

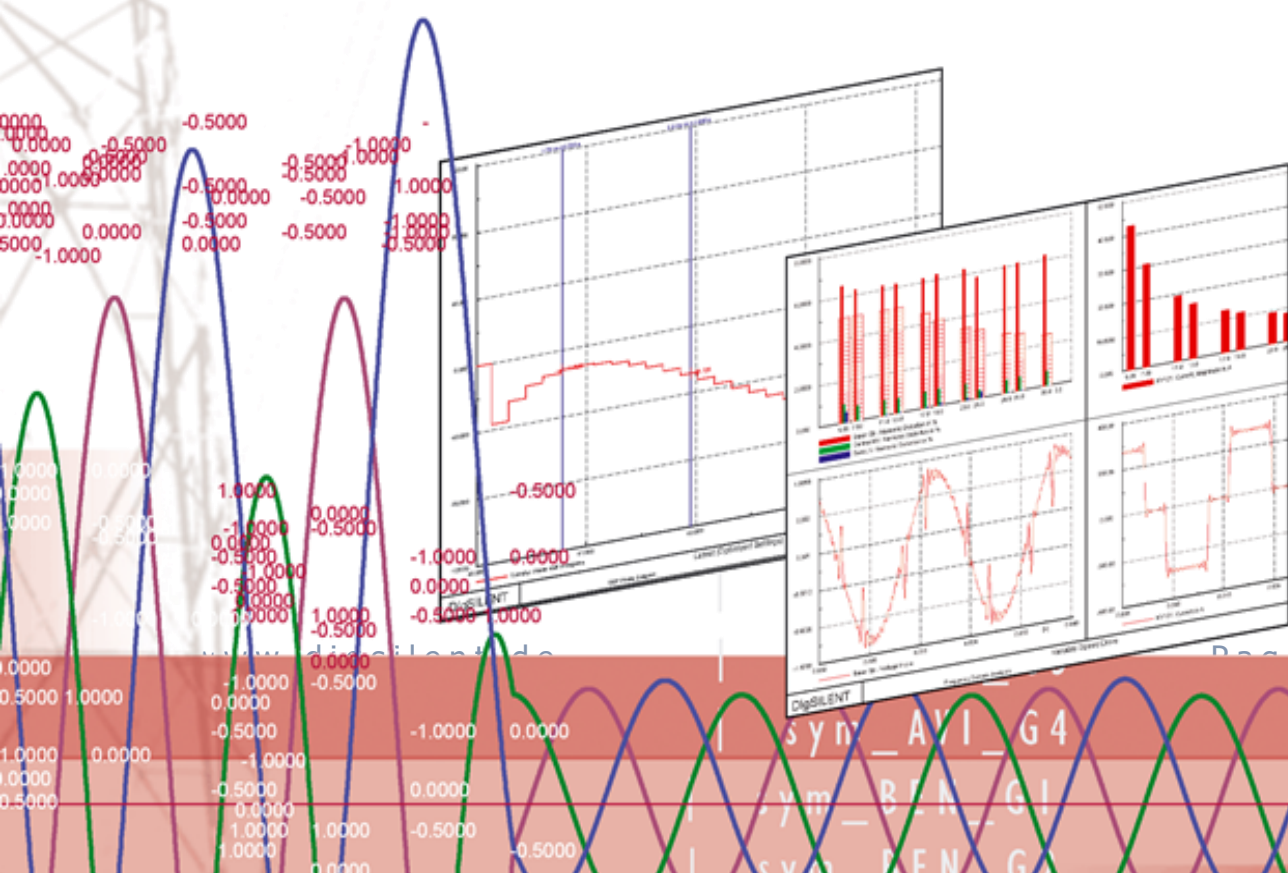
Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025

Informe Final Actividades 1 y 2

Preparado para:

Coordinador Eléctrico Nacional

Parque Isidora 1061, Pudahuel, Santiago de Chile





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

Please contact
Flavio Fernández
+49 (0)7072 9168-55
f.fernandez@digsilent.de

Historia de Revisión del Documento

01	Preliminar Actividad 1	P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Actividad-1_V01R04.pdf	13/05/2022	F. De Marco J. Gómez	F. Fernández
02	Final Actividad 1	P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-De-Red-Actividad-1_V02R03.pdf	01/06/2022	F. De Marco J. Gómez	F. Fernández
03	Preliminar Actividad 2	P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-De-Red-Actividad-1-2_V03R02.pdf	24/06/2022	F. De Marco J. Gómez	F. Fernández
04	Preliminar Actividad 2	P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-De-Red-Actividad-1-2_V04R01.pdf	30/06/2022	F. De Marco J. Gómez	F. Fernández
05	Final Actividad 2	P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Actividad-1-2_R14-V06.docx	05/08/2022	F. De Marco J. Gómez	F.Fernández
06	Final	P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Actividad-1-2_R14-V06.docx	25/08/2022	F. De Marco J. Gómez	F.Fernández

Contenido

1	Introducción.....	7
2	Escenarios de estudio	9
3	Actividad 1: Definición de la ubicación de los condensadores.....	11
3.1	Metodología	11
3.1.1	Formulación del problema	11
3.1.2	Resumen de pasos.....	12
3.2	Implementación	13
3.2.1	Definición de barras candidatas y barras monitoreadas	13
3.2.2	Optimización	16
3.3	Discusión de los resultados	18
3.3.1	Compensación óptima para ESCR mínimo de 1,5	18
3.3.2	Verificación	20
3.3.3	Análisis de sensibilidad.....	23
3.3.4	Resumen comparativo.....	30
3.4	Verificación de la respuesta dinámica	34
4	Actividad 2: Análisis de sensibilidad y especificación de los condensadores.....	41
4.1	Reconversión de centrales termoeléctricas existentes	41
4.1.1	Casos de estudio	41
4.1.2	Resultados	43
4.2	Despacho forzado de generación sincrónica	49
4.2.1	Casos de estudio	49
4.2.2	Resultados	50
4.3	Indisponibilidad de instalaciones	52
4.3.1	Casos de estudio	53
4.3.2	Resultados	53
5	Conclusiones	55
6	Referencias	58
7	Anexos.....	59
7.1	Generación por red.....	59
7.1.1	Casos base.....	59
7.1.2	Despacho forzado de generación sincrónica (Sección 4.2.2)	60
7.2	Soluciones propuestas	62
7.2.1	Valores de ESCR.....	62
7.2.2	Optimización Opt3	68
7.3	Análisis de sensibilidad utilizando la potencia despachada en el cálculo del ESCR	69

7.4	Análisis de sensibilidad reduciendo las barras monitoreadas.....	71
7.4.1	Compensación mínima requerida	71
7.4.2	Valores de ESCR.....	72
7.5	Indisponibilidad de instalaciones	76
7.5.1	Despacho forzado de generadores sincrónicos.....	76
7.5.2	Resultados del análisis de indisponibilidad de instalaciones.....	91
7.6	Despacho forzado de generación sincrónica	94
7.6.1	Costo variable de unidades generadores zona Norte	94
7.6.2	Unidades despachadas en el Norte Grande, Atacama y Coquimbo.....	96
7.7	Definición de Contingencias	98
7.8	Modificaciones en modelos dinámicos.....	99
7.9	Análisis dinámico adicional	100

Abreviaturas

AVR	Regulador automático de tensión
BD	Base de datos
BH	Basin Hopping
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CS	Condensador sincrónico
EDAC	Esquema de desconexión automática de carga
ERNC	Energía renovable no convencional
ERV	Energía renovable variable
ESCR	<i>Effective short-circuit ratio</i>
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
SEN	Sistema Eléctrico Nacional

1 Introducción

Este informe presenta los resultados correspondientes a las Actividades 1 y 2 del Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) realizado por DIgSILENT GmbH para el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, CEN o el Coordinador) de Chile.

El Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad del SEN [1] desarrollado por DIgSILENT para los años 2025-2030, identificó la necesidad de aumentar la fortaleza de la red en la zona norte del SEN, mediante la instalación de condensadores síncronos con montos de 1,4 GVA al año 2025 y 1,6 GVA adicionales al año 2030 (total de 3,0 GVA). Esta necesidad se ve impulsada por el retiro esperado de unidades térmicas a carbón, en particular en el norte del país, además del ingreso de nuevos proyectos de energía renovable variable (ERV) que se conectarán en esa misma zona.

