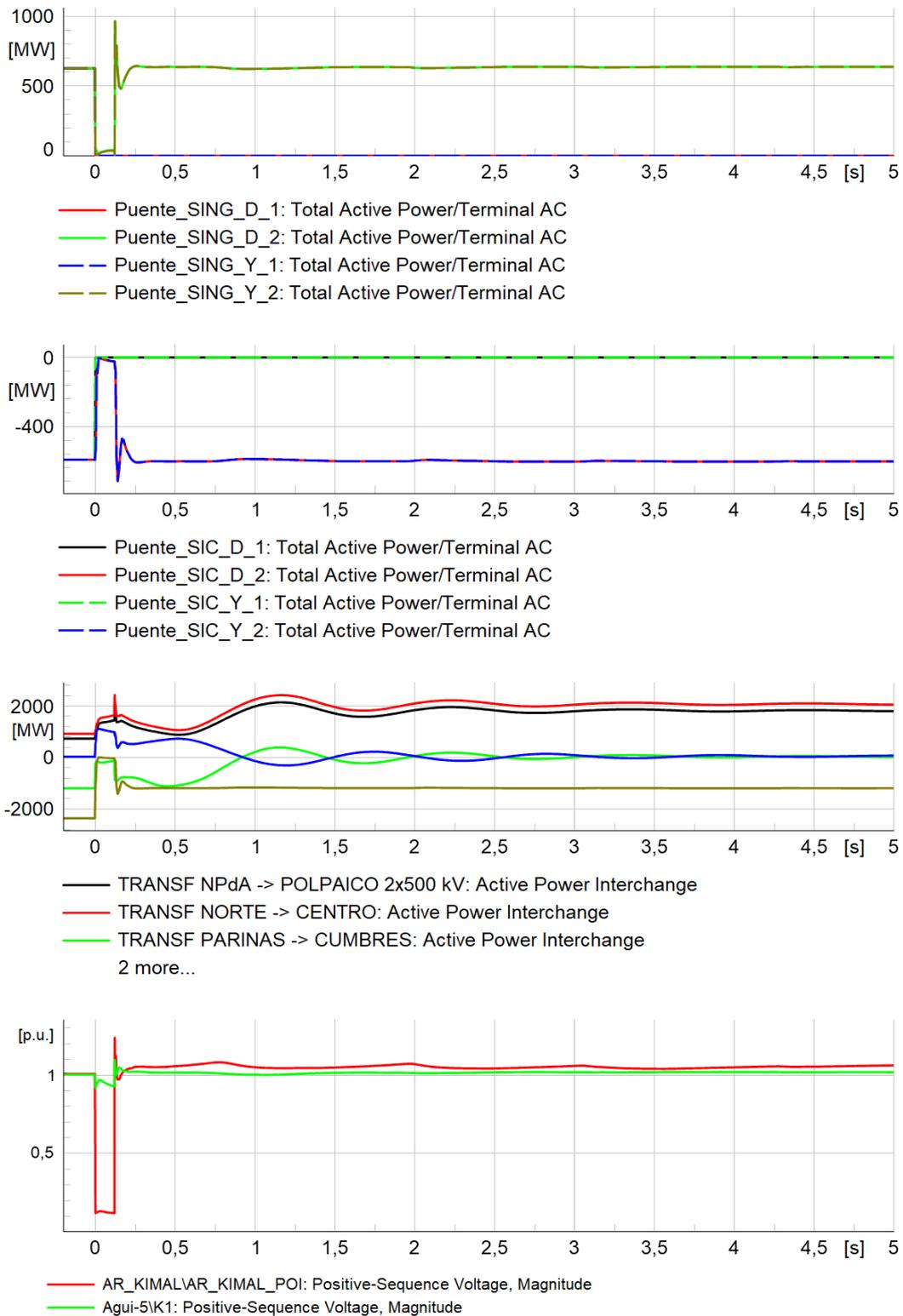


Figura 19: Falla bifásica en Kimal 220kV con desconexión de un polo del enlace HVDC para el escenario de demanda alta de día (30T1-CS)

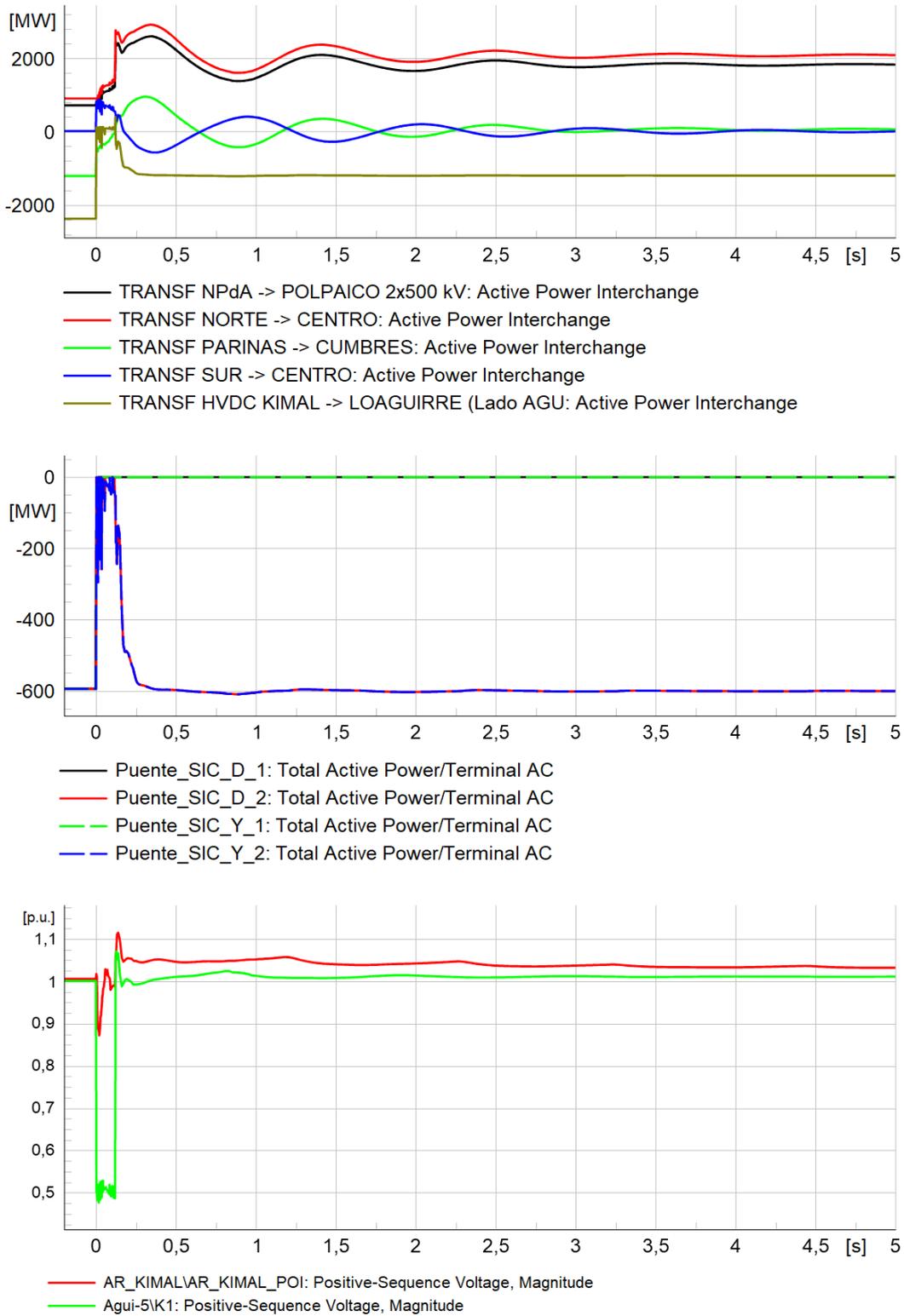


Figura 20: Falla bifásica en Lo Aguirre 500kV con desconexión de un polo del enlace HVDC para el escenario de demanda alta de día (30T1-CS)

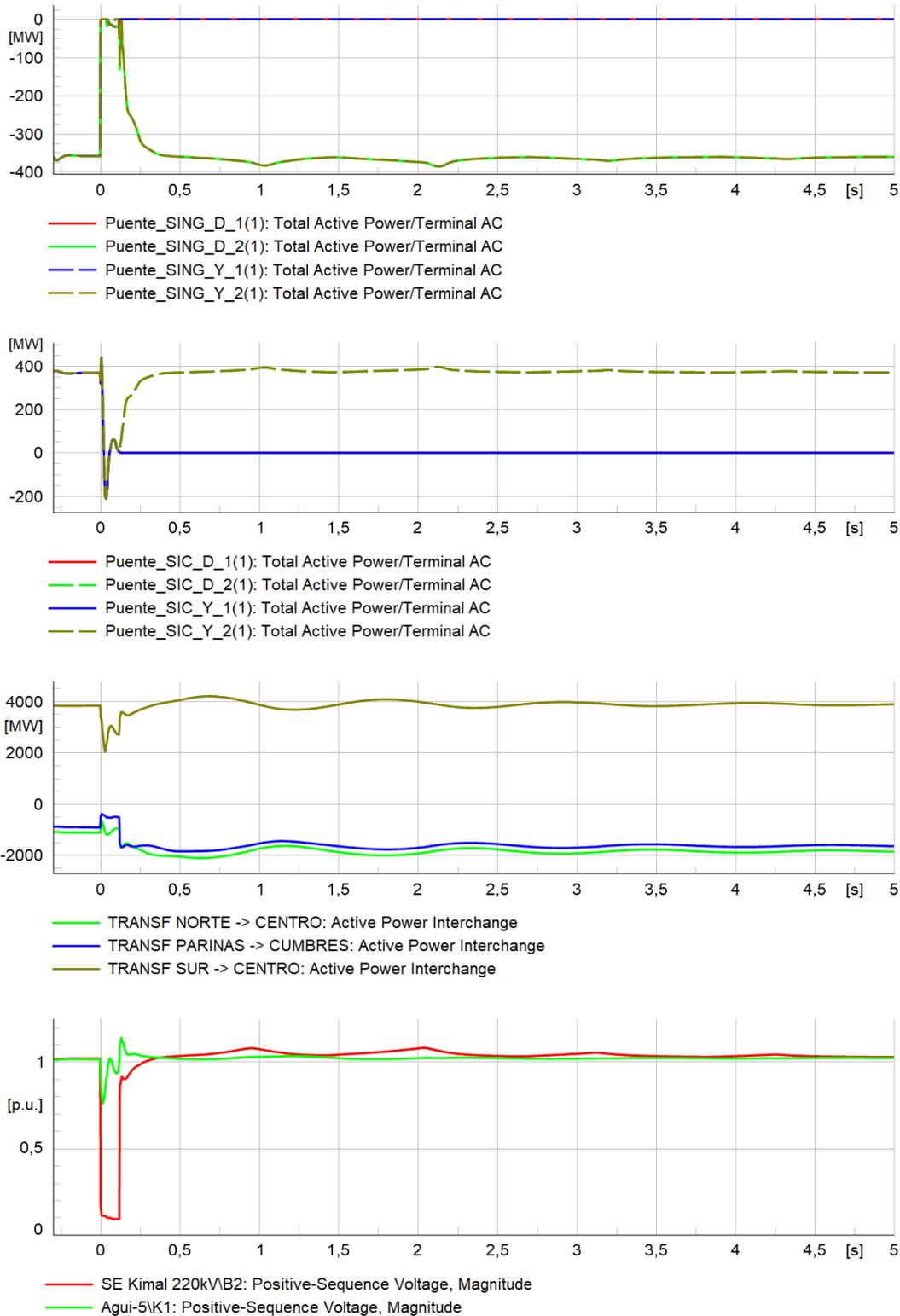


Figura 21: Falla bifásica en Kimal 220kV con desconexión de un polo del enlace HVDC para el escenario de demanda baja de noche (30T2-CS-Restringido)

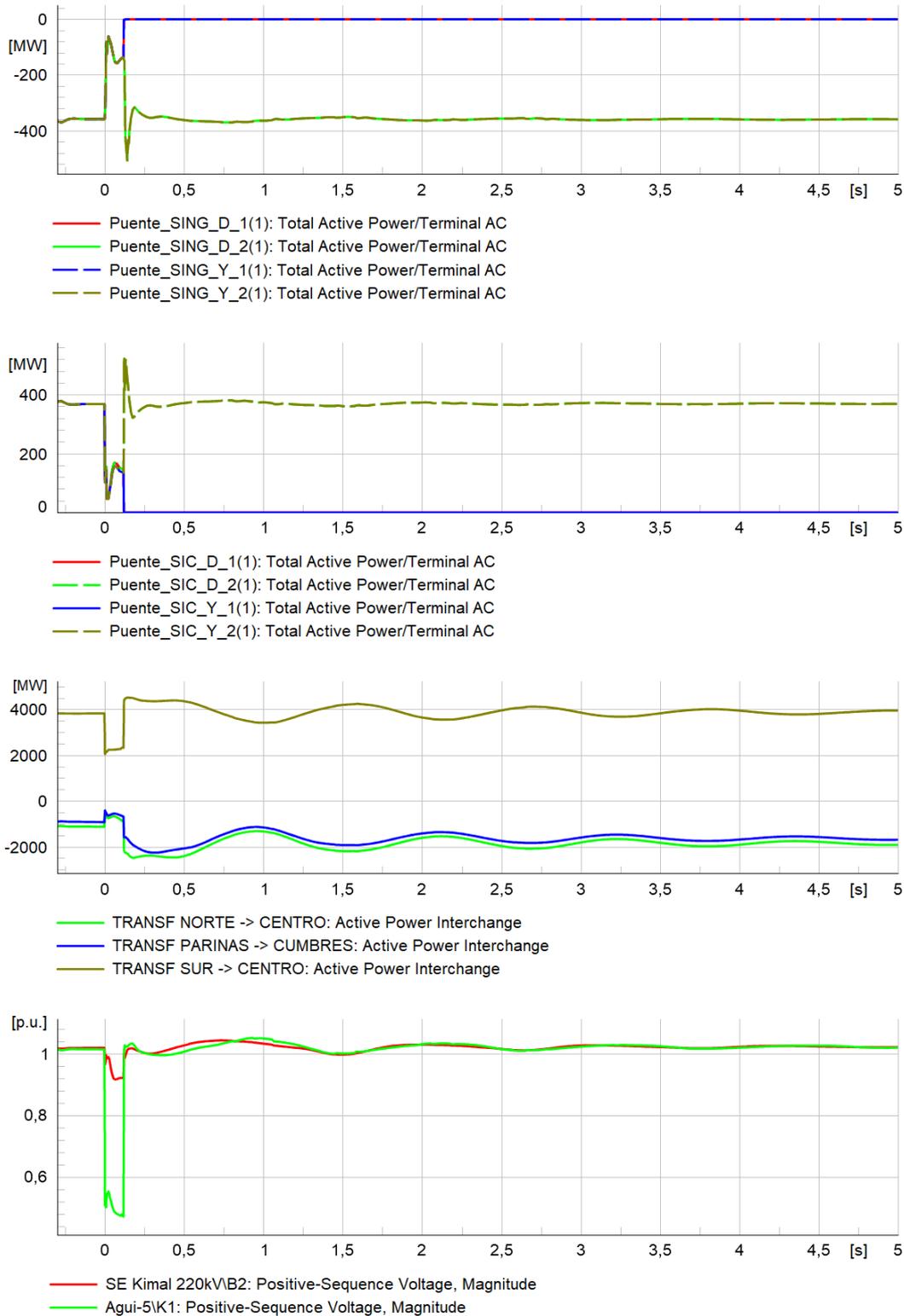


Figura 22: Falla bifásica en Lo Aguirre 500kV con desconexión de un polo del enlace HVDC para el escenario de demanda baja de noche (30T2-CS-Restringido)

5 Sensibilidades

Este capítulo describe una serie de alternativas a la instalación de condensadores sincrónicos según la propuesta de la Tabla 3 que se investigaron en el marco de este estudio para el horizonte 2025. Estas alternativas consisten principalmente en:

- la conversión de las cuatro unidades de las centrales de Angamos y Cochrane previstas para retiro como condensadores sincrónicos. Si bien esta medida es tecnológicamente equivalente a la instalación de condensadores sincrónicos, el punto de conexión a la red no puede elegirse en función de la necesidad de aumentar la fortaleza de red
- instalación de STATCOMs
- cambios en los parámetros de los controladores de los generadores estáticos

El objetivo de este análisis es identificar opciones para estabilizar el desempeño dinámico del sistema. Se deberá observar, no obstante, que la sola aplicación de estas medidas no garantiza la fortaleza de red según discutido en el capítulo 3, la que deberá asegurarse por separado.