Adicionalmente, con motivo de la publicación de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 [2], el Coordinador elaboró una metodología para el análisis de la fortaleza de la red, con la finalidad buscar una optimización y factibilidad de conexión de los recursos requeridos tanto en ubicación como capacidad total. Este análisis, que se basa en los resultados del "Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad del SEN", determina algunos cambios en las subestaciones seleccionadas y un aumento de 1,4 a 1,5 GVA total al año 2025, para alcanzar un valor de ESCR mayor o igual a 1,5.

A partir de los resultados de ambos estudios, el Coordinador requiere definir las especificaciones para la licitación del servicio de fortaleza de red, que considera la instalación de condensadores síncronos o un equipamiento equivalente, para ser gestionado como un Servicio Complementario (SSCC), de modo de contar con una solución que cumpla con las especificaciones técnicas requeridas. El mecanismo de SSCC también brinda un espacio a soluciones tecnológicas innovadoras, por ejemplo, la posibilidad de reconvertir unidades síncronas existentes a carbón como condensadores síncronos (CS).

El objetivo general del trabajo es establecer requerimientos locales (capacidades y ubicación de infraestructura), que permitan aumentar la robustez de la red en aquellas zonas donde los índices de fortaleza de la red deban ser mejorados, conforme a las recomendaciones realizadas en el "Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN". A los efectos de utilizar una tecnología estándar y eficiente para el proceso de optimización, se utiliza como referencia la tecnología de CS, a la que en adelante se refiere como solución "Estándar".

La Actividad 1 del presente estudio se centró en el análisis de dos escenarios de operación definidos por el Coordinador correspondientes a niveles de demanda alta de día y baja de noche del año 2025. Partiendo de la solución presentada por el Coordinador en su Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022, se implementó un algoritmo automático para la optimización de la ubicación y el tamaño de la compensación síncrona a instalar en los nodos candidatos. Se verificó para la solución propuesta que el índice de fortaleza de red en los nodos monitoreados del sistema de transmisión se encuentre por encima el valor mínimo admisible en ambos escenarios de estudio. Se realizaron varios análisis de sensibilidad para encontrar soluciones con valores similares de potencias totales a instalar pero con distintas distribuciones entre las barras candidatas.

De entre tres soluciones propuestas, el Coordinador seleccionó una de ellas como la solución Estándar, que sirvió como punto de partida para la Actividad 2 del estudio. Se verificó la idoneidad de

dicha solución a través de análisis de sensibilidad adicionales que consideran cambios sustanciales en las condiciones en la planificación u operación del sistema, entre los que se incluyen los siguientes:

- La reconversión de centrales termoeléctricas existentes para su utilización como condensadores sincrónicos
- Despacho forzado de generación sincrónica en condiciones de déficit de fortaleza de red
- Efecto de la indisponibilidad de las instalaciones que proveen de fortaleza de red al sistema, tales como condensadores y generadores sincrónicos

2 Escenarios de estudio

El Coordinador proporcionó una base de datos PowerFactory actualizada, operativa y calibrada para escenarios del año 2025, incluyendo los despachos económicos de generación y niveles de demanda esperados, así como las expansiones del sistema de transmisión según la información oficial disponible al inicio de la consultoría.

El Coordinador realizó el ajuste de generación de tal manera de mantener el mismo porcentaje de generación solar respecto de su potencia máxima de despacho, considerando que todos se encuentran operando con la misma radiación solar. Se priorizó el despacho de unidades que se encuentran en la base de datos de Corto Plazo y de las que se tiene mayor certidumbre de que estarán en operación al año 2025.

La base de datos contiene los escenarios base del estudio descritos en la Tabla 1 con los perfiles de demanda y despachos de generación iniciales para el año 2025. Los escenarios consideran el cronograma de retiro de centrales de carbón, de acuerdo con la información vigente al momento de iniciar los estudios.

Tabla 1. Escenarios base del estudio.

Escenario	Año	Demanda
25T1	2025	Alta de Día
25T2	2025	Baja de Noche

La Tabla 2 presenta un resumen de la generación, demanda y transferencias de potencia en los escenarios de estudio. El Anexo 7.1 presenta el desglose de la generación por red del modelo para cada escenario.

Tabla 2. Resumen de generación, demanda y transferencias de potencia en los escenarios de estudio.

Escenario		25T1	25T2
Generación (MW)	Total	11866	8055
	Term.	495	536
	Hidro	4138	4307
	PV	5575	0
	CSP	0	0
	Eólica	1658	3107
	Estat (%)	60.8	38.6
Inercia (s)	Total	22.5	26.4
	Norte Grande	0.1	0.2
	Centro	3.4	3.4
	Atacama	0	0
	Coquimbo	0	0
Transferencia (MW)	Norte - Centro	1868	-1607
	Sur - Centro	853	3078
	Parinas - Cumbre 500 kV	600	-1516
	Nva. Pan de Azúcar - Polpaico 500 kV	1624	-1596
Norte Grande	Generación	3602	1069
	Demanda	3085	2649

Se observa lo siguiente en la Tabla 2:

- Ambos escenarios presentan niveles de generación térmica e hidroeléctrica similares.
- Las inercias del Norte Grande y del Norte Chico son prácticamente nulas en ambos escenarios ya que el despacho de generación sincrónica es muy bajo.
- El escenario 25T1 (demanda alta de día) es el de mayor penetración de generación estática (VRE conectada por inversores) y menor inercia total del sistema. La generación solar en el Norte es elevada, por lo que dicha área exporta potencia hacia el Centro.
- En el escenario 25T2 (demanda baja de noche) la generación de Norte Grande es principalmente eólica y el Norte importa potencia del resto del sistema.

En términos de fortaleza de red, la Figura 1 muestra cómo los puntos de conexión de la generación ERNC son claramente deficitarios en el escenario de día, con valores muy alejados del valor mínimo requerido de 1,5. En el caso del escenario de noche, incluso sin compensación sincrónica no se observan indicios de problemas relacionados con la fortaleza de red.

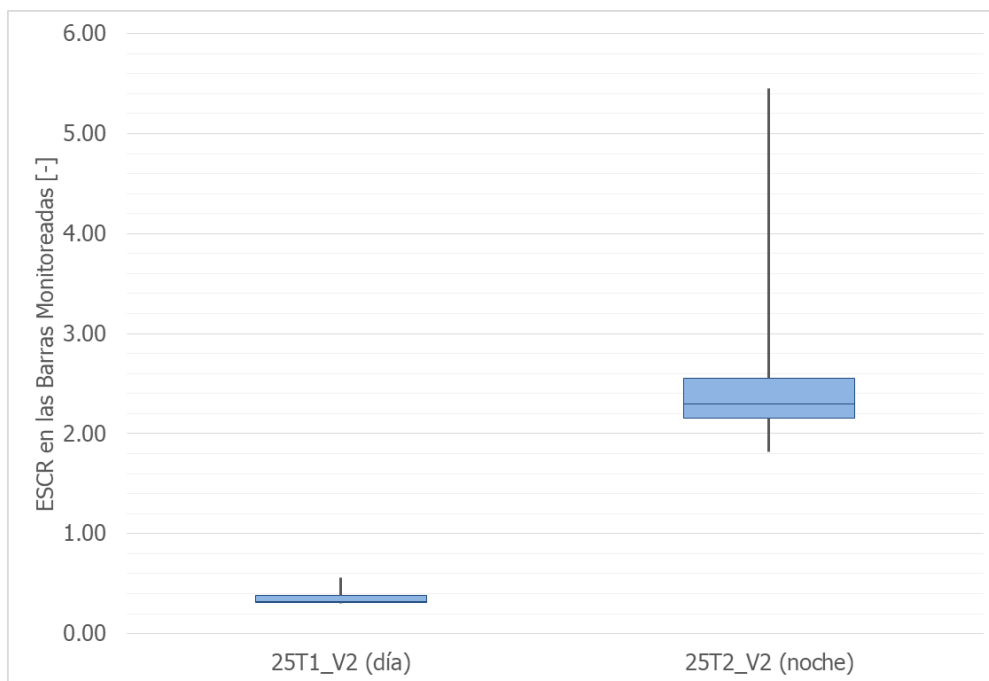


Figura 1. ESCR en los puntos de conexión de generación ERNC sin compensación. Escenarios de día (25T1) y de noche (25T2)

3 Actividad 1: Definición de la ubicación de los condensadores

La Actividad 1 se ejecutó para alcanzar el Objetivo Específico 1 del Estudio, que consiste en determinar la ubicación y tamaños de la solución óptima utilizando los resultados de los informes ya publicados para elaborar y/o complementar una metodología y criterios de optimización que permitan minimizar la compensación total requerida.

La factibilidad técnica (por ejemplo, espacio físico disponible) de los puntos de conexión propuestos para el refuerzo de la fortaleza de la red será verificada por el Coordinador.

3.1 Metodología

Esta sección describe la metodología utilizada para optimizar la ubicación y el mínimo aporte adicional de potencia de cortocircuito requerido para garantizar una mínima fortaleza de red.

Los criterios utilizados para la definición de los puntos de conexión son los siguientes:

1. Se prioriza que los refuerzos del aumento de fortaleza de la red se conecten en subestaciones que se encuentren cercanas eléctricamente a centrales ERV, descartando subestaciones que abastecen consumos, o subestaciones de transmisión que se encuentran lejanas eléctricamente de centrales ERV.
2. Se busca un óptimo en el aumento de la fortaleza de red para barras de conexión sobre 200 kV que concentren generación ERV al año 2025, alcanzando un valor mínimo de ESCR de 1,5.
3. Cuando fuera necesario, se incluye la evaluación del aumento la fortaleza de red en barras de conexión menores a 200 kV que concentren generación ERV o, en caso contrario, se justificará por qué no se debe considerar.

3.1.1 Formulación del problema

El problema de optimización consiste en encontrar la mínima potencia total de cortocircuito a adicionar en N nodos candidatos del sistema de transmisión de modo de asegurar un ESCR mínimo de 1,5 en M nodos monitoreados.

La formulación del problema en términos de aporte de potencia de cortocircuito en los nodos candidatos hace que el resultado sea independiente de la tecnología utilizada. Como referencia, los valores de potencia nominal de condensadores sincrónicos a instalar de acuerdo a la solución Estándar se obtienen multiplicando los aportes de cortocircuito por la reactancia subtransitoria del conjunto máquina sincrónica - transformador de bloque¹.

El ESCR en el j -ésimo nodo monitoreado se calcula como

$$ESCR_j = \frac{SCC_j}{\sum_{k=1}^{N_{IBR}} (IF_{jk} \times P_k)}$$

¹ En los valores presentados en el análisis y los resultados las potencias nominales de la solución Estándar se calculan asumiendo una reactancia subtransitoria total de 0,15 pu.

donde:

- Scc_k es la potencia de cortocircuito trifásica en el nodo j ,
- N_{IBR} es el número de centrales ERV basadas en inversores,
- P_k es la potencia nominal de la k -ésima central ERV en MVA,
- $IF_{jk} = \Delta u_k / \Delta u_j$ es el factor de interacción calculado en base a las variaciones de tensión en los nodos k e j , respectivamente, ante un cortocircuito trifásico franco en el nodo j .

Luego, el problema de optimización se formula como sigue:

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^N Scc_i \right\} \text{ s. t. } ESCR_j \geq ESCR_{min}, j = 1, \dots, M$$

donde Sk_i es la potencia de cortocircuito adicional en el i -ésimo nodo candidato.

El cálculo del ESCR es no lineal, por lo que no pueden utilizarse métodos de optimización lineal, como los métodos de optimización convexa [3]. Por ello, se utiliza el método Simplex [4] para minimizar la siguiente función objetivo

$$f(Scc_1, \dots, Scc_N) = ESCR_{penalty} + \sum_{i=1}^N Scc_i$$

$$ESCR_{penalty} = \begin{cases} 10^6 \times |ESCR_{min} - \min\{ESCR_j\}| & \text{si } \min\{ESCR_j\} < ESCR_{min} \\ 0 & \text{en cualquier otro caso,} \end{cases}$$

para $0 \leq Skcc_i \leq Scc_{max}$ y $\forall j | 1 \leq j \leq M$ y $ESCR_j^0 < ESCR_{min}$, donde $ESCR_j^0$ es el ESCR del j -ésimo nodo en el escenario aportes adicionales de potencia de cortocircuito. El término $ESCR_{penalty}$ aumenta la función objetivo y penaliza las combinaciones que resultan en índices de fortaleza de red por debajo del permitido. Como los algoritmos de optimización meta-heurísticos como el Simplex no tienen soluciones únicas [3], deben ejecutarse optimizaciones adicionales para distintos puntos de partida para evaluar posibles soluciones alternativas.

3.1.2 Resumen de pasos

Se resumen a continuación los pasos de la metodología propuesta:

1. Se ejecuta una optimización inicial para encontrar automáticamente la solución óptima partiendo de una combinación válida de Scc_i en la que los ESCR en todos los nodos monitoreados se encuentran por encima de 1,5. Se considera lo siguiente:
 - a. El punto de partida es la solución correspondiente al Caso 05 de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 del Coordinador. Si la combinación correspondiente al punto de partida no fuera efectiva para el escenario de estudio, se elevan manualmente los aportes de potencia de cortocircuito en los nodos candidatos hasta alcanzar un ESCR mínimo de 1,5 en todos los nodos monitoreados.
 - b. Se eliminan de la lista de nodos monitoreados aquellos que ya cumplen con la fortaleza de red mínima sin contribuciones de potencia de cortocircuito en los nodos candidatos.

2. Se realizan análisis de sensibilidad en torno a la solución óptima inicial para encontrar soluciones adicionales que resulten en valores aún menores de la función objetivo. Partiendo de la solución óptima, se ejecutan optimizaciones adicionales variando el punto de partida $S_{cc_1}, \dots, S_{cc_N}$ de acuerdo al método Basin-Hopping [5].
3. Se analizan las soluciones de las iteraciones adicionales ejecutadas en el paso anterior para identificar casos con potencias totales de cortocircuito adicional similares pero con distribuciones distintas en los nodos candidatos.
4. Finalmente, se analizan casos adicionales en los que se modifican manualmente las distribuciones de los aportes de cortocircuito en nodos candidatos eléctricamente cercanos para verificar si existen combinaciones adicionales de aporte de cortocircuito válidas que presenten un valor total similar.

En la Actividad 2 del presente estudio se verificará que la solución encontrada sea válida para escenarios de operación adicionales.

3.2 Implementación

La metodología descrita en la Sección 3.1 fue implementada en un escrito Python en *PowerFactory* a los efectos de automatizar el cálculo.

Por un lado, el escrito permite seleccionar barras candidatas para la instalación de compensadores sincrónicos. Para cada barra candidata se especifica un valor máximo de compensación (a los efectos de limitar la potencia de cortocircuito en la barra), el valor mínimo de compensación (por defecto cero), y un valor inicial para la iteración numérica (influye la rapidez de la convergencia numérica, aunque no la solución). Por el otro, se seleccionan barras monitoreadas cuyo valor (mínimo) de ESCR restringirá la solución óptima. Así, por ejemplo, se pueden excluir de la optimización aquellas barras donde el aumento de la rigidez de red se desee alcanzar mediante una medida local, a diferencia de una solución sistémica consistente en la instalación de condensadores sincrónicos en el sistema de transmisión de alta tensión ($\geq 110\text{kV}$).

A continuación, se presentan los detalles del proceso de optimización realizado. El análisis se centra en el Norte Grande y el Norte Chico, que son las áreas identificadas en los estudios anteriores [1], [2] con potenciales problemas futuros de fortaleza de red debido a la elevada penetración de generación ERV. La optimización se realiza inicialmente en el escenario demanda alta de día (25T1) que es el de mayor penetración de generación ERV, y se verifica que la solución sea válida para el escenario de demanda baja de noche (25T2).

3.2.1 Definición de barras candidatas y barras monitoreadas

Barras candidatas

Las barras "candidatas" seleccionadas para la instalación de compensación sincrónica se definen tomando como referencia las consideradas en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 [2], a las que se agregaron cuatro barras propuestas por el Coordinador. El listado completo de barras candidatas se muestra en la siguiente tabla, agrupadas por zonas. La definición de las zonas es la propuesta en el estudio del Coordinador [2] y se presenta aquí a título informativo, siendo que el algoritmo de optimización minimiza la potencia total de compensación, evaluando todas las barras candidatas en su conjunto independientemente de la zona en que estas se encuentren.