5.1 Demanda alta de día en 2025

La sola reconversión de las cuatro unidades de las centrales Angamos y Cochrane como condensadores sincrónicos no alcanza para asegurar la estabilidad del sistema para todas las contingencias de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV. Concretamente, el sistema resulta inestable para las siguientes contingencias:

- C1: Los Changos-Kimal 500 C1
- C16: Encuentro-Kimal 220 C1
- C17: 220 kV Crucero-María Elena
- C19: Maitencillo - Don Héctor 220
- C20: C.Navia-Lo Aguirre 220 kV
- C30: Desconexión reactor Los Changos 500 kV

Por ejemplo, la Figura 23 muestra las tensiones en las barras de 220 kV de las subestaciones Kimal y Parinacota al simular fallas bifásicas a tierra en uno de los circuitos de 220 kV Encuentro – Kimal considerando reactancias de falla a tierra de 1, 2 y 10 ohm. Se observa que a medida que se reduce la reactancia de falla aumentan tanto el hueco de tensión durante la falla como el valor máximo de la tensión inmediatamente luego del despeje y apertura del circuito fallado.

Las siguientes secciones describen los resultados de la evaluación de las siguientes medidas de mitigación, que se agregan a la operación de las unidades de Angamos y Cochrane como condensadores sincrónicos:

- Opción A1: STATCOMs Adicionales
- Opción B1: Adición de IEM como condensador sincrónico
- Opción C1: Cambio Parámetros del Control PQ de generadores estáticos

La siguiente tabla resume las medidas de mitigación para las tres opciones propuestas para estabilizar el sistema en el escenario de demanda alta y mínima inercia de 2025.

Tabla 7. Medidas de mitigación para las tres opciones propuestas para estabilizar el escenario de demanda alta y mínima inercia de 2025

Opción	Condensadores Sincrónicos	STATCOMs Adicionales	Cambio de parámetros Control PQ Generadores estáticos
A1	ANG1, ANG2 CCH1, CCH2	1500 MVar en Lagunas 220 kV	No
B1	ANG1, ANG2 CCH1, CCH2 IEM	Ninguno	No
C1	ANG1, ANG2 CCH1, CCH2	Ninguno	Sí

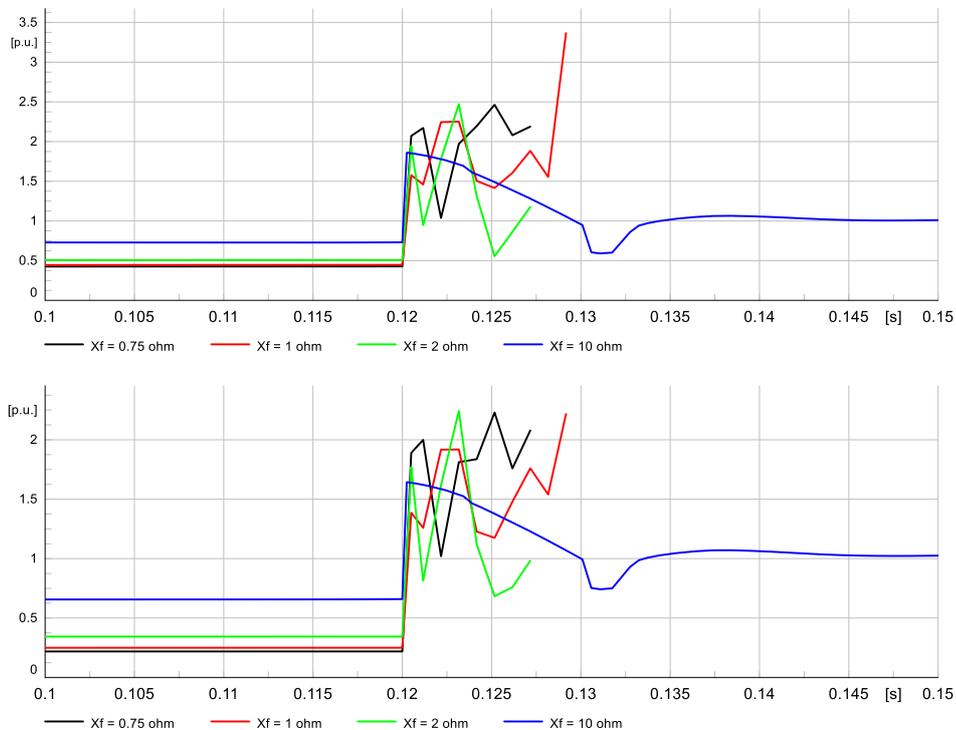


Figura 23. Tensiones en barras de 220 kV de Parinacota (arriba) y Kimal (abajo) ante el despeje de fallas bifásicas a tierra en uno de los circuitos de 220 kV Encuentro – Kimal considerando reactancias de falla (X_f) de 0,75, 1, 2 y 10 Ω .

5.1.1 Opción A1: STATCOMs Adicionales

Se prepararon los casos de estudio que se describen en la Tabla 8 considerando STATCOMs adicionales en el escenario de mínima inercia de demanda máxima de día de 2025. El Anexo E de la Sección 8.5 describe el modelo utilizado para representar los STATCOMs adicionales.

Tabla 8. Casos de estudio considerando STATCOMs adicionales en el escenario de mínima inercia de demanda alta de día de 2025.

Casos	CS*	STATCOMs	Comentarios
25T1_C1a	Ninguno	Lagunas (1,5 GVar) Kimal (1,5 GVar) Los Changos (1 GVar)	Las tensiones del sistema resultan estables en estado estacionario antes de implantar una falla. Las tensiones divergen al despejar la contingencia C1 (Los Changos - Kimal 500 kV).
25T1_C1b al 25T1_C11b	CCH1 CCH2	Lagunas (1,5 GVar) Kimal (1,5 GVar) Los Changos (1 GVar)	Las tensiones son estables al despejar la contingencia C1 (Los Changos - Kimal 500 kV). Las tensiones son inestables ante la contingencia C3 (Parinas - Cumbre 500 kV).
25T1_C3c	CCH1 CCH2	Lagunas (1,5 GVar) Kimal (1,5 GVar) Los Changos (1 GVar) Cumbre (1 GVar) Maitencillo (1 GVar)	Las tensiones son inestables ante la contingencia C3 (Parinas - Cumbre 500 kV)
25T1_C1d al 25T1_C31d	CCH1 CCH2 ANG 1 ANG2	Lagunas (1,5 GVar)	Estos casos implementan todas las medidas de la Opción A1. Las tensiones son estables para todas las contingencias simuladas.

(*) CS: condensadores sincrónicos

Los casos analizados se describen a continuación:

- Partiendo del Caso 25T1, en el Caso 25T1_C1a se agregaron los siguientes STATCOMs adicionales para estabilizar las tensiones del sistema antes de la aplicación de las contingencias: 1500 MVar en las SSEE Lagunas 220 kV y Kimal 220 kV, y 1000 MVar en Los Changos 220 kV.
La Figura 24 muestra las tensiones en nodos de 220 kV del Norte Grande ante la contingencia C1 (Los Changos – Kimal 500 kV) sin condensadores sincrónicos y con 4 GVar de STATCOMs adicionales en el Norte Grande. Las tensiones del sistema resultan estables antes de la aplicación de la contingencia, pero divergen al despejarse la falla.
- Partiendo del Caso 25T1_C1a, en los Casos 25T1_C1b al 25T1_C11b se agregaron las unidades CCH1 y CCH2 operando como condensadores sincrónicos, manteniendo en servicio los

STATCOMs adicionales en barras de 220 kV de las SSEE Lagunas, Kimal y Los Changos. Las tensiones son estables al despejar la contingencia C1 (Los Changos - Kimal 500 kV) pero divergen luego del despeje de la contingencia C3 Parinas – Cumbres 500 kV.

- Luego, en el Caso 25T1_C3c se corrió una simulación adicional agregando STATCOMs de 1000 MVar en Cumbre 220 kV y Maitencillo 220 kV. En este escenario las tensiones luego del despeje de la falla también divergen, como muestra la Figura 26⁹. Por lo tanto, se concluye que las tensiones del sistema no pueden controlarse en todas las fallas analizadas sólo mediante la adición de STATCOMs.
- En los Casos 25T1_C1d al 25T1_C31d se agregaron las unidades ANG 1 y ANG2 operando como condensadores sincrónicos, además de CCH1 y CCH2, y se dejó en servicio el STATCOM adicional de 1500 MVar en la SE Lagunas 220 kV. Éstas son todas las medidas de mitigación correspondientes a la Opción A1 para estabilizar el escenario de demanda alta y mínima inercia de 2025. La Figura 27 muestra que las tensiones en nodos del Norte, Centro y Sur del SEN resultan estables ante todas las contingencias simuladas.

⁹ En este caso se utilizó en la simulación una reactancia de falla de 5 ohm para lograr mostrar la divergencia de las tensiones al despejar la falla.

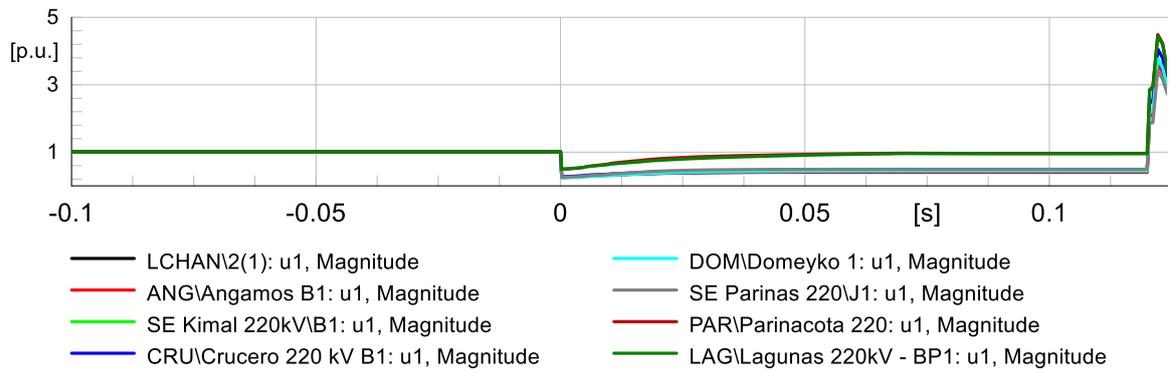


Figura 24. Tensión en nodos de 220 kV del Norte Grande ante la Contingencia C1 (Los Changos – Kimal 500 kV) sin condensadores sincrónicos y con 4 GVar de STATCOMs adicionales en el escenario de mínima inercia de demanda alta de día de 2025.

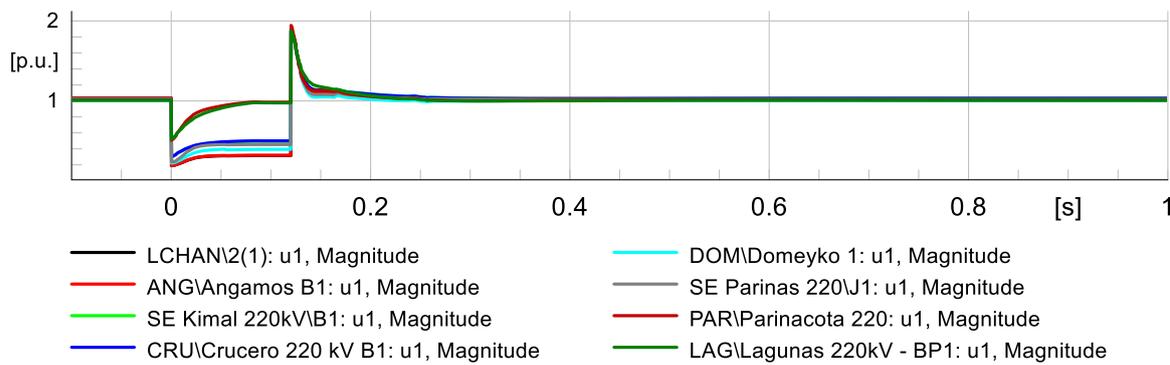


Figura 25. Tensión en nodos de 220 kV del Norte Grande ante la Contingencia C1 (Los Changos – Kimal 500 kV) con CCH1 y CCH2 como condensadores sincrónicos y 3 GVar de STATCOMs adicionales en el Norte Grande en el escenario de mínima inercia de demanda alta de día de 2025.

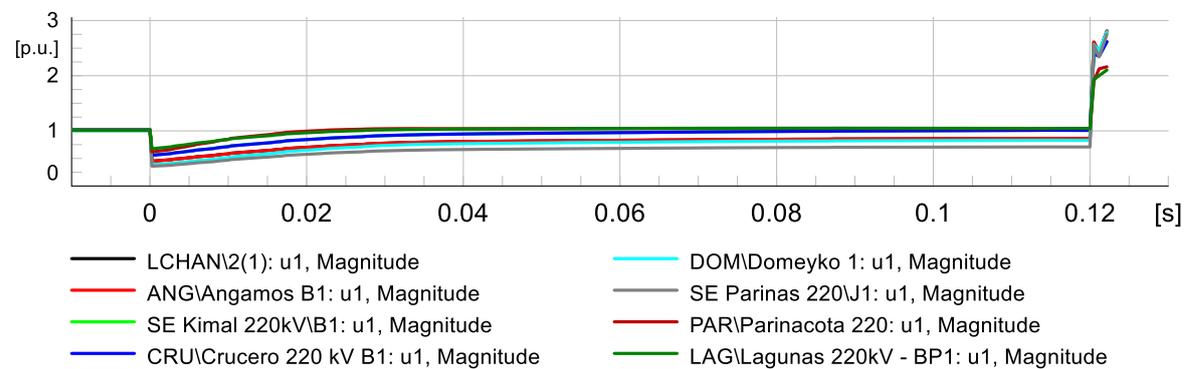


Figura 26. Tensión en nodos de 220 kV del Norte Grande ante la Contingencia C3 (Parinas – Cumbre 500 kV) con CCH1 y CCH2 como condensadores sincrónicos y 5 GVar de STATCOMs adicionales en el Norte Grande en el escenario de mínima inercia de demanda alta de día de 2025.

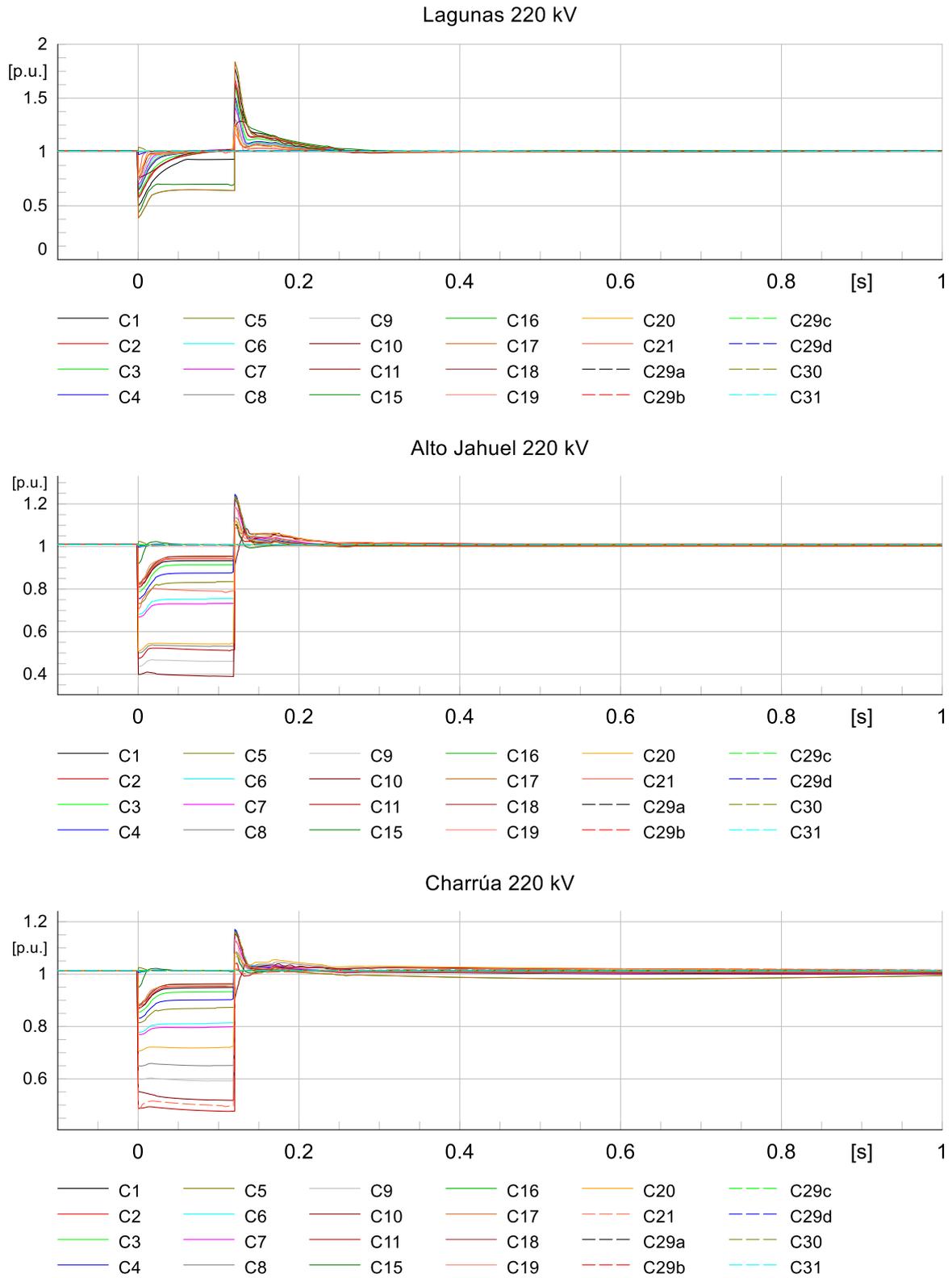


Figura 27. Tensión en nodos de 220 kV del SEN ante todas las contingencias con CCH1, CCH2, ANG 1 y ANG2 como condensadores sincrónicos y un STATCOM de 1,5 GVar en Lagunas 220 kV en el escenario de mínima inercia de demanda alta de día de 2025.

5.1.2 Opción B1: Adición de IEM como condensador sincrónico

Se evaluó la efectividad de agregar compensación sincrónica en el Norte Grande en reemplazo del STATCOM adicional de 1500 MVar conectado a las barras de 220 kV de la SE Lagunas en los casos analizados en la Sección 5.1.1.

Luego, se creó el escenario 25T1-CS1 en el que se puso en servicio la unidad IEM operando como condensador sincrónico en adición a las cuatro unidades de las centrales Angamos y Cochrane. Éstas son todas las medidas de mitigación correspondientes a la Opción B1 para estabilizar el escenario de demanda alta e inercia mínima de 2025. En el Norte Grande la compensación sincrónica total es de 1762 MVar y la inercia de 7,8 GVAs; no se consideran STATCOMs adicionales en servicio.

La respuesta del sistema resulta estable y las tensiones cumplen con los requerimientos de la NTSyCS. Por ejemplo, la Figura 28 muestra la evolución de la tensión en Parinas 220 kV para las contingencias¹⁰ ante las cuales el sistema resultaría inestable si se consideraran sólo las cuatro unidades de las centrales Angamos y Cochrane operando como condensadores sincrónicos.

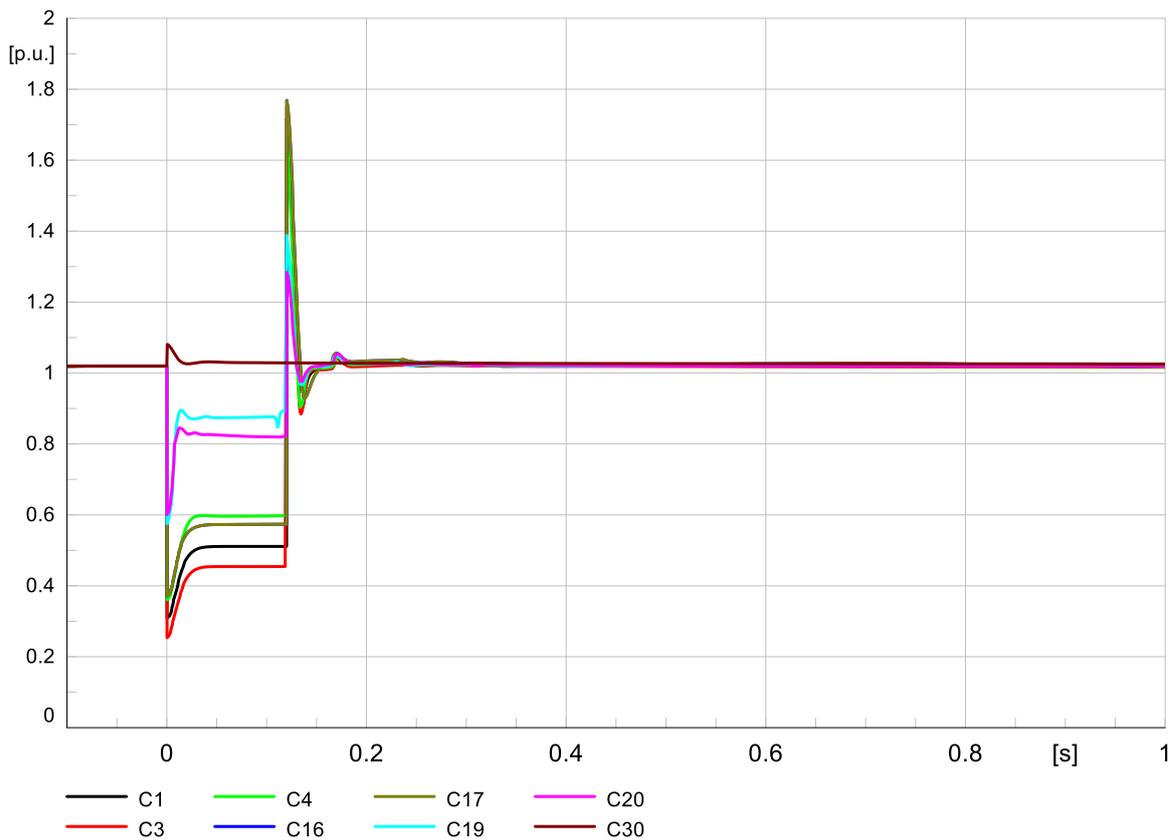


Figura 28. Tensión en Parinas 220 kV para distintas contingencias considerando a IEM como condensador sincrónico además de las unidades de Angamos y Cochrane en el escenario de mínima inercia de demanda alta de día de 2025.

¹⁰ Listadas al comienzo de la Sección 5.1 en la página 51

Efecto de la reducción de la inercia

Se simuló la contingencia C3 (Parinas – Cumbre 500 kV) considerando que la inercia de las cinco unidades que operan como condensadores sincrónicos se reduce tres veces respecto al valor original. La Figura 29 muestra que en el caso en el que se redujo de la inercia:

- se produce un salto menor de tensión en Parinas 220 kV luego del despeje de la falla;
- se reduce el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa intercambiada por los condensadores sincrónicos; y
- el sistema resulta estable.

El desempeño del sistema considerando la reducción de la inercia de los condensadores sincrónicos es satisfactoria. Por lo tanto, el valor de la inercia de los condensadores sincrónicos no resulta crítico para la estabilidad de la tensión del sistema.

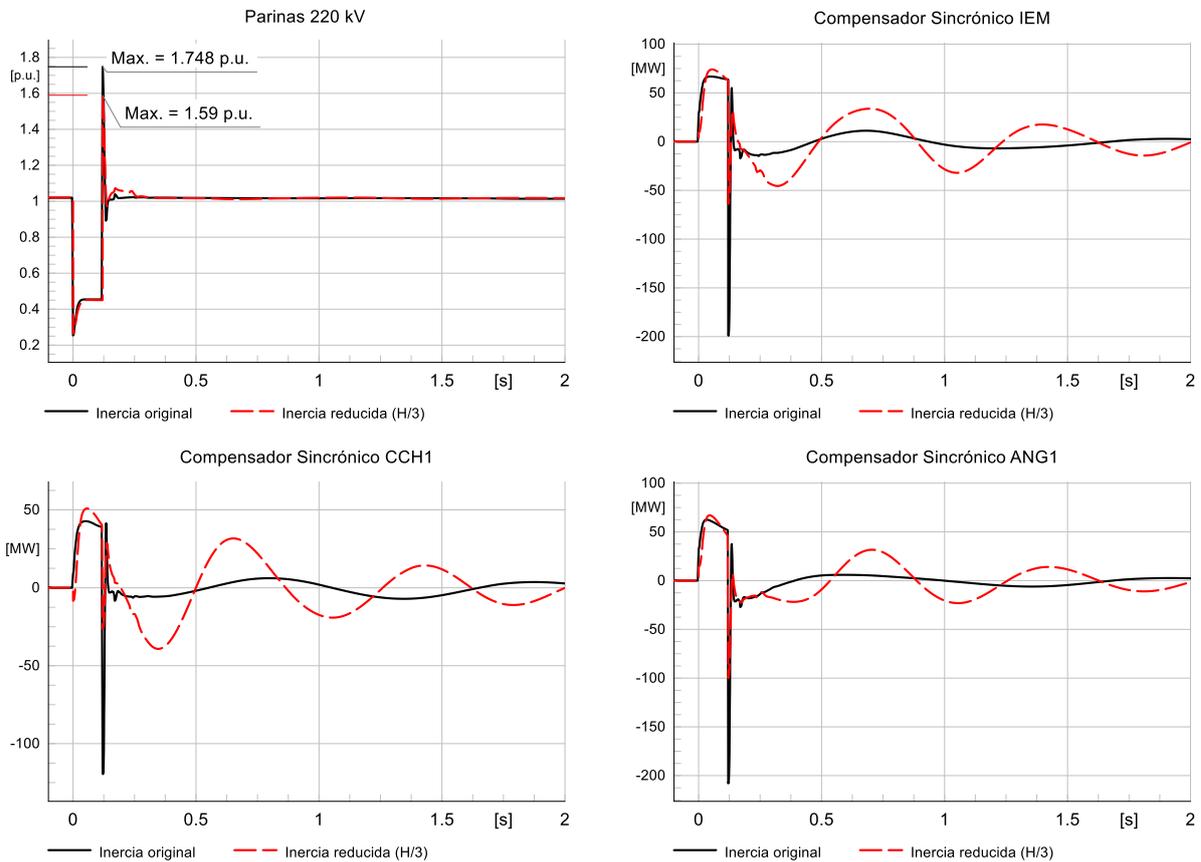


Figura 29. Tensión en Parinas 220 kV y potencia activa de los condensadores sincrónicos ante la Contingencia C3 (Parinas – Cumbre 500 kV) en el escenario de mínima inercia de demanda alta de 2025 considerando la inercia original (negro) y una reducción de tres veces (rojo) en los condensadores sincrónicos.

5.1.3 Opción C1: Cambio Parámetros del Control PQ de generadores estáticos

La Opción C1 para estabilizar el sistema en el escenario de demanda alta e inercia mínima de 2025 se implementa como sigue:

1. Se consideraron en servicio los 1320 MVar de compensación sincrónica (unidades de Angamos y Cochrane) en el Norte Grande.
2. Para limitar la inyección de potencia reactiva de los generadores estáticos del Norte Grande inmediatamente luego del despeje de la falla, se cambiaron los parámetros de la matriz "iq_u" de sus modelos "PQ Control" de acuerdo a la Tabla 9. Para la simulación de la contingencia C3 (Parinas – Cumbre 500 kV) se cambiaron adicionalmente las matrices "iq_u" de los controladores de las unidades del Norte Chico (redes Atacama y Coquimbo).

Tabla 9. Valores originales y adoptados de la matriz "iq_u" de los modelos "PQ Control" de los generadores estáticos del Norte Grande.

u [pu]	iq [pu]	
	Original	Adoptado
0	2	1
0,9	0,2	0,2
0,999	0	0
1,001	0	0
1,1	-0,2	-0,2
2	-2	-1

La respuesta del sistema resulta estable y las tensiones cumplen con los requerimientos de la NTSyCS en todas las contingencias simuladas implementando las medidas de mitigación de la Opción C1. Por ejemplo, la Figura 30 muestra la evolución de la tensión en Parinacota 220 kV para las contingencias ante las cuales el sistema resulta inestable si se consideran sólo las cuatro unidades de las centrales Angamos y Cochrane operando como condensadores sincrónicos.