Tabla 3. Barras candidatas para la instalación de compensación sincrónica

Zona	Barra Candidata
1	Roncacho 220 kV
	Nueva Pozo Almonte 220 kV
2	Frontera 220 kV
	María Elena 220 kV
	Crucero 220 kV
	Miraje 220 kV
	Calama Nueva 220 kV
3	Nueva Zaldívar 220 kV
	Zaldívar 220 kV
	Domeyko 220 kV
	Likanantai 220 kV
	O'Higgins 220 kV
	Parinas 220 kV B1
	El Cobre (ENGIE) 220 kV
4	Diego de Almagro 110 kV
	Illapa 220 kV
5	Algarrobal 220 kV
	Maitencillo 220 kV

Barras monitoreadas

El algoritmo de optimización minimiza la potencia total instalada de los condensadores sincrónicos, pero cumpliendo en todo caso que el ESCR en las barras monitoreadas sea igual a superior a 1,5.

Se seleccionan primeramente todos los puntos de conexión de centrales ERNC en las regiones de interés (Norte Grande y Atacama). De las 67 barras resultantes, se descartan seguidamente aquellas barras donde la $ESCR \geq 1,5$ para la condición inicial sin condensadores sincrónicos. Con ello, el número de barras monitoreadas que limitarán la solución se reduce a 17, lo que permite acelerar el proceso de optimización. Una vez finalizada la optimización, se verifican finalmente los ESCR incluyendo ya el listado completo (67). La Tabla 4 presenta el listado completo, resaltando en negrita la selección incluida dentro del algoritmo de optimización.

Tabla 4. Barras monitoreadas para el cumplimiento del valor mínimo del ESCR

Andes IIB_POI	Sol de los Andes
Cardones_POI	CUMBRE 220 kV B1
DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B1	Lasana 220 kV B1
Elena_POI	PEQ 220 KV
Las Salinas_POI	Río Escondido 220 kV
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV B1	S/E Usya 110kV
PF Gabriela_POI	ANDES (AES GENER) 220 kV B2
PF Pedro de Valdivia_POI	Don Antonio 220kV
Sol de Varas_POI	URIBE 110 kV B1
Valle Escondido_POI	SOLAR JAMA 220 kV B1
Amp Finis Terrae Etapa I_POI	CALAMA 110 kV B1
FV_CAMPOS_DEL_SOL_II_POI	CONEJO 220 kV B1(1)
EOL_TALTAL_PARINAS_POI	CARRERA PINTO 220 kV B1
FV Coya_POI	CAPRICORNIO 110 kV B1
FV_LALACKAMA_PARINAS_POI	FARELLÓN 220 kV B1
FV_VALLE_DEL_SOL_POI	Seccionadora Pallata 220 kV
FV_WILLKA_POI	Tap Chañares 110 kV
La cruz_POI	POZO ALMONTE 110 kV B1
PE Ckani_POI	CENTRAL LLANO DE LLAMPOS 220 kV B1(1)
PE_LLANOS_DEL_VIENTO_POI	PFV Los Loros
PV Tamaya Solar_POI	Terminal
Pampa Tigre_POI	Tap PV Salvador 110 kV
Sol de Atacama_POI	SAN ANDRÉS 220 kV B1
Sol de lila_POI 220 kV	PFV PAMPA SOL NOR 220 KV
Sol del desierto Fase I_POI	PFV Cerro Dominador 220 kV
Sol del desierto fase II_POI	CENTRAL LUZ DEL NORTE 220 kV B1
BOLERO 220 kV B1	MARÍA ELENA 220 kV B1
SAN SIMON 220 kV B2	CENTRAL JAVIERA 110 kV B1
VALLE DE LOS VIENTOS 110 kV B1	Lalackama_220
Parque Eolico Calama 220 kV B1	RANDE 220 kV B1
S/E Inca de Oro 220kV	PASTORA 220 KV
HADES 220 kV	ILLAPA 220 kV B1
PV Granja Solar 220 kV	S/E Matilla 220kV
PE Sarco SE 220 kV	

3.2.2 Optimización

Esta sección describe el proceso de optimización ejecutado para resolver el problema. Los resultados de las distintas optimizaciones se comparan en términos de la distribución de las contribuciones de potencia de cortocircuito en los nodos candidatos y de la suma total de dichas contribuciones. Dicha suma de potencias de cortocircuito no tiene un significado físico, sino que representa el valor de la función objetivo definida en la Sección 3.1.1 para la solución encontrada. Además, la suma de las potencias de cortocircuito se relaciona linealmente con la potencia nominal de los CS a instalar en la solución Estándar, de modo que al minimizar la suma de las contribuciones a las potencias de cortocircuito se está minimizando la potencia total a instalar en CS.

Potencia nominal versus potencia despachada de las centrales ERNC

Es importante destacar que en la solución C05 propuesta por el Coordinador (ver Tabla 6-5 de [2]), los ESCR se calcularon tomando como referencia la potencia despachada en las centrales ERNC, lo que conlleva que los ESCR alcancen valores superiores a los obtenidos si el cálculo se hiciese tomando la potencia nominal como referencia.

El cálculo del ESCR considerando como referencia la potencia nominal de las centrales ERNC se justifica para evitar su recálculo para cada una de las condiciones de operación posibles, de acuerdo al despacho de las centrales en cada condición de operación. Dicha forma de cálculo es más conservadora que la que utiliza las potencias despachadas y deriva en mayores requerimientos de medios de mitigación (por ejemplo, condensadores sincrónicos) para aumentar la fortaleza de la red. En el caso de buscar la localización óptima de condensadores sincrónicos se justifica también usar la potencia nominal para simplificar la cantidad de casos que sería necesario cubrir considerando todas las condiciones de operación posibles. Además, la contribución a la potencia de cortocircuito de este tipo de generación toma, por normal general, la potencia nominal como referencia. Por lo tanto, los índices ESCR aquí se calculan considerando como referencia la potencia nominal de las centrales ERNC en servicio.

Escenarios de operación

El proceso de optimización se realiza tomando como referencia el escenario de operación de día, por ser este el más exigente desde el punto de vista de la fortaleza de red. Los resultados propuestos tras este análisis serán verificados en el escenario de operación de noche.

Proceso de optimización

El proceso de optimización consiste en varias etapas, que se muestran de forma esquemática en la Figura 2.

El punto de partida corresponde a una combinación de compensación sincrónica que está basada en la solución C05 de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 (solución C05 de la Tabla 6-5 de [2]) que el Coordinador identificó como una de las soluciones con mayores probabilidades de implementación futura. Esta combinación inicial de potencias se modificó manualmente con el fin de asegurar que los ESCR en todas las barras monitoreadas fuesen iguales o superiores a 1,5, resultando la suma de contribuciones a la potencia de cortocircuito igual a 17900 MVA (o 2685 MVA de potencia instalada²). El objetivo de las dos primeras etapas de optimización (Opt1 y Opt2) es reducir la función objetivo acercándose al mínimo teórico global, pero sin emplear un tiempo excesivo en la ejecución del algoritmo. La suma de contribuciones a la potencia de cortocircuito se reduce hasta los 14238

² Asumiendo un generador sincrónico tipo con una reactancia subsincrónica de 0,15 p.u.

MVA y 14009 MVA tras cada una de las dos etapas, y se observa cómo el potencial de seguir reduciendo este valor disminuye, lo cual indica que el resultado corresponde a un mínimo local (o muy cercano al mismo).