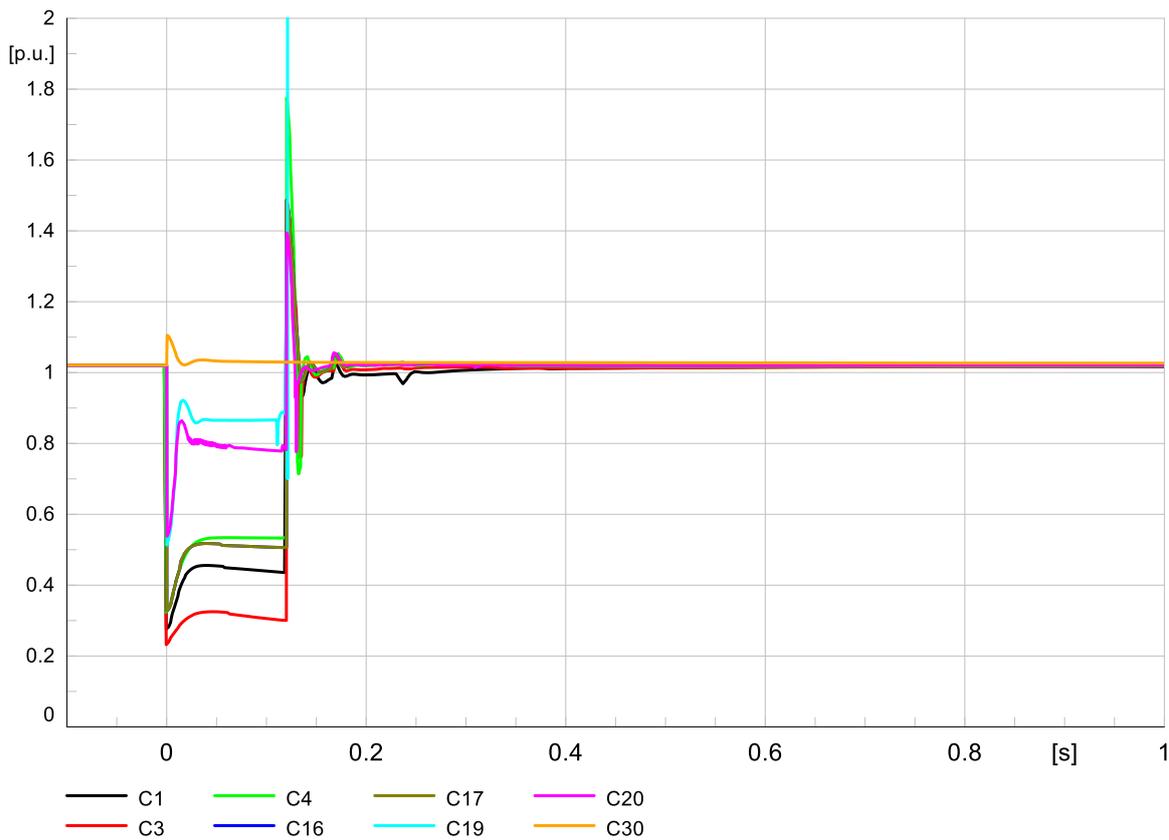


Figura 30. Tensión en Parinas 220 kV para distintas contingencias considerando ajustando las matrices "iq_u" de los Controles PQ de los generadores estáticos del Norte en el escenario de mínima inercia de demanda alta de día de 2025.

5.2 Demanda baja de noche en 2025

La sola reconversión de las cuatro unidades de las centrales Angamos y Cochrane como condensadores sincrónicos no alcanza para asegurar la estabilidad del sistema para todas las contingencias de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV.

El sistema resulta inestable para las siguientes contingencias:

- C19: Maitencillo - Don Héctor 220
- C10: Ancoa - AJahuel C1
- C3: 500 kV Parinas - Cumbre C1
- C5: 500 kV N. Cardones-N. Maiten.
- C6: 500 kV N. Maiten.-N. P. de A.
- C7: 500 kV N. PdA - Polpaico C1
- C9: Lo Aguirre - Alto Jahuel 500

- C20: C.Navia-Lo Aguirre 220 kV
- C1: Los Changos-Kimal 500 C1(1)
- C11: Ancoa - Charrua C3
- C4: 500 kV Cumbre-Nueva Cardones

En este escenario la generación en el Norte Grande y Atacama es baja (754 MW) y la demanda relativamente alta (3218 MW). Los flujos de potencia por el sistema de transmisión son en sentido Sur - Norte y presentan los siguientes niveles:

- Sur -> Centro: 3143 MW
- Centro -> Norte: 1671 MW
- Ancoa – Alto Jahuel 4 x 500 kV: 2930 MW
- Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 2 x 500 kV: 1662 MW

La desconexión de circuitos entre las áreas Centro-Sur y Norte produce la inestabilidad de las tensiones en el Norte. Las tensiones del Norte caen por debajo de 0,7 pu por más de 50 ms luego del despeje de la falla y en algunos casos no se recuperan por encima de 0,8 pu en 1 s.

Se analizaron las siguientes alternativas para estabilizar las tensiones en condiciones de red post-contingencia en el escenario de demanda baja y mínima inercia de 2025:

1. Opción A2: Condensadores sincrónicos adicionales
2. Opción B2: Aumento del perfil de tensión
3. Opción C2: Aumento del perfil de tensión y STATCOM adicionales

La siguiente tabla resume las medidas de mitigación para las tres opciones propuestas.

Tabla 10. Medidas de mitigación para las tres opciones propuestas para estabilizar el escenario de demanda baja y mínima inercia de 2025

Opción	Condensadores Sincrónicos	STATCOMs Adicionales	Aumento perfil de tensión en 500 kV	Aumento ganancia AVR de condensadores sincrónicos	Cambio de parámetros Control de Planta Generadores estáticos
A2	Norte Grande: 1760 MVar (ANG1, ANG2, CCH1, CCH2, IEM) Norte Chico: 540 MVar (Guacolda 3, 4, 5) Centro: 746 MVar (San Isidro 1 TG y TV, Nehuenco U2 TG)	Ninguno	No	Sí	Sí
B2	Norte Grande: 1760 MVar (ANG1, ANG2, CCH1, CCH2, IEM) Norte Chico: 360 MVar (Guacolda 4, 5) Centro: 446 MVar (San Isidro 1 TG y TV)	Ninguno	Sí	Sí	Sí
C2	Norte Grande: 1760 MVar (ANG1, ANG2, CCH1, CCH2, IEM)	400 MVar en Maitencillo 220 kV y 360 MVar en San Luis 220 kV	Sí	Sí	Sí

5.2.1 Opción A2: Condensadores sincrónicos adicionales

Se procedió a analizar inicialmente la contingencia C7 (Severidad 4 en uno de los circuitos Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV). Para ello, se crearon los casos de estudio adicionales descritos en la Tabla 11.

Tabla 11. Casos adicionales para analizar la falla en un circuito Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en el escenario de mínima inercia de demanda baja de noche de 2025.

Caso	Escenario	Escenario de partida	Cont.	Comentarios
25T2_C7_CS1a	25T2_CS1	25T2	C7	Se agregan CCH1, CCH2, e IEM como condensadores sincrónicos en adición a ANG1 y ANG2. Colapsan las tensiones del Norte.
25T2_C7_CS2a	25T2_CS2	25T2_CS1		Se agregan las unidades 3, 4 y 5 de Guacolda como condensadores sincrónicos adicionalmente a los existentes en el escenario 25T2_CS1. El desempeño de las tensiones es satisfactorio.

La Figura 31 compara la evolución de la tensión en las barras de 220 kV de la SE Parinas para los casos de la Tabla 11. Se concluye que para lograr un desempeño aceptable de las tensiones ante la falla simple de Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 220 kV sin imponer restricciones a la operación se necesita agregar los siguientes montos de compensación sincrónica adicional:

- 1760 MVAR en el Norte Grande (5 unidades);
- 540 MVAR en el Norte Chico (3 unidades).

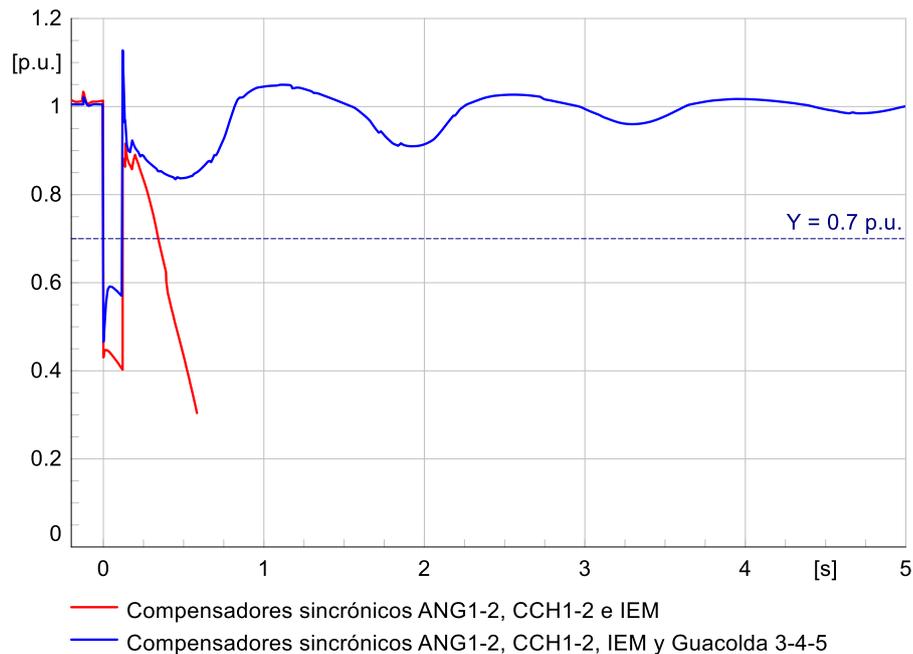


Figura 31. Tensión en Parinas 220 kV ante la contingencia S4-Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV en casos con condensadores sincrónicos adicionales en el Norte Grande y el Norte Chico.

Se volvió a simular el resto de las contingencias que resultaban inestables en el escenario original pero adoptando las medidas de mitigación antes mencionadas. Se obtuvo un desempeño satisfactorio del sistema excepto para los siguientes casos que comprenden contingencias en el corredor Centro-Sur:

- 25T2_C10-CS2b-S4 Ancoa - AJahuel C1
- 25T2_C11-CS2b-S4 Ancoa - Charrua C3
- 25T2_C9-CS2b-S4 Lo Aguirre - Alto Jahuel

En dichos casos se observa el colapso de las tensiones del Norte junto con la pérdida de sincronismo de las unidades de Angamos y Cochrane que operan como condensadores sincrónicos.

Se simuló la contingencia C10 (severidad 4 en un circuito Ancoa – Alto Jahuel 500 kV de 256 km de longitud) en los casos de estudio adicionales descritos en la Tabla 12.

Tabla 12. Casos adicionales para analizar la falla en un circuito de Ancoa – Alto Jahuel 500 kV en el escenario de mínima inercia de demanda baja de noche de 2025.

Caso	Escenario	Escenario de partida	Cont.	Comentarios
25T2_C10-CS2c	25T2CS2	25T2CS2	C7	Se cambia el ajuste de los controles de planta de los generadores estáticos de acuerdo a la Tabla 13. Se aumentan las ganancias de los reguladores de tensión de las unidades de Angamos, Cochrane e IEM que operan como condensadores sincrónicos de acuerdo a la Tabla 14. El sistema resulta inestable.
25T2_C10-CS2d	25T2CS3	25T2CS2		Se ponen en servicio 3 unidades térmicas (746 MVAR) conectadas a la SE San Luis operando como condensadores sincrónicos adicionalmente a los existentes en el escenario 25T2_CS2. El sistema resulta inestable.
25T2_C10-CS2e				Se implementan simultáneamente las medidas de los Casos 25T2_C10-CS2c y 25T2_C10-CS2d. En este caso se implementan todas las medidas de la Opción A2. El sistema resulta estable.

La Figura 32 compara la evolución de la tensión en las barras de 220 kV de la SE Parinas para los casos de la Tabla 12. Se concluye que para lograr un desempeño aceptable de las tensiones ante la falla simple de Ancoa – Alto Jahuel 500 kV son necesarias las siguientes medidas adicionalmente a las adoptadas para estabilizar el sistema ante contingencias en el Norte:

- Agregar 746 MVar de compensación sincrónica en el Centro;
- Cambiar el ajuste de los controles de planta de los generadores estáticos de acuerdo a la Tabla 13 para que las mismas controlen la tensión más rápidamente.
- Ajustar los ajustes de los controles de tensión de los condensadores sincrónicos adicionales del Norte de acuerdo a la Tabla 14 para que las mismas controlen la tensión más rápidamente. Dichos ajustes fueron determinados de modo que el tiempo de levantamiento de la respuesta al escalón de la unidad en vacío sea de 200 ms, como se muestra en el Anexo D de la Sección 8.4.

Tabla 13. Cambios de parámetros en los modelos "Control de Planta" de generadores estáticos.

Parámetro		Valor	
Nombre	Descripción	Original	Adoptado
bm	Banda muerta del control de tensión/potencia reactiva	0/1*	0
T_fz	Tiempo de desactivación modo FRT	1	0,1
MODE	Modo de control: 0=V, 1=Q, 2=FP	0	0
Kq	Estatismo de tensión	0,152	0,02

(*) Dependiendo de la unidad se encuentra en 0 o 1

Tabla 14. Cambios de parámetros en los reguladores de tensión de los condensadores sincrónicos.

Unidad	Modelo AVR	Parámetro	Valor original	Valor adoptado
ANG1 y ANG2	ANG1_RAT	K3v	1	6
CCH1 y CCH2	vco_Cochrane	KP1	36	100
IEM	vco_IEM	KPA	41,34	60

La Figura 33 muestra que la evolución de la tensión en Parinas 220 kV también resulta estable ante las contingencias C9 y C11 al adoptar las medidas de mitigación correspondientes a la Opción A2.

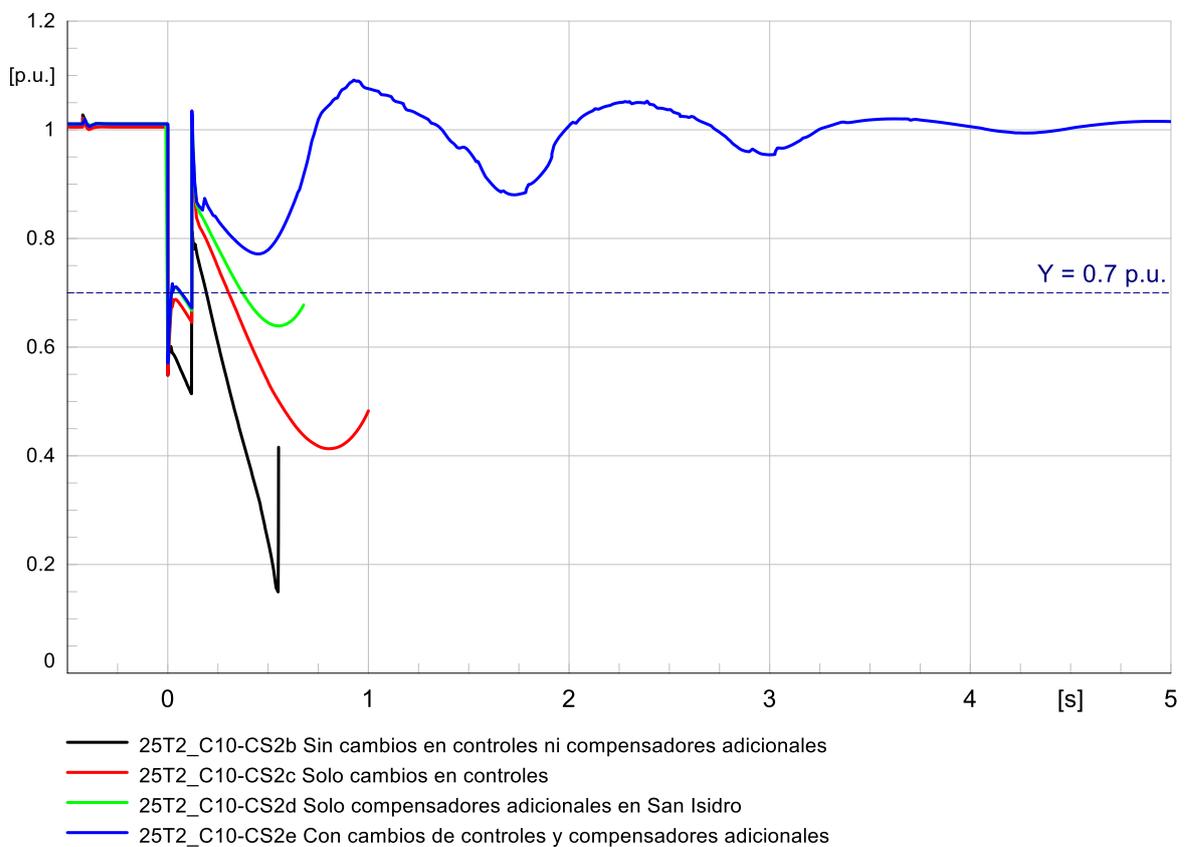


Figura 32. Tensión en Parinas 220 kV ante la contingencia C10 (Ancoa – Alto Jahuel 500 kV) con condensadores sincrónicos adicionales en el Centro y cambios de parámetros en controladores de generadores sincrónicos y estáticos en el escenario de demanda baja de noche de 2025 de mínima inercia.

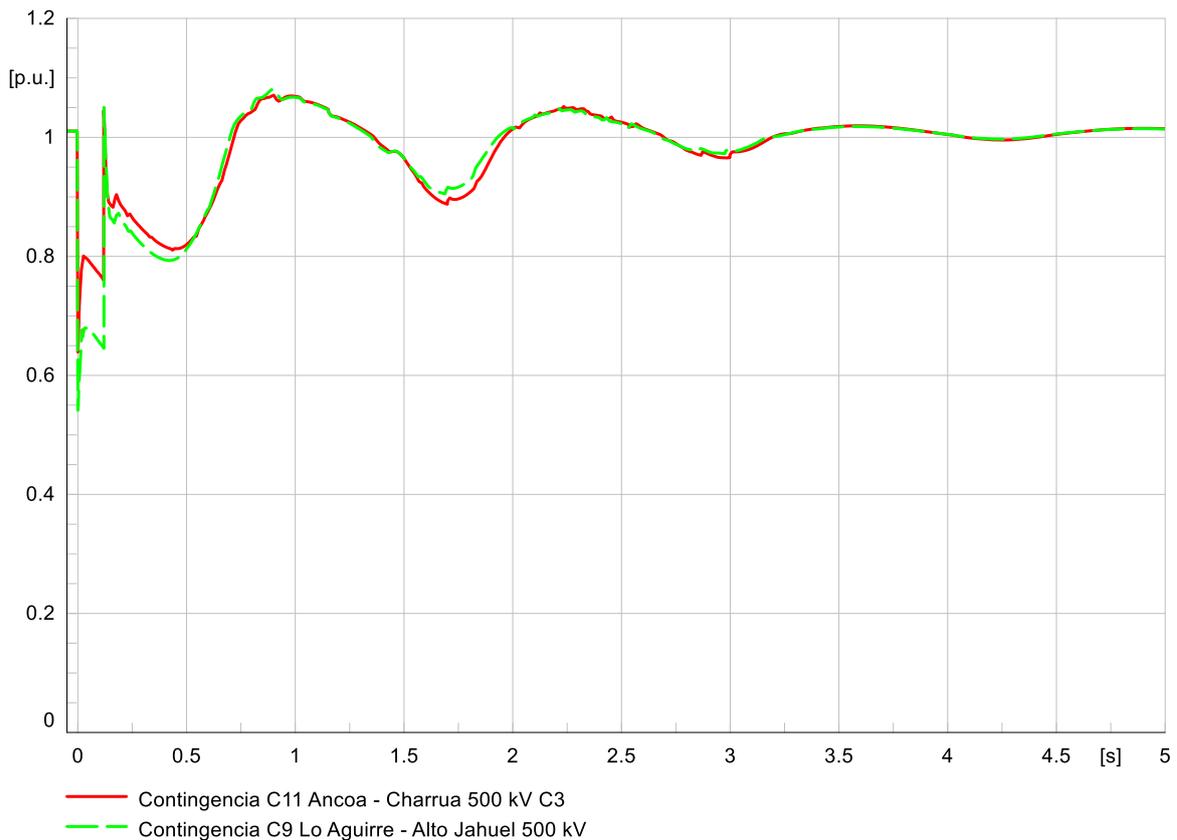


Figura 33. Tensión en Parinas 220 kV ante las contingencias C11 (falla Ancoa - Charrúa 500 kV) y C9 (falla Lo Aguirre - Alto Jahuel 500 kV) con medidas de mitigación en el escenario de demanda baja de noche de 2025 de mínima inercia.

5.2.2 Opción B2: Aumento del perfil de tensión

En el escenario 25T2 (mínima inercia de demanda baja de noche) las tensiones del sistema de transmisión en 500 kV se encuentran cercanas a 1,00 pu, en conformidad con lo establecido en el Artículo 5-19 de la NTSyCS. No obstante ello, en la operación actual se consideran tensiones de servicio en Ancoa y Charrúa superiores a 500 kV para un adecuado margen y uso eficiente de reactivos, de acuerdo al Estudio de Tensiones de Servicio del Coordinador [12].

Luego, partiendo del escenario 25T2 se creó el escenario 25T2b en el que se aumentaron las tensiones en el sistema de transmisión por encima de 1,00 pu adoptando las siguientes medidas:

- Desconexión de reactores y conexión de capacitores en derivación en el sistema de transmisión.
- Cambio de topes de transformadores.
- Aumento de la referencia de tensión de las unidades sincrónicas en servicio.

La siguiente figura compara los perfiles de tensión en el sistema de transmisión en 500 kV en los escenarios 25T2 y 25T2b.

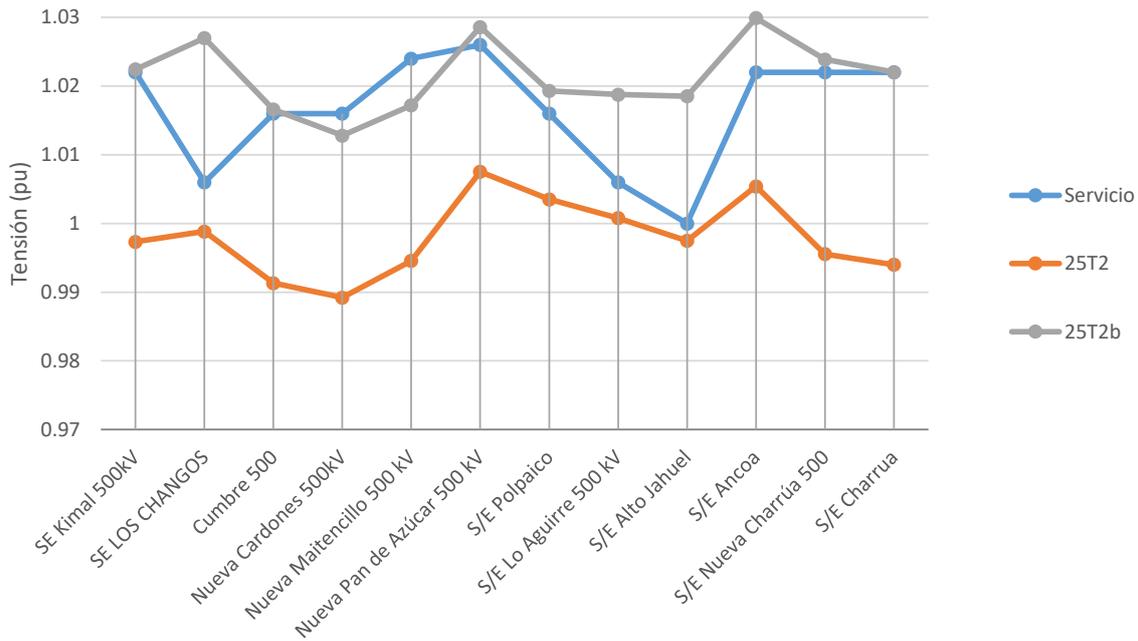


Figura 34. Perfiles de tensión en el sistema de transmisión en 500 kV en los escenarios de demanda mínima de noche 25T2 (tensiones cercanas a las nominales) y 25T2b (tensiones elevadas).

Las tensiones del escenario 25T2b son superiores a las de servicio en todos los nodos excepto en las barras de 500 kV de las SSEE Nueva Cardones y Nueva Maitencillo debido a que en este escenario los recursos de control de tensión el Norte Chico son escasos (por ejemplo, se encuentra fuera de servicio la central Guacolda).

Las tensiones de las áreas Centro y Norte resultan inestables ante la contingencia C10 (Ancoa – Alto Jahuel 500 kV) en el escenario 25T2b (sólo con CCH1, CCH2, ANG1 y ANG2 como condensadores sincrónicos). Luego, partiendo del escenario 25T2b se creó el escenario 25T2b-CS2 en el que se agregó la siguiente compensación sincrónica, en adición a las unidades de las centrales Angamos y Cochane:

- Norte Grande: 442 MVar
- Norte Chico: 446 MVar
- Centro: 360 MVar.

La siguiente tabla resume los condensadores sincrónicos adicionales necesarios para estabilizar las tensiones del sistema en los escenarios 25T2 (tensiones nominales) y 25T2b-CS2 (tensiones elevadas). El aumento de las tensiones en barras de 500 kV del sistema de transmisión permite reducir la compensación sincrónica en el Norte Chico y el Centro en 480 MVar.

Tabla 15. Condensadores sincrónicos adicionales necesarios para estabilizar las tensiones del sistema en los escenarios 25T2 (tensiones nominales) y 25T2b-CS2 (tensiones elevadas) de mínima demanda y mínima inercia de 2025.

Compensador Sincrónico				Escenario			
Área	Nombre	Sn (MVA)	H (s)	25T2		25T2b-CS2	
				En servicio	Total	En servicio	Total
Norte Grande	ANG1	330	4.80	Sí	1762	Sí	1762
	ANG2	330	4.80	Sí			
	CCH1	330	3.86	Sí			
	CCH2	330	3.86	Sí			
	IEM	442	4.55	Sí			
Centro	Nehuenco U2 TG	300	4.60	Sí	746	No	446
	San Isidro U1 TG	284	4.00	Sí			
	San Isidro U1 TV	162	4.50	Sí			
Norte Chico	Guacolda U3	179	4.95	Sí	539	No	360
	Guacolda U4	179	4.95	Sí			
	Guacolda U5	181	4.48	Sí			
Total					3047		2568

La Figura 35 muestra que el desempeño de las tensiones del sistema es aceptable para todas las contingencias analizadas considerando condensadores sincrónicos y sin imponer restricciones a la operación. Las simulaciones se corrieron implementando los cambios en los controles de generadores estáticos y condensadores sincrónicos de la Tabla 13 y la Tabla 14, respectivamente.

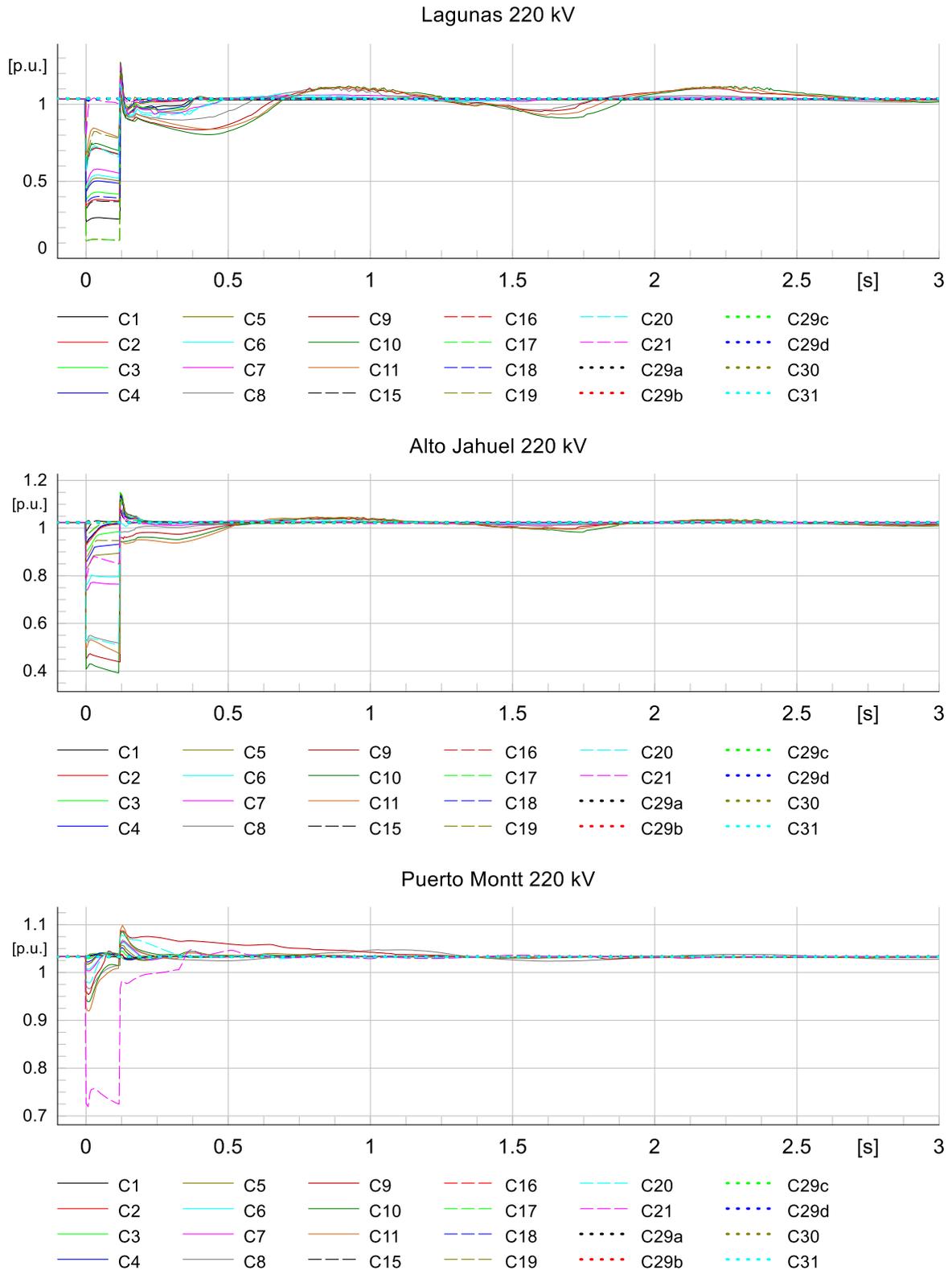


Figura 35. Perfiles de tensión en el sistema de transmisión en 220 kV en el escenario de demanda mínima de noche 25T2b-CS2 (tensiones elevadas y 2568 MVAR de compensación sincrónica total).

5.2.3 Opción C2: Aumento del perfil de tensión y STATCOM adicionales

Partiendo del escenario 25T2b-CS2, se creó el caso 25T2c en el que se implementaron los siguientes cambios:

- Se reemplazó el compensador sincrónico IEM por un STATCOM adicional de 1500 MVAR en Lagunas 220kV
- Se reemplazaron los condensadores sincrónicos de Guacolda por un STATCOM adicional de 400 MVAR en Maitencillo 220kV (se sacó de servicio el CER Maitencillo de +40/-11 MVAR).
- Se reemplazaron los condensadores sincrónicos conectados a San Luis 220 kV por un STATCOM adicional de 360 MVAR en la misma SE.

Se analizaron los siguientes dos escenarios:

- 25T2-ST1: Las 4 unidades de Cochrane y Angamos operan como condensadores sincrónicos en el Norte Grande. Se agrega un STATCOMs de 1,5 GVAR en Lagunas 220 kV, como en los casos de demanda alta de día de la Sección 5.1.1.
- 25T2-ST2: La unidad IEM opera como condensador sincrónico además de las unidades de Cochrane y Angamos; no se consideran STATCOMs adicionales en el Norte Grande. Este escenario considera todas las medidas de las Opción C2.

La Figura 36 muestra la evolución de la tensión en Lagunas 220 kV ante la contingencia C10 (Ancoa – Alto Jahuel 500 kV) en los escenarios 25T2-ST1 y 25T2-ST2. El sistema resulta estable cuando se considera la unidad IEM como compensador sincrónico en servicio en vez del STATCOM adicional en Lagunas 220 kV, sin imponer restricciones a la operación.