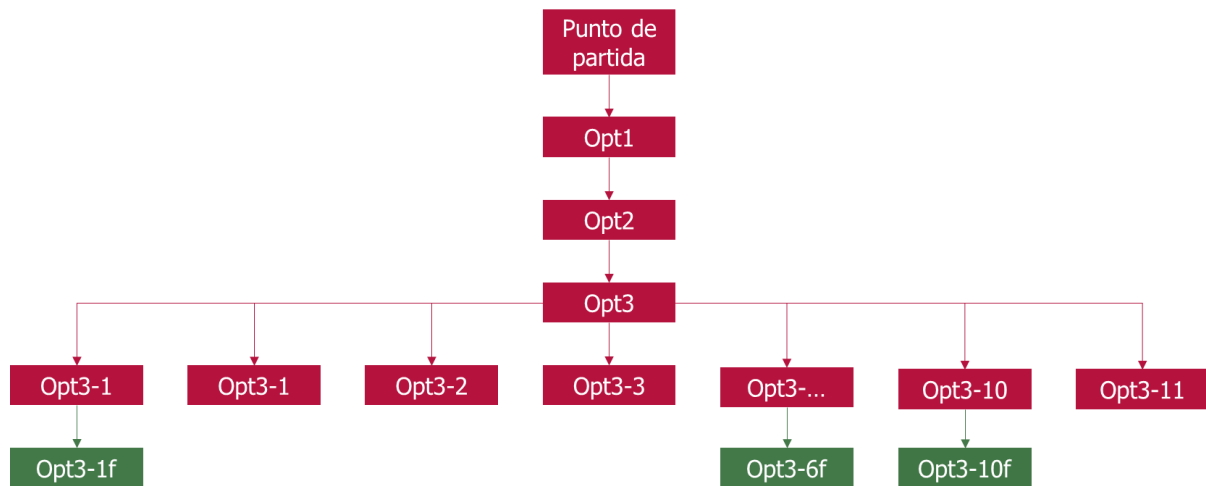


Figura 2. Proceso de optimización

La etapa 3 (Opt3) tiene como objetivo buscar otros mínimos locales que potencialmente puedan seguir reduciendo la función objetivo más allá de los 14009 MVA. Para ello, se activa el algoritmo Basin Hopping y se configura para realizar múltiples optimizaciones partiendo del mínimo local obtenido previamente, pero variando la combinación de compensación sincrónica en las barras candidatas en un rango entre 0 y 500 MVA nominales. Como resultado se obtienen 11 nuevos resultados que representan mínimos locales, con contribuciones a la potencia de cortocircuito que oscilan entre los 13938 MVA y los 34630 MVA. Los resultados detallados de esta optimización se incluyen en el anexo.

De todas ellas, se seleccionan las tres mejores soluciones (Opt3-1, Opt3-6 y Opt3-10), y se realiza una nueva optimización en las cuales se reduce el número de barras candidatas eliminando aquellas en las que la contribución a la potencia de cortocircuito sea inferior a 500 MVA. Este criterio está en línea con la estrategia del CEN, que ha mostrado interés en reducir el número de barras en las que finalmente se instalará compensación sincrónica (siempre y cuando esto no incremente de forma considerable el total de compensación mínima requerida) y de esta manera simplificar el proceso de licitación e ingeniería posterior en las subestaciones. De esta manera se obtienen las soluciones finales propuestas Opt3-1f, Opt3-6f y Opt3-10f, con contribuciones a la potencia de cortocircuito totales de 13990, 13976 y 14004 MVA, respectivamente.

La Figura 3 presenta los resultados parciales obtenidos tras cada una de las etapas de optimización. Se observa cómo el valor de la función objetivo va disminuyendo en cada una de las etapas de optimización hasta llegar a valores ligeramente por debajo de los 14000 MVA (unos 2100 MVA de potencia instalada) en las soluciones finalmente propuestas.

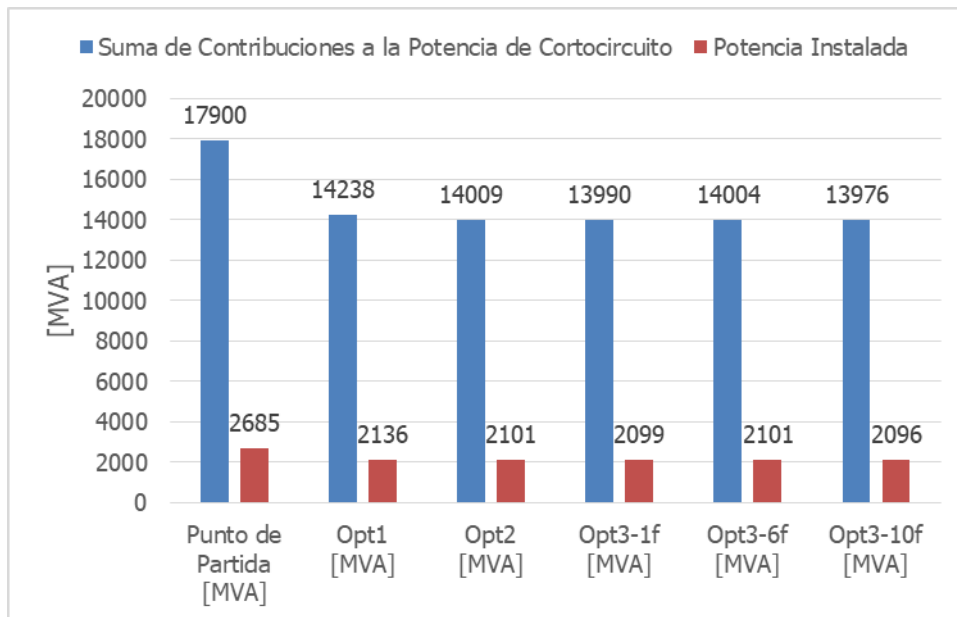


Figura 3. Resultados del proceso de optimización³

3.3 Discusión de los resultados

3.3.1 Compensación óptima para ESCR mínimo de 1,5

En esta sección se presenta un análisis detallado de las soluciones finales obtenidas tras el proceso de optimización (Opt3-1f, Opt3-6f y Opt3-10f).

La Tabla 5 muestra el detalle de los resultados por zona y barras en cada una de las soluciones propuestas. Se incluyen también los valores correspondientes al punto de partida, de forma que sea posible evaluar las ventajas de las soluciones propuestas. Del número total de barras candidatas (18), las soluciones proponen la instalación de compensación síncrona solo en 11 (Opt3-1f y Opt3-6f) o 12 de ellas (Opt3-10f).

Es importante resaltar que los resultados de la Tabla 5 se refieren en todos los casos a las contribuciones a la potencia de cortocircuito, excepto en la última fila de la tabla, en la que se

³ Respecto de los valores de potencia de cortocircuito adicionales calculados: en algunas tablas y gráficos de este informe aparece la suma total de los valores de potencia cortocircuito síncrono adicional requerido en cada una de las barras seleccionadas para la optimización. Esta suma debe entenderse como un indicador de lo óptimo de cada solución estudiada, y no como el incremento en el cortocircuito total en las barras escogidas. Los aportes requeridos para las barras seleccionadas en el proceso de optimización corresponden al aporte que deberá hacer el o los equipos adicionales a instalar en dicha barra, ante un cortocircuito trifásico sin impedancia de falla en la barra mencionada. Para calcular el incremento en el nivel de cortocircuito síncrono en una barra cualquiera del sistema eléctrico, no es correcto sumar algebraicamente los aportes individuales de los equipos en cada una de las barras seleccionadas (calculados, como ya se dijo, para un cc trifásico en dichas barras). Esto es así pues, naturalmente, dichas barras seleccionadas no corresponden a un mismo nodo eléctrico, si no que están separadas eléctricamente mediante sus respectivas impedancias de vinculación, y estas impedancias del sistema eléctrico deben considerarse en el cálculo de la potencia (o corriente) de cortocircuito síncrono en una barra cualquiera del sistema

muestra el equivalente en términos de potencia nominal de condensadores sincrónicos a instalar⁴ de acuerdo a la solución estándar.

Si bien las tres soluciones propuestas presentan ligeras variaciones en cuanto a las barras finalmente seleccionadas y la compensación mínima requerida, al agregar los resultados por zona se observa que las tres soluciones presentan mínimas diferencias, como se muestra en la Figura 4.

Tabla 5. Resultados de las soluciones finales propuestas (Opt3-1f, Opt3-6f y Opt3-10f)

Zona	Barra Candidata	Punto de Partida [MVA]	Opt3-1f [MVA]	Opt3-6f (óptima) [MVA]	Opt3-10f [MVA]
1	Roncacho 220 kV	0	0	0	0
	Nueva Pozo Almonte 220 kV	2000	776	603	623
2	Frontera 220 kV	0	0	0	0
	María Elena 220 kV	2000	2272	2562	1993
	Crucero 220 kV	0	0	0	704
	Miraje 220 kV	2000	1335	1823	1758
	Calama Nueva 220 kV	1000	1171	1286	1056
3	Nueva Zaldívar 220 kV	1200	883	0	0
	Zaldívar 220 kV	0	0	0	505
	Domeyko 220 kV	1000	721	503	701
	Likanantai 220 kV	0	0	940	0
	O'Higgins 220 kV	1200	723	653	931
	Parinas 220 kV B1	0	0	0	0
	El Cobre (ENGIE) 220 kV	500	1615	1282	1234
4	Diego de Almagro 110 kV	2500	506	535	653
	Illapa 220 kV	2500	2796	2381	2517
5	Algarrobal 220 kV	2000	1193	1436	1301
	Maitencillo 220 kV	0	0	0	0
Sk" Adicional TOTAL [MVA]		17900	13990	14004	13976
Potencia Instalada TOTAL [MVA]		2685	2099	2101	2096

Los ESCR en las barras monitoreadas (los puntos de interconexión de las centrales ERNC) se sitúan, para todas las soluciones propuestas, en valores iguales o superiores a 1,5. La distribución de los ESCR se muestra mediante diagramas de cajas en la Figura 5 y los resultados detallados por barra se incluyen en el Anexo 7.2. En los diagramas de caja los datos numéricos se dividen en cuartiles y se dibuja una caja entre el primer y el tercer cuartil, con una línea adicional dibujada a lo largo del segundo cuartil para marcar la mediana. Cuando los valores mínimos y máximos se encuentran fuera del primer y tercer cuartil, se representan con líneas.

La solución Opt3-6f, fue identificada por el Coordinador como la de mayor potencial para su futura implementación, por lo que de aquí en adelante nos referiremos a ella como la solución óptima.

⁴ Asumiendo una máquina sincrónica con una reactancia subsincrónica y reactancia del transformador de bloque total de 0,15 p.u.

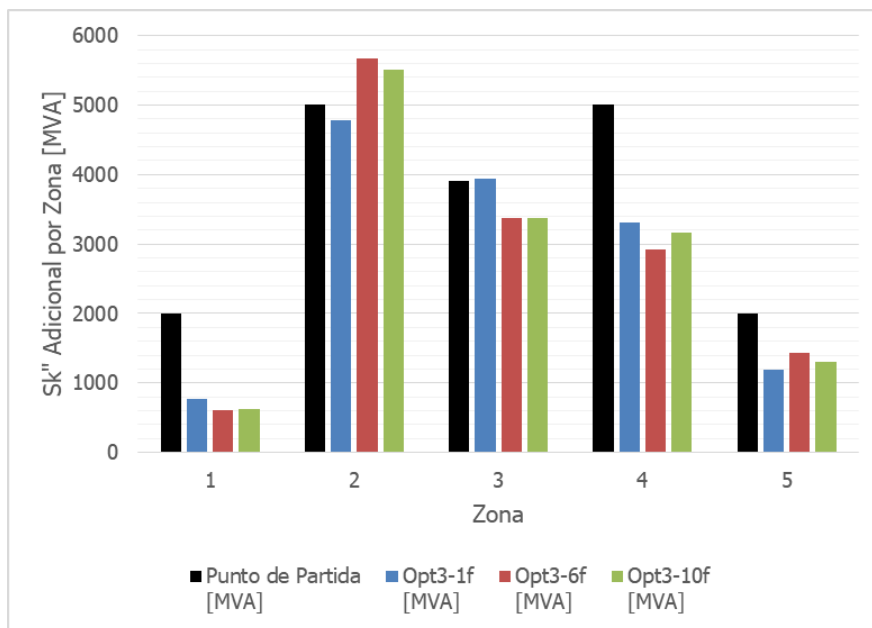


Figura 4. Compensación mínima requerida por zona en las soluciones propuestas

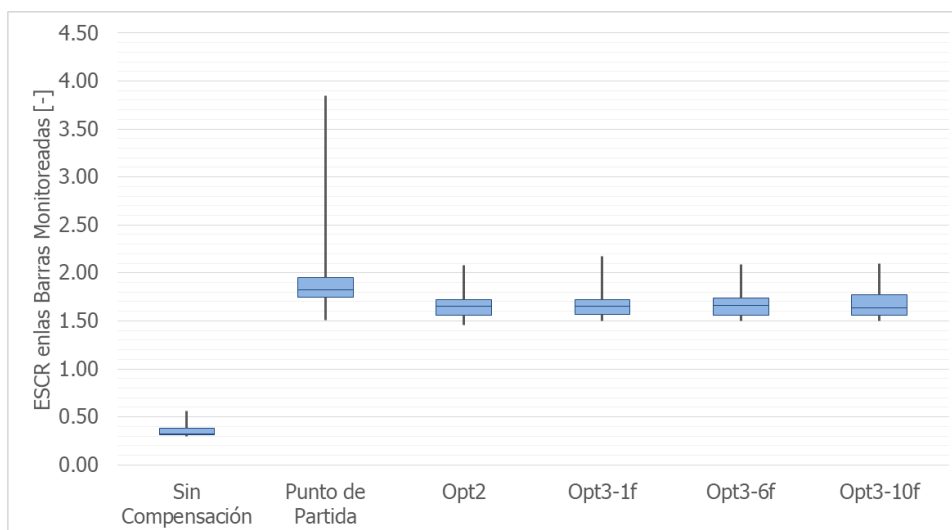


Figura 5. ESCR en las barras monitoreadas. Escenario de día 25T1

3.3.2 Verificación

3.3.2.1 Escenario de demanda mínima de noche

Se verifica la efectividad de las tres soluciones propuestas (Opt3-1f, Opt3-6f y Opt3-10f) para el escenario de operación de demanda mínima de noche, calculándose los ESCR en todos los puntos de conexión de generación ERNC⁵. Los resultados en la Figura 6 muestran cómo los niveles de ESCR aumentan considerablemente en comparación con los correspondientes al escenario de operación de

⁵ En el escenario de operación de noche únicamente están en operación nueve centrales ERNC, pero igualmente se verifican todos los POI relevantes en el escenario de día.

día, situándose en todos los casos muy por encima del límite mínimo de 1,5. Los valores obtenidos en cada una de las barras se incluyen en el Anexo 7.2.1.

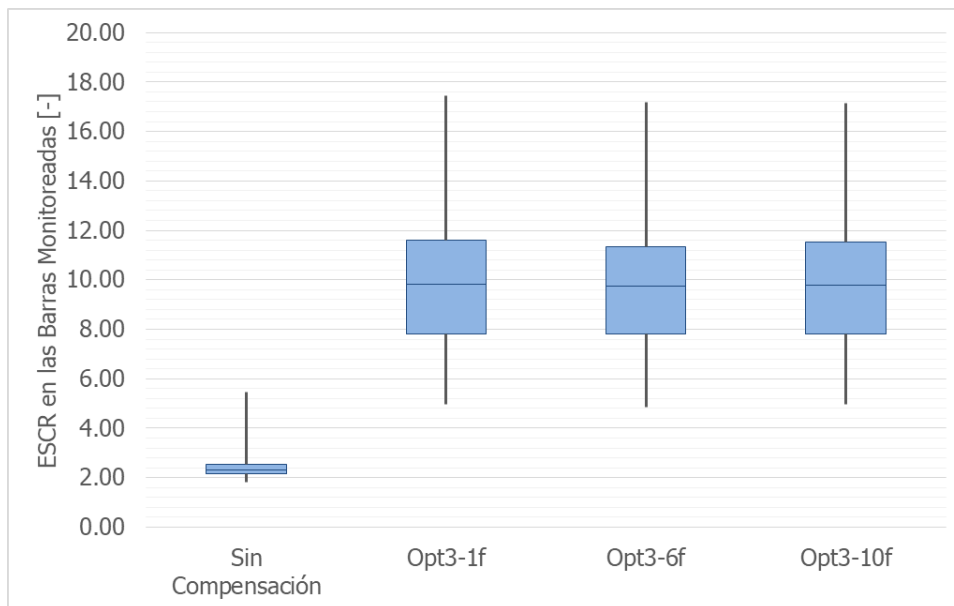


Figura 6. ESCR en las barras monitoreadas – escenario de operación de noche 25T2.