La Figura 37 muestra que el desempeño de las tensiones del sistema en el Norte, Centro y Sur es aceptable ante todas las contingencias simuladas en el escenario 25T2-ST2.

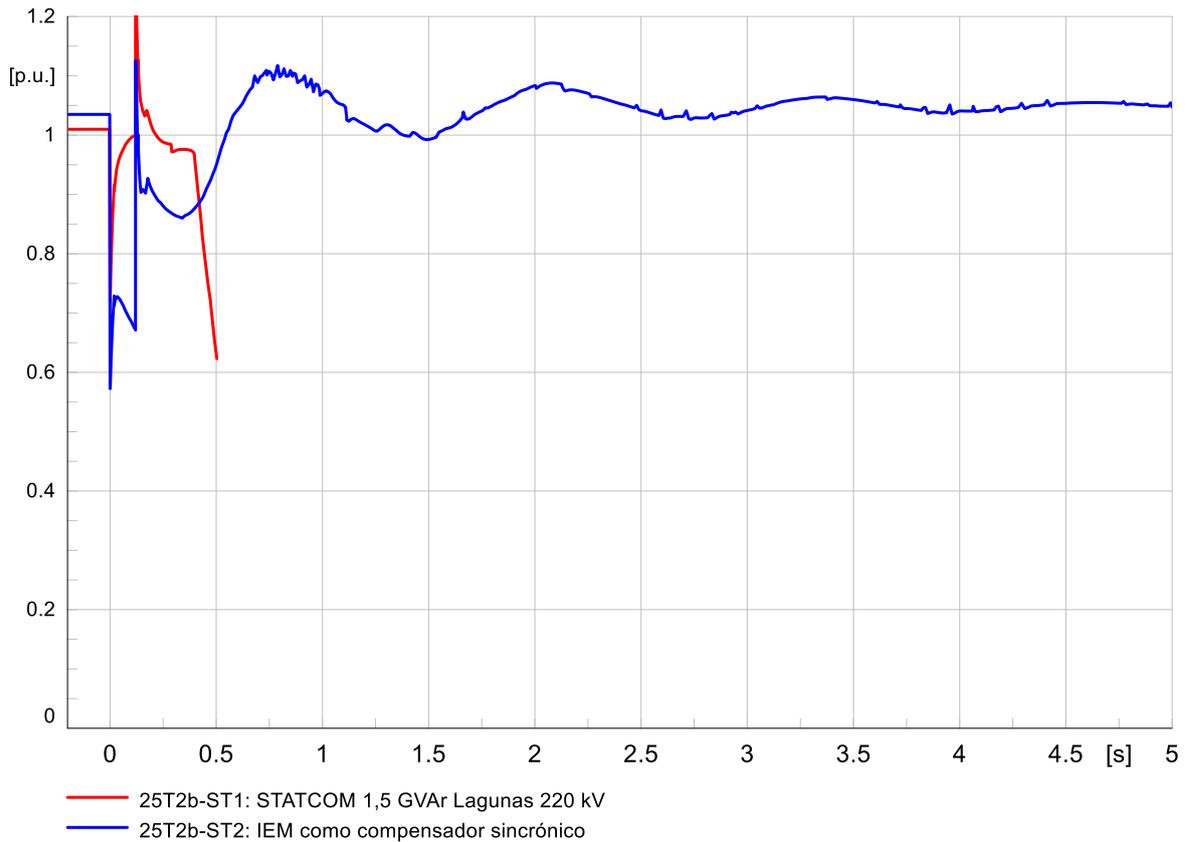


Figura 36. Tensiones en barras de 220 kV de Lagunas ante la contingencia C10 (Ancoa – Alto Jahuel 500 kV) en los escenarios 25T2-ST1 (STATCOM de 1,5 GVar Lagunas 220 kV) y 25T2-ST2 (IEM como condensador sincrónico) en el escenario de mínima demanda y mínima inercia de 2025 con tensiones elevadas.

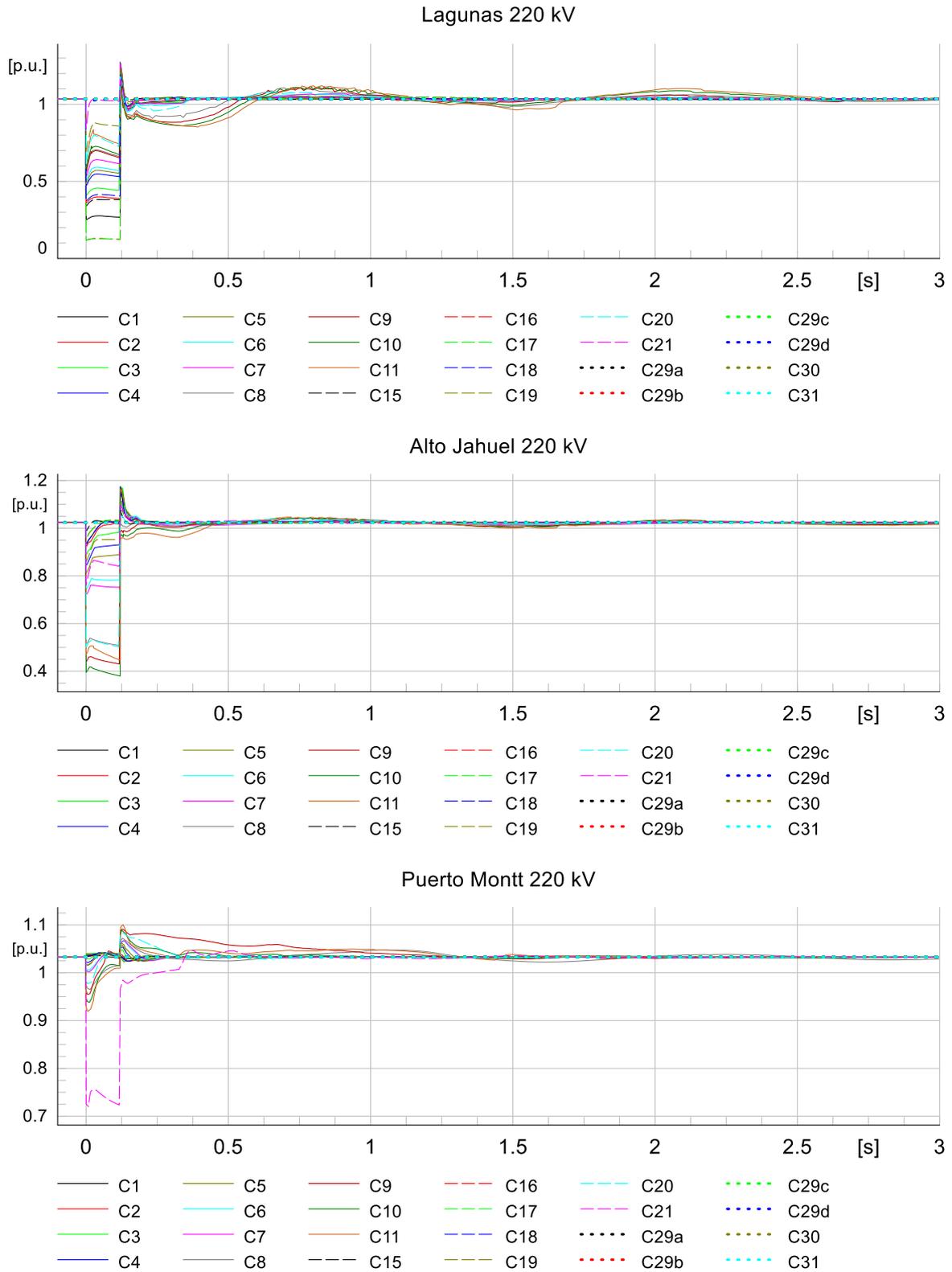


Figura 37. Perfiles de tensión en el sistema de transmisión en 220 kV en el escenario de demanda mínima de noche 25T2b-CT2 (tensiones elevadas, compensación sincrónica y STATCOMs en el Norte Chico y Centro).

6 Conclusiones

El análisis de la estabilidad de tensión de la Actividad 2 identificó un desempeño no satisfactorio del SEN en los escenarios objeto del estudio de los años 2025 y 2030, consecuencia del desplazamiento casi por completo de generación convencional sincrónica por generación estática en el área Norte. Las condiciones de operación del SEN analizadas se resumen en la Tabla 2 de este informe y se detallan en el Anexo C.

Para alcanzar un desempeño satisfactorio del SEN se postula en esta Actividad 2 la instalación de condensadores sincrónicos en el Norte Grande y Norte Chico. Se trata de una tecnología madura, disponible actualmente en el mercado, y de la que existe vasta experiencia internacional. Se propone la instalación de módulos de hasta 300Mvar, con potencia de cortocircuito de 2000MVA e inercia de 600MVAs (volante de inercia con constante de inercia $H=2s$).

La cantidad de compensación sincrónica a instalar se determinó de acuerdo a los siguientes objetivos: a) garantizar una fortaleza de red mínima necesaria para la operación estable de los inversores guiados por red y b) alcanzar una inercia mínima que asegure un desempeño dinámico satisfactorio del sistema.

Para la medición de la fortaleza de red se postula el uso de la Relación de Cortocircuito Equivalente (RCCE). A diferencia de la Relación de Cortocircuito (RCC) definida actualmente en la Norma Técnica, que solo considera aquellos inversores directamente conectados al nodo analizado, el índice RCCE toma en cuenta la interacción con inversores en nodos eléctricamente cercanos. Este es un aspecto esencial en un sistema con una alta penetración de generación estática, como la que se prevé en el Norte Grande y el Norte Chico dentro del horizonte de estudio. La RCCE es un índice relativamente conservador que subestima la fortaleza de red. Por el contrario, el uso de la RCC como establece actualmente la Norma Técnica resultaría en una clara sobreestimación de la fortaleza de red.

La cantidad de compensación sincrónica a instalar se determinó a los efectos de alcanzar una $RCCE \geq 1,5$ en todas las barras de 500 y 220kV del sistema (criterio de planificación). Se deberá notar que un inversor podría en principio operar con RCCE menores. No obstante ello, la evaluación de la estabilidad de su operación requerirá simulaciones EMT detalladas utilizando modelos específicos de fabricante, análisis que excede el marco de este estudio.

Se identificó la **necesidad de instalar condensadores sincrónicos por un total de 1400Mvar al 2025 y otros 1600Mvar al 2030** (un total de 3000Mvar) para asegurar una fortaleza de red mínima ($RCCE \geq 1,5$). El estudio no evaluó la frecuencia de ocurrencia de los escenarios de operación postulados por el Coordinador. Para escenarios de poca frecuencia de ocurrencia podría no justificarse económicamente la medida de refuerzo, debiendo en cambio aplicarse restricciones puntuales a la operación del SEN. En ese sentido, se recomienda evaluar escenarios técnicamente menos exigentes, pero de mayor probabilidad de ocurrencia que los evaluados en este estudio.

Seguidamente, se determinó mediante la simulación dinámica (RMS) de contingencias de Severidad 4 y 5 la cantidad de inercia que deberán aportar los condensadores sincrónicos a los efectos de alcanzar un desempeño dinámico satisfactorio del sistema. La Tabla 16 presenta los niveles de inercia mínimos requeridos en los escenarios de demandas alta y baja de 2025 y 2030. De estos valores de inercia, **en total 2,8GVAs y 4,4GVAs serán aportados por los condensadores sincrónicos en 2025 y 2030, respectivamente** (ver detalles en la Tabla 5 y la Tabla 6 del informe). Se hace notar que el valor de inercia en el Norte Grande es menor al determinado por el Coordinador (9GVAs) en los estudios para los años 2026 y 2028.

Tabla 16: Inercia mínima requerida considerando la compensación sincrónica propuesta.

Escenario		Inercia mínima requerida (GVAs)		
Año	Demanda	Norte Grande	Norte Chico	Total SEN
2025	Alta	2,3	0,6	25,3
	Baja	6,4	0,6	33,1
2030	Alta	4,7	1,7	32,6
	Baja	6,5	1,7	39,1

Para el nivel de compensación sincrónica propuesto el desempeño dinámico del sistema es satisfactorio, aun considerando que la generación estática no participa del control de tensión (como en la actualidad), lo que ha sido hipótesis de trabajo.

Las medidas de mitigación alternativas investigadas en el capítulo 5 (instalación adicional de STATCOMs, y el cambio en los parámetros de los reguladores), si bien tienen un efecto positivo en el sistema, no solucionan el problema de fondo relacionado a la falta de fortaleza de red e de inercia en el norte del SEN.

Finalmente, los siguientes pasos deberán acompañar las medidas de mitigación propuestas en este estudio con el fin de asegurar la operación estable del SEN:

- Debe evaluarse la disponibilidad de espacio físico en las subestaciones existentes y planificadas para la instalación de condensadores sincrónicos.
- Confirmar con los operadores de plantas ERV (generación estática) su capacidad de operar en condiciones de baja fortaleza de red (RCCE como mínimo de 1,5, o bien la mínima potencia de cortocircuito requerida en el punto de conexión¹¹). Esta verificación será particularmente importante para las nuevas instalaciones que se conecten al sistema.
- Confirmar mediante una simulación EMT detallada la operación estable de los inversores, en particular de aquellos ya existentes en la zona del Norte Grande. Solo un estudio EMT detallado, utilizando modelos específicos de fabricante, podrá confirmar el desempeño estable para la

¹¹ No apenas la relación de cortocircuito de cortocircuito (RCC) clásica.

fortaleza de red mínima que sirvió de base para el diseño de la compensación sincrónica en este estudio.

La porción de la red eléctrica que debería modelarse con el detalle requerido por las simulaciones EMT puede quedar definida por aquella dentro de la cual los inversores con controles seguidores de red presentan factores de interacción relativamente elevados respecto al inversor conectado al nodo en el que se calcula el índice de fortaleza de red. Por ejemplo, el Technical Brochure 364 de CIGRÉ [6] indica que riesgo de interacción entre un inversor remoto j con un inversor i se podrá descartar en la medida que $P_i > 0.15 \times (IF_{ji} \times P_j)$. Si ambos inversores son de potencia nominal similar, esto equivale a decir que podrá descartarse una interacción entre ambos si el factor de interacción es menor que 0,15.

- Actualizar la Norma Técnica para incorporar el índice RCCE como indicador de la fortaleza de red. El escrito desarrollado en este proyecto para el cálculo de este índice se ha entregado al Coordinador. El cálculo de la RCC que se postula actualmente en la Norma Técnica resultará claramente insuficiente al menos para la zona del Norte Grande, dada la ausencia casi completa de generación sincrónica.

7 Referencias

- [1] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Santiago de Chile, Septiembre 2020.
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional: Grupo Integración de ERV al SEN, «Transición Energética y Descarbonización: Limitaciones Técnicas del Sistema años 2026-2028,» Coordinador Eléctrico Nacional, Chile, 2021.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de Integración de ERV al SEN - Limitaciones Técnicas del Sistema – Años 2026-2028,» 2 de julio de 2021.
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de Restricciones en el Sistema de Transmisión,» Dic. 2020.
- [5] CIGRE WG B4.62, «Connection of wind farms to weak AC networks,» CIGRE, 2016.
- [6] CIGRE WG B4.41, «Systems with Multiple DC Infeed,» CIGRE, 2008.
- [7] NERC, «Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems,» North American Electric Reliability Corporation, 2017.
- [8] CIGRE, «System strength,» *CIGRE Science & Engineering Volume N° 20*, pp. 5-26, 02 2021.
- [9] ElectraNet, «South Australian Transmission Annual Planning Report,» ElectraNet, 2020.
- [10] Appleby, Rositano, Korte, «Addressing the System Strength GAP in SA: Economic Evaluation Report,» ElectraNet, 2019.
- [11] General Electric, «GE Synchronous Condenser,» General Electric , 2020.
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional, «ESTUDIO DE TENSIONES DE SERVICIO, Informe Preliminar,» Gerencia de Operación, Septiembre 2021.
- [13] Coordinador Eléctrico Nacional, «ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA, Informe Preliminar,» Mayo 2021.
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional, «ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS,» Junio 2020.
- [15] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe de Servicios Complementarios Año 2021,» Diciembre 2020.

[16] Estudios Energéticos Consultores para el Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de Servicios Complementarios para la Operación del SEN 2021-2024,» Julio 2020.

[17] ElectraNet, «Transmission Annual Planning Report,» ElectraNet, 2020.

8 Anexos

8.1 Anexo A: Contingencias

8.1.1 Contingencias analizadas

Tabla 17. Contingencias analizadas

1	Líneas 500 kV	2x500 kV Kimal - Los Changos, C1	S4	Falla en el extremo Kimal
2	Líneas 500 kV	2x500 kV Los Changos - Parinas, C1	S4	Falla en el extremo Los Changos
3	Líneas 500 kV	2x500 kV Parinas - Cumbres, C1	S4	Falla en el extremo Parinas
4	Líneas 500 kV	2x500 kV Cumbres - Nueva Cardones, C1	S4	Falla en el extremo Cumbres
5	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo, C1	S4	Falla en el extremo Nueva Cardones
6	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, C1	S4	Falla en el extremo Nueva Maitencillo
7	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, C1	S4	Falla en el extremo Nueva Pan de Azúcar
8	Líneas 500 kV	2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre, C1	S4	Falla en el extremo Polpaico
9	Líneas 500 kV	2x500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel, C1	S4	Falla en el extremo Lo Aguirre
10	Líneas 500 kV	2x500 kV Alto Jahuel - Ancoa, C1	S4	Falla en el extremo Alto Jahuel
11	Líneas 500 kV	2x500 kV Ancoa - Charrúa, C3	S4	Falla en el extremo Charrúa
12	Líneas 500 kV	A definir por el Consultor en base a los resultados de fortaleza ("strength") de los nodos del SEN	S4	Falla en el extremo más débil. Independientemente del método empleado para calcular la fortaleza de la red, deberán determinarse aquellos nodos más débiles en 500 kV donde sea necesario aplicar la falla. Esta falla podría estar ya incluida en el listado precedente.
13	Líneas 500 kV	2x500 kV Parinas - Cumbres, C1 y C2	S6	El SEN se separa naturalmente en dos islas (NG y Resto del SEN)
14	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, C1 y C2	S6	Severidad 6 más severa en la Norte Chico. De ser necesario se indicará al consultor el RAS que deberá aplicar para separar el sistema.
15	Líneas 220 kV	2x220 kV Lagunas - Tarapacá, C1	S4	Lagunas es nodo que concentra ERV y FACTS. S4 es más probable que la severidad 9. Falla en el extremo Lagunas.
16	Líneas 220 kV	2x220 kV Kimal - Encuentro, C1	S4	Falla en el extremo Kimal

17	Líneas 220 kV	2x220 kV María Elena - Kimal, C1	S4	Falla en el extremo Kimal
18	Líneas 220 kV	2x220 kV Kapatur - Los Changos, C1	S4	Falla en el extremo Kapatur
19	Líneas 220 kV	2x220 kV Maitencillo - Don Héctor	S4	Falla en el extremo Maitencillo. MAITENCILLO es punto importante de inyección de ERV
20	Líneas 220 kV	2x220 kV Cerro Navia - Lo Aguirre, C1	S4	Falla en el extremo Lo Aguirre
21	Líneas 220 kV	2x220 kV Charrúa - Mulchén, C1	S4	Falla en el extremo Mulchén. MULCHÉN es punto importante de inyección de ERV
22	Líneas 220 kV	A definir en base a los resultados de fortaleza de red de los nodos del SEN.	S4	Falla en el extremo más débil. Independientemente del método empleado para calcular la fortaleza de la red, deberán determinarse aquellos nodos más débiles en 220 kV donde sea necesario aplicar la falla. Esta falla podría estar ya incluida en el listado precedente.
23	Generador	Desconexión de la unidad sincrónica de mayor tamaño en el Norte Grande, para cada escenario	S5	Se analizaron las contingencias listadas en la Sección 8.1.1 del Anexo A y los tipos de falla según grado de Severidad 4, 5 y 6 de acuerdo a la NTSyCS. Se observa: El estudio se centra en las contingencias de Severidad 4 en líneas de doble circuito de 220 kV y 500 kV a lo largo del sistema. Dichas contingencias consisten en fallas bifásicas a tierra seguidas de la apertura del circuito fallado en 120 ms. Las contingencias de Severidad 5 consistentes en desconexiones intempestivas de generación se fueron analizadas en los estudios de estabilidad de la frecuencia ejecutados en la Actividad 1 del presente proyecto.
24	Generador	Desconexión de la unidad sincrónica de mayor tamaño en el Centro-Sur, para cada escenario	S5	Se analizaron las contingencias listadas en la Sección 8.1.1 del Anexo A y los tipos de falla según grado de Severidad 4, 5 y 6 de acuerdo a la NTSyCS. Se observa: El estudio se centra en las contingencias de Severidad 4 en líneas de doble circuito de 220 kV y 500 kV a lo largo del sistema. Dichas contingencias consisten en fallas bifásicas a tierra seguidas de la apertura del circuito fallado en 120 ms. Las contingencias de Severidad 5 consistentes en desconexiones intempestivas de generación se fueron analizadas en los estudios de estabilidad de la frecuencia ejecutados en la Actividad 1 del presente proyecto.
25	Sistema HVDC	Falla de un polo del enlace HVDC.	S4	Falla de un polo.

26	Sistema HVDC	Falla permanente de todos los dos polos del enlace HVDC	S6	Falla del bipolo.
27	Barras 220 kV con alta inyección de ERV	A determinar en función de los resultados del estudio	FT	Falla trifásica en barra con despeje en 120 ms, sin desconexión de elementos. Objetivo: evaluar efecto en los parques ERV conectados a barras de alta concentración ERV.
28	Barras 500 kV con alta inyección de ERV	A determinar en función de los resultados del estudio	FT	Falla trifásica en barra con despeje en 120 ms, sin desconexión de elementos. Objetivo: evaluar efecto en los parques ERV conectados a barras de alta concentración ERV.
29	FACTS (STATCOM, SVC Plus, SVC)	A determinar en función de los resultados del estudio	DI	Definidos en la Tabla 19.
30	Reactor	Falla en reactor de barra en S/E Los Changos	DI	Desconexión intempestiva
31	Reactor	Falla en reactor de barra en S/E Polpaico	DI	Desconexión intempestiva

S4: Severidad 4

S5: Severidad 5

S6: Severidad 6

FT: Falla trifásica

DI: Desconexión intempestiva

Tabla 18. Contingencias de severidad 5.

23a	IEM	Unidad con despacho más elevado en el Norte Grande
23b	U16	Unidad con mayor inercia en el Norte Grande
24a	Santa María	Unidades con despachos más elevados en el Centro-Sur
24b	Ralco U2	
24c	Pehuenche U1	
24d	San Isidro 2 TV+TG	Central con mayor inercia en el Centro-Sur

Tabla 19. Contingencias de desconexión intempestiva de equipos estáticos de compensación de potencia reactiva.

#	Elemento
29a	CER Polpaico
29b	CER Polpaico
29c	CER Cardones
29d	SVC Domeyko

8.1.2 Definición del tipo de contingencia

Las contingencias de severidad 4, 5 y 6 se definen en la NTSyCS como sigue:

- Severidad 4: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en un circuito de líneas de doble circuito, o en una línea de simple circuito con enmallamiento, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su Sistema de Protecciones; o, falla permanente de un polo de un enlace HVDC de más de un polo.
- Severidad 5: Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica o Sistema de Almacenamiento de Energía de mayor tamaño. En el caso de centrales de ciclo combinado deberá considerarse la configuración turbina de gas – turbina de vapor para determinar si la contingencia simple pudiera afectar total o parcialmente a más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva de un Elemento Serie del ST que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda en distintas zonas del SI que pueda presentarse como resultado de una Contingencia Simple en las Instalaciones de Clientes; o, falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar.
- Severidad 6: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en uno de los circuitos de líneas de doble circuito, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su sistema de protecciones y la salida intempestiva simultánea del circuito sano en paralelo por actuación errónea de los Sistemas de Protecciones de este último; o falla permanente de todos los polos de un enlace HVDC de más de un polo.

8.2 Anexo B: Requerimientos de Seguridad y Calidad de Servicio

El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, condensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el Coordinador y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

En Estado de Alerta el Coordinador y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- b) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- c) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

Para cualquier configuración de demanda y generación del SI, el Coordinador y los CC, según corresponda, operarán los Elementos Serie manteniendo la corriente transportada en un valor inferior o a lo sumo igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta.

8.2.1 Recuperación dinámica

Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad luego de 50 [ms] de despejada la contingencia, en ninguna barra del ST, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.

La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 por unidad, 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.

En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior a 200 [kV].

No obstante lo anterior, en el artículo 3-11 de la NT de SSSC, se establece que "Para el dimensionamiento de las reservas, el Coordinador deberá verificar que la operación de éstas permita mantener la frecuencia dentro de los rangos normativos y sobre la frecuencia de operación de los EDAC, considerando contingencias simples." Al respecto, teniendo en cuenta la frecuencia de actuación del EDAC vigente (48,9 Hz para el primer desprendimiento de carga), la aplicación de este criterio para el dimensionamiento de la reserva es más exigente que lo dispuesto en el artículo 5-35 de la NT SyCS.

El factor de amortiguación de las oscilaciones electromecánicas luego de ocurrida una Contingencia Simple, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5%.

8.3 Anexo C: Inercia y generación de los casos base

8.3.1 Escenario de Operación 25T1a (Alta/Día)

Tabla 20. Despacho de generación en MW por recurso y red para el escenario 25T1a.

Red	PV	Eólica	Biogas	Carbón	Gas	Hidro	Oil	Geot.	Total
00-Norte Grande	2388	510	0	601	0	5	0	18	3522
01-Atacama	1522	22	0	139	0	3	0	0	1686
02-Coquimbo	684	370	0	0	0	5	0	0	1058
03-Chilquinta-Aconcagua	243	0	0	0	0	191	0	0	434
04-Enel Distribución	80	0	0	0	15	412	0	0	506
05-Colbún	0	0	0	0	0	643	0	0	643
06-Troncal_ Qui-Cha	122	29	0	0	398	863	0	0	1411
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	38	585	3	0	626
08-Charrúa	0	41	4	0	0	1295	1	0	1342
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	0	3
10-Araucanía	0	145	0	0	0	54	0	0	199
11-Araucanía 66 kV	0	30	0	0	13	102	1	0	146
12-SIC-SING	13	112	0	0	0	0	0	0	125
12-Zona Interconexión	80	0	0	0	0	0	0	0	80
Total	5132	1261	4	740	463	4158	5	18	11782

Tabla 21. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 25T1a.

Red	PV	Eólica	Biogas	Carbón	Gas	Hidro	Oil	Geot.	Total
00-Norte Grande	0	0	0	7727	0	47	0	45	7818
01-Atacama	0	0	0	2582	0	2	0	0	2584
02-Coquimbo	0	0	0	0	0	38	0	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	0	526	0	0	526
04-Enel Distribución	0	0	0	0	31	2340	0	0	2372
05-Colbún	0	0	0	0	0	2354	0	0	2354
06-Troncal_ Qui-Cha	0	0	0	0	3426	3649	0	0	7075
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	259	2553	120	0	2932
08-Charrúa	0	0	40	0	0	5400	2	0	5442
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10-Araucanía	0	0	0	0	0	322	0	0	322
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	0	96	474	5	0	575
12-SIC-SING	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12-Zona Interconexión	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	40	10309	3812	17705	127	45	32037

8.3.2 Escenario de Operación 25T1 (Alta/Día)

Tabla 22. Despacho de generación en MW por recurso y red para el escenario 25T1.

Red	PV	Eólica	Biogas	Gas	Hidro	Oil	Geot.	Eólica Asm	Total
00-Norte Grande	2529	582	0	0	5	0	18	12	3147
01-Atacama	1731	29	0	0	5	0	0	0	1765
02-Coquimbo	796	488	0	0	5	0	0	10	1300
03-Chilquinta-Aconcagua	268	0	0	0	191	0	0	0	459
04-Enel Distribución	105	0	0	15	415	0	0	0	535
05-Colbún	0	0	0	0	561	0	0	0	561
06-Troncal_ Qui-Cha	157	38	0	398	755	0	0	0	1348
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	38	585	3	0	0	626
08-Charrúa	0	48	4	0	1318	3	0	0	1374
09-Concepción	0	4	0	0	0	0	0	2	5
10-Araucanía	0	192	0	0	62	0	0	0	254
11-Araucanía 66 kV	0	40	0	13	106	3	0	0	162
12-SIC-SING	17	148	0	0	0	0	0	0	165
12-Zona Interconexión	105	0	0	0	0	0	0	0	105
Total	5709	1569	4	463	4008	10	18	24	11806

Tabla 23. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 25T1.

Red	PV	Eólica	Biogas	Gas	Hidro	Oil	Geot.	Eólica Asm	Total
00-Norte Grande	0	0	0	0	45	47	0	0	91
01-Atacama	0	0	0	0	0	2	0	0	2
02-Coquimbo	0	0	0	0	0	38	0	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	0	526	0	0	526
04-Enel Distribución	0	0	0	31	0	2340	0	0	2372
05-Colbún	0	0	0	0	0	2354	0	0	2354
06-Troncal_ Qui-Cha	0	0	0	3426	0	3649	0	0	7075
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	259	0	2553	120	0	2932
08-Charrúa	0	0	40	0	0	6152	2	0	6194
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10-Araucanía	0	0	0	0	0	322	0	0	322
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	96	0	474	5	0	575
12-SIC-SING	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12-Zona Interconexión	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	40	3812	45	18457	127	0	22481

8.3.3 Escenario de Operación 25T2a (Baja/Noche)

Tabla 24. Despacho de generación por recurso y red para el escenario 25T2a.

Red	Eólica	Biogas	Carbón	Gas	Geot	Hidro	Oil	Eólica Asm	Total
00-Norte Grande	280	0	583	0	42	5	126	84	1120
01-Atacama	28	0	113	0	0	3	0	0	144
02-Coquimbo	589	0	0	0	0	7	0	0	596
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	0	147	0	0	147
04-Enel Distribución	0	0	0	15	0	320	0	0	335
05-Colbún	0	0	0	0	0	590	0	0	590
06-Troncal_Qui-Cha	20	0	0	398	0	765	0	0	1183
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	30	0	447	13	0	490
08-Charrúa	10	4	0	0	0	1369	1	0	1384
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0	3	4
10-Araucanía	770	11	0	0	0	485	0	0	1266
11-Araucanía 66 kV	20	0	0	6	0	119	1	18	164
12-SIC-SING	372	0	0	0	0	0	0	0	372
Total	2088	14	695	449	42	4258	141	105	7794

Tabla 25. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 25T2a.