3.3.2.2 Región de Coquimbo

Las barras candidatas seleccionadas para la instalación de compensación sincrónica se definen tomando como referencia las consideradas en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 [2], a las que se agregaron cuatro barras propuestas por el Coordinador. Todas ellas están localizadas en las regiones del Norte Grande y Atacama, por ser éstas las que inicialmente están más expuestas a problemas potenciales de fortaleza de red. Sin embargo, la región adyacente de Coquimbo tiene también una gran cantidad de generación ERNC instalada que potencialmente podría provocar que los valores de ESCR se sitúen por debajo del valor mínimo de 1,5. Concretamente, en el escenario de operación de día (25T1), la generación ERNC en servicio alcanza un total de aproximadamente 1500 MW (potencia nominal).

En base a lo anterior, y tomando las soluciones propuestas como referencia (Opt 3-1f, Opt 3-6f y Opt 3-10f), se calcula el ESCR en todos los puntos de conexión de la generación ERNC a la red de transmisión en la región de Coquimbo, para el escenario de día 25T1. Los resultados se muestran en la Tabla 6, donde se observa cómo los valores superan en todas las barras el límite de 1,5 excepto en el punto de conexión del parque eólico San Juan, con valores entre 1,35 y 1,36.

El parque eólico San Juan tiene una potencia instalada total de 184,8 MW, distribuida en dos colectores donde se conectan 89,1 y 95,7 MW de generación con sus respectivos transformadores. Desde el punto de conexión en 220 kV sale la línea San Juan - Punta Colorada 220kV, de 83,3 km de longitud, que permite exportar la generación del parque al resto del sistema, presentando por tanto una topología de tipo radial.

Tabla 6. ESCR en los puntos de conexión de las centrales ERNC en las soluciones finales propuestas en el escenario de día 25T1 – región de Coquimbo

Punto de Conexión	Opt3-1f	Opt3-6f	Opt3-10f
DON HECTOR 220 kV B1	1,53	1,54	1,54
FV_PUNTA_DEL_VIENTO_POI	1,61	1,63	1,62
EOLICA_IPuntaSierra220_POI	1,86	1,87	1,86
S/E El Arrayán 220 kV	1,74	1,75	1,74
Nuevo Futuro_POI	1,53	1,54	1,54
SOLAR_FVNogales220_POI	2,91	2,92	2,91
Punta Sierra 220kV	1,86	1,87	1,86
CENTRAL TALINAY ORIENTE 220 kV B1	1,79	1,79	1,79
Central Canela II B1 220 kV	1,89	1,90	1,89
PF_LOS_NOGALES_POI	1,84	1,85	1,84
CENTRAL PARQUE EOLICO SAN JUAN 220	1,35	1,36	1,36
PE Punta Palmeras 220 kV B1	1,88	1,89	1,89
CHOAPA 110 kV B1	2,28	2,28	2,28
PF_COMBARBALA_POI	1,84	1,85	1,84
SOLAR_PIEMONTE_POI	1,84	1,85	1,84
PF_LLANOS_BLANCOS_II_POI	1,84	1,85	1,84
ESCR promedio [-]	1,85	1,86	1,85

Las siguientes alternativas permiten asegurar el cumplimiento de los requisitos de fortaleza de red en el punto de conexión del parque eólico San Juan:

- Aumentar la compensación en las barras candidatas** propuestas en las diferentes soluciones, siendo la de Algarrobal 220 kV la más cercana. Sin embargo, dicha barra se encuentra a unos 240 km del parque San Juan. Esta distancia hace que el aumento de la compensación en Algarrobal 220 kV tenga un efecto limitado sobre la fortaleza de red en el punto de conexión del parque, debiendo aumentar desde los 1193 MVA de contribución a la potencia de cortocircuito (solución Opt3-1f) hasta al menos 3000 MVA para alcanzar un ESCR de 1,5.
- Desconexión de turbinas eólicas en el parque eólico San Juan**, siendo necesario desconectar uno de los dos colectores para aumentar el ESCR hasta un valor de 1,5 en el escenario de operación de día (25T1)
- Instalar compensación sincrónica en alguna subestación cercana eléctricamente al punto de conexión al parque**. Los resultados de la siguiente tabla muestran el efecto considerable que tiene la distancia eléctrica al punto de conexión sobre la potencia de cortocircuito adicional requerida:

Punto de conexión en 220 kV	Distancia al parque (km)	Potencia de cortocircuito adicional (MVA)
Parque Eólico San Juan	0	110
Punta Colorada	83,3	575
Don Héctor	115	650

3.3.3 Análisis de sensibilidad

3.3.3.1 Subestación Diego de Almagro

Los resultados de las tres soluciones finales propuestas en el capítulo anterior (Opt3-1f, Opt3-6f y Opt3-10f) consideran en todos los casos la instalación de compensación sincrónica en la subestación Diego de Almagro, en un rango que oscila aproximadamente entre los 500 MVA y los 660 MVA de contribución a la potencia de cortocircuito.

Sin embargo, el Coordinador ha informado de la dificultad de disponer de espacio físico para la conexión de compensación sincrónica en dicha subestación. Por esta razón se ha realizado un análisis de sensibilidad para encontrar una alternativa que desplace la compensación sincrónica hacia otras barras candidatas, garantizando igualmente el cumplimiento de los requisitos en términos de ESCR.

Para ello se realizaron sendas optimizaciones partiendo de las soluciones Opt3-6f y Opt3-10f (Opt3-6f2 y Opt3-10f2), pero forzando en ambos casos que la compensación en la subestación Diego de Almagro fuese nula. Los resultados de estos análisis determinaron que sería necesario aumentar la compensación de forma muy considerable para cumplir con los valores mínimos necesarios de ESCR. Concretamente, la contribución a la potencia de cortocircuito pasaría de unos 14000 MVA a 27200 MVA (Opt3-6f2) y 32380 MVA (Opt3-10f2).

Existen varias razones que explican estos resultados. Por un lado, generación de tipo ERNC que se conecta en el nivel de tensión de 110 kV de la SE Diego de Almagro es relativamente elevada, alcanzando aproximadamente los 400 MW de potencia nominal. Por otro lado, el aporte a la potencia de cortocircuito en barras de 110 kV de la SE Diego de Almagro por parte de equipos de compensación conectados en 220 kV se reduce sensiblemente debido fundamentalmente a la impedancia de los transformadores 220/110 kV de dicha SE. Esta baja efectividad se traduce en que, por ejemplo, solo un 15 o 20% de la contribución a la potencia de cortocircuito prevista en la subestación Illapa 220 kV (a unos 30 km de Diego de Almagro) contribuiría a elevar el ESCR en caso de falla en barras de 110 kV de la SE Diego de Almagro.

La Figura 7 muestra la distribución de los ESCR en las barras monitoreadas para los siguientes tres casos de estudio:

- El primero de ellos corresponde a la solución propuesta Opt3-1f.
- En el segundo caso (Opt3-1f ALMAGRO OFF) se parte de la solución Opt3-1f y se elimina la compensación sincrónica prevista en la subestación Diego de Almagro 110 kV (506 MVA de contribución a la potencia de cortocircuito). Los resultados ya muestran cómo los ESCR en algunas barras disminuyen por debajo del límite de 1,5, situándose los valores más bajos en los puntos de interconexión de las centrales ERNC que se conectan directamente a Diego de Almagro 110 kV (e.g. Sol de Atacama, Sol de los Andes y Tap Chañares, entre otras).
- En el tercer caso de estudio (Opt3-1f ALMAGRO OFF + ILLAPA 5000 MVA) se parte del caso Opt3-1f ALMAGRO OFF y se fuerza la conexión de compensación sincrónica en la subestación Illapa 220 kV (la más cercana a Diego de Almagro de entre todas las barras candidatas) con 5000 MVA de contribución a la potencia de cortocircuito. Los resultados muestran cómo, pese a la contribución masiva a la potencia de cortocircuito, ésta no resulta efectiva en el nivel de 110 kV de Diego de Almagro, y los ESCR siguen por debajo del valor mínimo permitido.