Red	Eólica	Biogas	Carbón	Gas	Geot	Hidro	Oil	Total
00-Norte Grande	0	0	7727	0	89	47	914	8777
01-Atacama	0	0	1697	0	0	2	0	1699
02-Coquimbo	0	0	0	0	0	38	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	0	526	0	526
04-Enel Distribución	0	0	0	31	0	2340	0	2372
05-Colbún	0	0	0	0	0	2324	0	2324
06-Troncal_Qui-Cha	0	0	0	3426	0	3649	0	7075
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	259	0	2898	120	3277
08-Charrúa	0	40	0	0	0	7437	2	7479
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0	0
10-Araucanía	0	280	0	0	0	2192	0	2472
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	96	0	474	5	575
12-SIC-SING	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	320	9424	3812	89	21929	1041	36615

8.3.4 Escenario de Operación 25T2 (Baja/Noche)

Tabla 26. Despacho de generación por recurso y red para el escenario 25T2.

Red	Eólica	Biogas	Gas	Geot	Hidro	Oil	Eólica Asm	Total
00-Norte Grande	449	0	0	42	5	126	84	707
01-Atacama	45	0	0	0	3	0	0	48
02-Coquimbo	708	0	0	0	7	0	0	715
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	147	0	0	147
04-Enel Distribución	0	0	15	0	320	0	0	335
05-Colbún	0	0	0	0	493	0	0	493
06-Troncal_ Qui-Cha	32	0	398	0	744	0	0	1173
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	30	0	457	13	0	499
08-Charrúa	17	4	0	0	1581	1	0	1602
09-Concepción	1	0	0	0	0	0	3	4
10-Araucanía	1114	11	0	0	431	0	0	1555
11-Araucanía 66 kV	31	0	6	0	119	1	18	176
12-SIC-SING	561	0	0	0	0	0	0	561
Total	2958	14	449	42	4307	141	105	8016

Tabla 27. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 25T2.

Red	Eólica	Biogas	Gas	Geot	Hidro	Oil	Total
00-Norte Grande	0	0	0	89	47	914	1050
01-Atacama	0	0	0	0	2	0	2
02-Coquimbo	0	0	0	0	38	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	526	0	526
04-Enel Distribución	0	0	31	0	2340	0	2372
05-Colbún	0	0	0	0	2324	0	2324
06-Troncal_ Qui-Cha	0	0	3426	0	3649	0	7075
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	259	0	2898	120	3277
08-Charrúa	0	40	0	0	7437	2	7479
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0
10-Araucanía	0	280	0	0	2192	0	2472
11-Araucanía 66 kV	0	0	96	0	474	5	575
12-SIC-SING	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	320	3812	89	21929	1041	27191

8.3.5 Escenario de Operación 30T1a (Alta/Día)

Tabla 28. Despacho de generación por recurso y red para el escenario 30T1a.

Red	PV	Eólica	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Geot	Hidro	Oil	Eólica Asm	Total
00-Norte Grande	3278	302	0	358	0	112	30	12	48	40	4181
01-Atacama	2234	124	0	56	0	0	0	0	0	0	2414
02-Coquimbo	674	133	0	0	0	0	0	0	0	0	807
03-Chilquinta-Aconcagua	162	0	0	0	0	0	0	95	6	0	263
04-Enel Distribución	54	0	2	0	0	13	0	478	0	0	547
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	0	150	0	0	150
06-Troncal_ Qui-Cha	35	33	1	0	2	398	0	233	0	0	703
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	2	0	0	1	0	266	2	0	271
08-Charrúa	0	96	10	120	0	48	0	354	1	0	628
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	0	56	3	62
10-Araucanía	0	1132	16	0	0	0	0	192	0	0	1340
11-Araucanía 66 kV	0	26	0	0	0	14	0	84	1	9	134
12-SIC-SING	43	585	0	0	0	160	0	0	0	0	788
12-Zona Interc	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31
Total	6510	2434	32	534	2	745	30	1864	113	53	12318

Tabla 29. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 30T1a.

Red	PV	Eólica	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Geot	Hidro	Oil	Eólica Asm	Total
00-Norte Grande	0	0	0	4559	0	364	89	56	828	0	5896
01-Atacama	0	0	0	812	0	0	0	0	0	0	812
02-Coquimbo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	0	0	0	526	477	0	1004
04-Enel Distribución	0	0	4	0	0	31	0	2286	0	0	2321
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	0	1320	0	0	1320
06-Troncal_ Qui-Cha	0	0	2	0	3	3426	0	2489	0	0	5919
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	217	0	0	7	0	3005	120	0	3349
08-Charrúa	0	0	702	1895	0	748	0	3394	2	0	6741
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0	0	325	0	325
10-Araucanía	0	0	280	0	0	0	0	2462	0	0	2742
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	0	0	96	0	474	5	0	575
12-SIC-SING	0	0	0	0	0	1729	0	0	0	0	1729
12-Zona Interconexión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	1204	7266	3	6402	89	16013	1757	0	32734

8.3.6 Escenario de Operación 30T1 (Alta/Día)

Tabla 30. Despacho de generación por recurso y red para el escenario 30T1.

Red	PV	Eólica	Biog	Carbón	Diesel	Gas	Geot	Hidro	Oil	Eólica Asm	Total
00-Norte Grande	3328	314	0	0	0	57	30	12	48	40	3829
01-Atacama	2318	128	0	56	0	0	0	0	0	0	2503
02-Coquimbo	699	138	0	0	0	0	0	0	0	0	837
03-Chilquinta-Aconc	168	0	0	0	0	0	0	95	6	0	269
04-Enel Distribución	56	0	2	0	0	13	0	478	0	0	549
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	0	183	0	0	183
06-Troncal_QUI-CHA	37	28	1	0	2	398	0	277	0	0	743
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	2	0	0	1	0	293	2	0	299
08-Charrúa	0	100	27	0	0	48	0	390	1	0	566
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	0	56	3	62
10-Araucanía	0	1167	16	0	0	0	0	393	0	0	1576
11-Araucanía 66 kV	0	27	0	0	0	14	0	84	1	9	135
12-SIC-SING	45	544	0	0	0	160	0	0	0	0	748
12-Zona Interc	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32
Total	6682	2449	50	56	2	691	30	2205	113	53	12332

Tabla 31. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 30T1.

Red	PV	Eólica	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Geot	Hidro	Oil	Eólica Asm	Total
00-Norte Grande	0	0	0	0	0	199	89	56	828	0	1172
01-Atacama	0	0	0	812	0	0	0	0	0	0	812
02-Coquimbo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	0	0	0	526	477	0	1004
04-Enel Distribución	0	0	4	0	0	31	0	2286	0	0	2321
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	0	1496	0	0	1496
06-Troncal_QUI-CHA	0	0	2	0	3	3426	0	2489	0	0	5919
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	217	0	0	7	0	3005	120	0	3349
08-Charrúa	0	0	702	0	0	748	0	4302	2	0	5753
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0	0	325	0	325
10-Araucanía	0	0	280	0	0	0	0	3499	0	0	3779
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	0	0	96	0	474	5	0	575
12-SIC-SING	0	0	0	0	0	1729	0	0	0	0	1729
12-Zona Interconexión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	1204	812	3	6236	89	18133	1757	0	28235

8.3.7 Escenario de Operación 30T2a (Baja/Noche)

Tabla 32. Despacho de generación por recurso y red para el escenario 30T2a.

Red	Eólica	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Geot	Hidro	Oil	Eólica Asm	Total
00-Norte Grande	117	0	532	0	719	42	11	159	12	1592
01-Atacama	216	0	86	0	0	0	3	0	0	305
02-Coquimbo	112	0	0	0	0	0	7	0	0	119
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	0	0	191	21	0	211
04-Enel Distribución	0	7	0	0	15	0	620	0	0	642
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	427	0	0	427
06-Troncal_QUI-CHA	27	2	0	4	398	0	803	0	0	1234
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	2	0	628	5	0	635
08-Charrúa	284	4	0	0	41	0	1648	1	110	2087
09-Concepción	3	0	0	0	0	0	0	55	3	61
10-Araucanía	1502	5	0	0	0	0	253	0	0	1760
11-Araucanía 66 kV	29	0	0	0	12	0	60	0	0	101
12-SIC-SING	28	0	0	0	0	0	0	0	0	28
Total	2317	17	618	4	1185	42	4653	240	125	9201

Tabla 33. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 30T2a.

Red	Eólica	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Geot	Hidro	Oil	Total
00-Norte Grande	0	0	2548	0	4715	89	56	1088	8495
01-Atacama	0	0	812	0	0	0	2	0	814
02-Coquimbo	0	0	0	0	0	0	38	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	0	0	526	477	1004
04-Enel Distribución	0	4	0	0	31	0	2286	0	2321
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	2354	0	2354
06-Troncal_QUI-CHA	0	2	0	3	3426	0	4126	0	7556
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	259	0	2898	60	3217
08-Charrúa	0	40	0	0	748	0	7724	2	8514
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0	325	325
10-Araucanía	0	280	0	0	0	0	2666	0	2946
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	0	96	0	452	5	553
12-SIC-SING	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	325	3359	3	9274	89	23129	1957	38137

8.3.8 Escenario de Operación 30T2 (Baja/Noche)

Tabla 34. Despacho de generación por recurso y red para el escenario 30T2.

Red	Eólica	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Geot	Hidro	Oil	Eólica Asm	Total
00-Norte Grande	185	0	0	0	155	42	11	158	12	564
01-Atacama	337	0	120	0	0	0	3	0	0	460
02-Coquimbo	177	0	0	0	0	0	7	0	0	184
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	0	0	192	70	0	262
04-Enel Distribución	0	7	0	0	15	0	714	0	0	735
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	565	0	0	565
06-Troncal_ Qui-Cha	37	2	0	4	398	0	1243	0	0	1683
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	2	0	628	5	0	635
08-Charrúa	402	4	0	0	41	0	1348	1	110	1906
09-Concepción	3	0	0	0	0	0	0	55	3	61
10-Araucanía	1676	5	0	0	0	0	408	0	0	2089
11-Araucanía 66 kV	40	0	0	0	12	0	61	0	0	113
12-SIC-SING	44	0	0	0	0	0	0	0	0	44
Total	2902	17	120	4	622	42	5179	288	125	9300

Tabla 35. Inercia en MVA.s por recurso y red de la BD en el Caso 30T2.

Red	Eólica	Biogas	Carbón	Diesel	Gas	Geot	Hidro	Oil	Total
00-Norte Grande	0	0	0	0	199	89	56	1088	1432
01-Atacama	0	0	812	0	0	0	2	0	814
02-Coquimbo	0	0	0	0	0	0	38	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	0	0	0	526	477	1004
04-Enel Distribución	0	4	0	0	31	0	2286	0	2321
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	2354	0	2354
06-Troncal_ Qui-Cha	0	2	0	3	3426	0	5342	0	8772
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	259	0	2898	60	3217
08-Charrúa	0	40	0	0	748	0	7724	2	8514
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0	325	325
10-Araucanía	0	280	0	0	0	0	3499	0	3779
11-Araucanía 66 kV	0	0	0	0	96	0	424	5	525
12-SIC-SING	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	325	812	3	4759	89	25151	1957	33096

8.4 Anexo D: Respuesta en vacío de condensadores sincrónicos

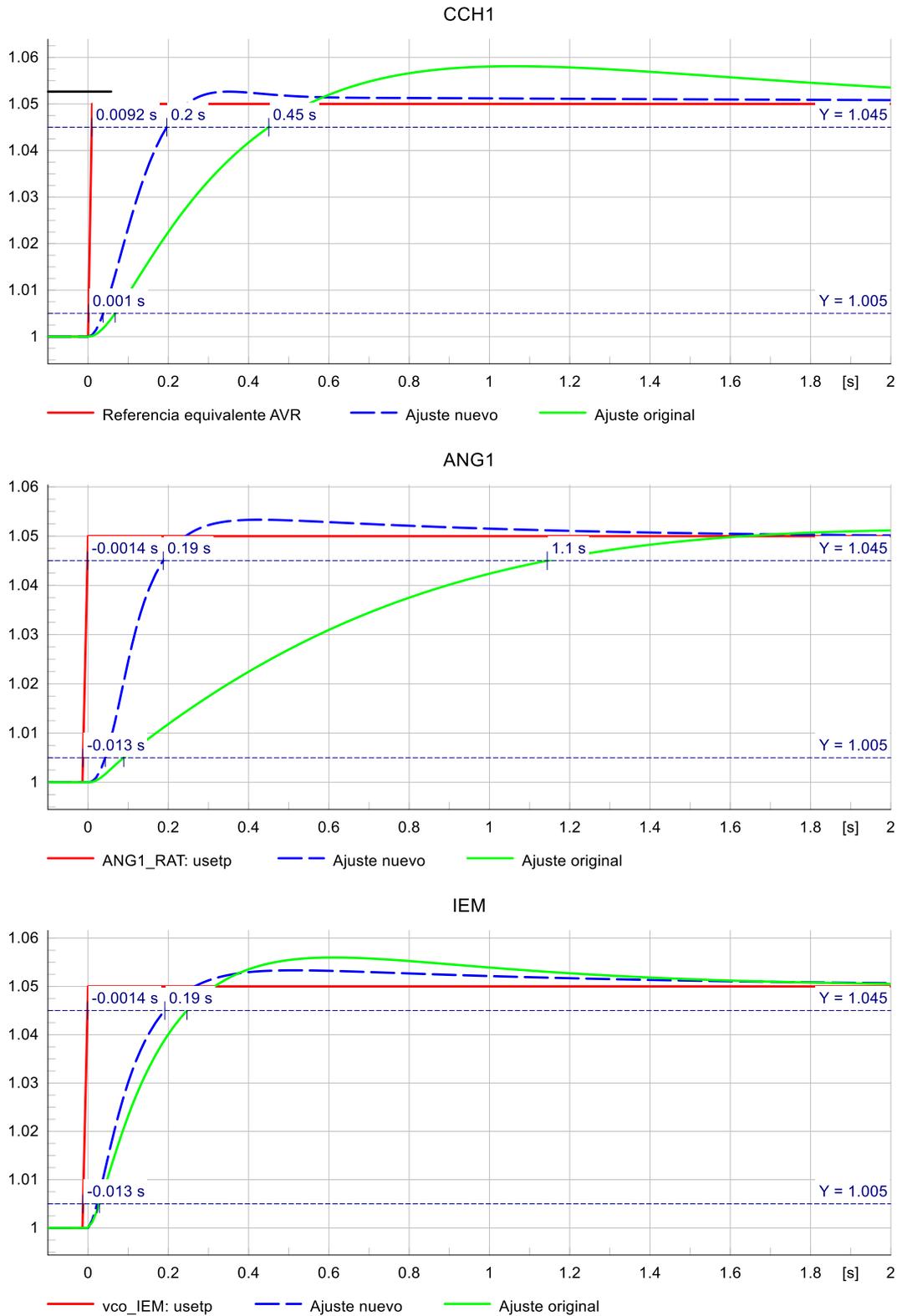


Figura 38: Respuesta a un escalón del 5% en las referencias de tensión de las unidades ANG1, CCH1 e IEM operando en vacío con los ajustes originales y con los propuestos en la siguiente tabla.

Parámetro		Valor	
Nombre	Descripción	Original	Adoptado
bm	Banda muerta del control de tensión/potencia reactiva	0/1*	0
T_fz	Tiempo de desactivación modo FRT	1	0,1
MODE	Modo de control: 0=V, 1=Q, 2=FP	0	0
Kq	Estatismo de tensión	0,152	0,02

(*) Dependiendo de la unidad se encuentra en 0 o 1

8.5 Anexo E: Índices de fortaleza de red

Este anexo se provee electrónicamente en forma de una planilla Excel

8.6 Anexo F: Resultados de las simulaciones dinámicas

Este anexo se provee electrónicamente en forma de archivos gráficos