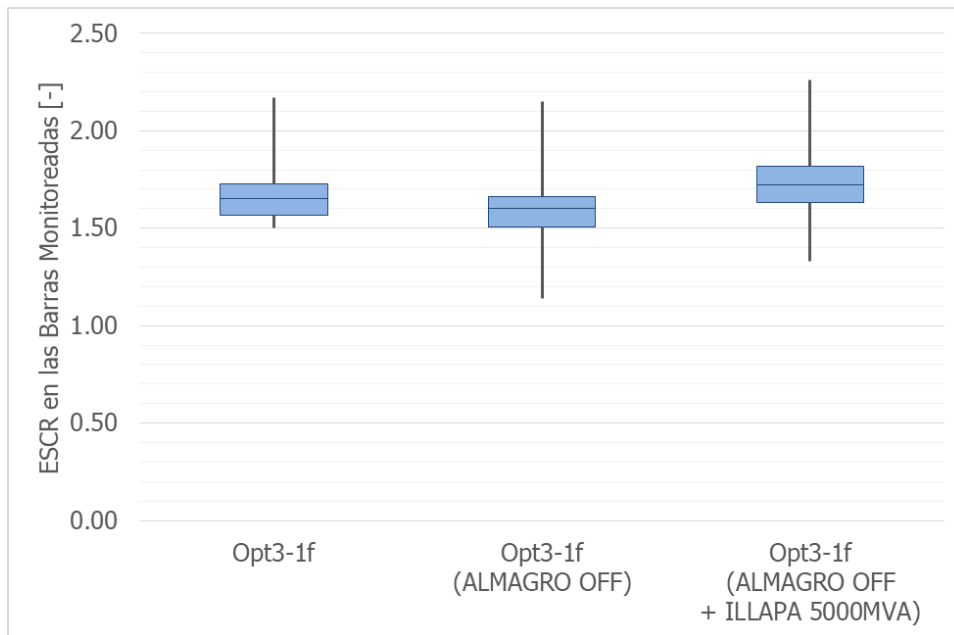


Figura 7. ESCR en el análisis de sensibilidad en la subestación Diego de Almagro. Escenario de día 25T1

En base a estos resultados se concluye que no es posible encontrar una solución con una potencia instalada total de compensación sincrónica similar o al menos cercana a las soluciones propuestas que no incluya la subestación Diego de Almagro 110 kV entre las barras candidatas, con una contribución a la potencia de cortocircuito en esta barra que se sitúa en un rango entre los 500 MVA y los 660 MVA.

En un análisis de sensibilidad adicional se ha evaluado la factibilidad de desplazar esta compensación sincrónica a otras barras de 110 kV aledañas a la subestación Diego de Almagro, concretamente las siguientes:

- Tap Chañares 110 kV
- S/E Central Emelda
- Andes Generación_110

Los resultados muestran cómo los ESCR varían de forma marginal al desplazar la compensación sincrónica inicialmente prevista en la subestación Diego de Almagro 110 kV a cualquiera de las tres barras candidatas adicionales anteriores, y por tanto, resultan soluciones igualmente válidas. Para el análisis se ha utilizado la solución Opt3-1f como punto de partida, pero las conclusiones son igualmente válidas en las otras dos soluciones propuestas (Opt3-6f y Opt3-10f).

3.3.3.2 Influencia de la potencia ERNC en el cálculo del ESCR

Tal y como se explica en la Sección 3.1.1, las soluciones propuestas los ESCR se calcularon tomando como referencia la potencia nominal de las centrales ERNC, lo que incrementa la compensación mínima requerida si se compara con el cálculo utilizando la potencia despachada, que siempre tiene un valor igual o inferior a la anterior. Esta hipótesis de trabajo se considera más cercana a la realidad ya que los controles de los inversores en general consideran la potencia nominal como referencia para determinar la contribución a la potencia de cortocircuito de la generación ERNC.

Sin embargo, el uso de la potencia despachada para el cálculo del ESCR está justificada en el caso de estudios de planificación en los que existe una incertidumbre relativamente elevada en cuanto a las

centrales ERNC que realmente estarán en operación. Este criterio fue el que se aplicó en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 [2], donde las soluciones encontradas se situaban en torno a los 10000 MVA de contribución a la potencia de cortocircuito en el sistema (equivalentes a aproximadamente 1500 MVA de potencia total nominal de condensadores sincrónicos a instalar).

La Figura 8 muestra la distribución de los ESCR en las barras monitoreadas correspondiente a la solución C05 de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 (Tabla 6-5 de [2]). Al utilizar la potencia instalada de la generación ERNC en servicio como referencia en el cálculo de los ESCR, se observa cómo éstos se sitúan por debajo del umbral de 1,5 en la mayoría de los casos. Sin embargo, al utilizar la potencia generada como referencia, los valores aumentan hasta situarse en todos los casos por encima de 1,5, excepto en algunas barras concretas donde la diferencia es marginal.

Finalmente, se aplicó el algoritmo de optimización, pero considerando la potencia generada por las centrales ERNC como referencia para el cálculo de los ESCR. La solución óptima encontrada que se presenta en la Tabla 7 (columna C05-Opt1) comprende una reducción de la contribución a la potencia de cortocircuito requerida en el sistema de 10000 MVA a 9581 MVA (equivalentes a aproximadamente 1437 MVA de potencia total a instalar en condensadores sincrónicos). La Figura 8 muestra que los ESCR calculados considerando los aportes de cortocircuito de dicha solución en todos los casos se encuentran por encima de 1,5. Por lo tanto, se verifica que la solución C05 propuesta en [2] efectivamente corresponde a una solución cercana a la óptima cuando se utiliza la potencia inyectada como referencia en el cálculo de los ESCR.

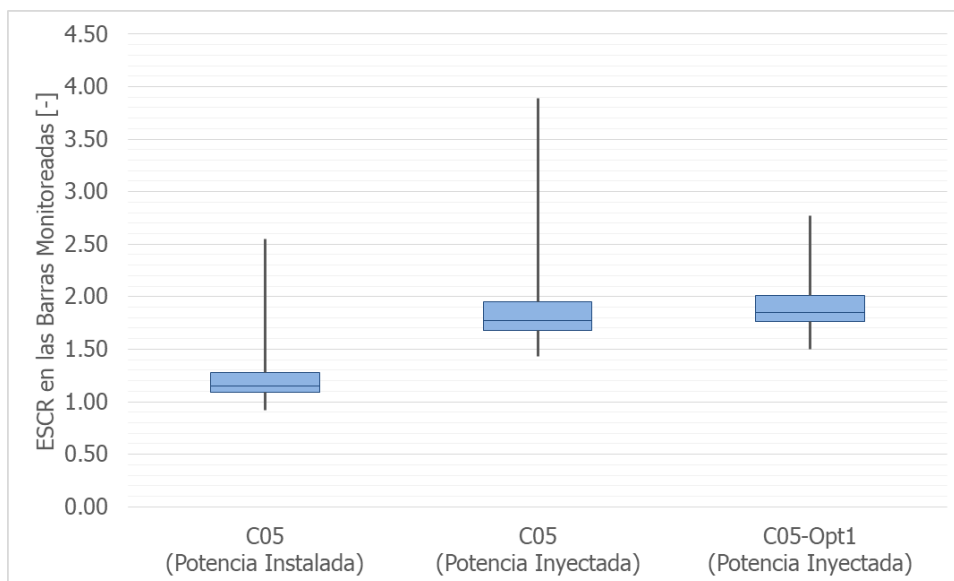


Figura 8. ESCR en las barras monitoreadas - Análisis de sensibilidad utilizando la potencia despachada en la solución C05 de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022

Tabla 7. Solución C05 propuesta (utilizando potencia inyectada en el cálculo de los ESCR) junto con el resultado de la optimización

Zona	Barra Candidata	C05 [MVA]	C05-Opt1 [MVA]
1	Roncacho 220 kV	0	0
	Nueva Pozo Almonte 220 kV	2000	639
2	Frontera 220 kV	0	0
	María Elena 220 kV	2000	2518
	Crucero 220 kV	0	0
	Miraje 220 kV	2000	2530
	Calama Nueva 220 kV	0	0
3	Nueva Zaldívar 220 kV	667	687
	Zaldívar 220 kV	0	0
	Domeyko 220 kV	667	763
	Likanantai 220 kV	0	0
	O'Higgins 220 kV	0	0
	Parinas 220 kV B1	0	0
	El Cobre (ENGIE) 220 kV	0	0
4	Diego de Almagro 110 kV	0	0
	Illapa 220 kV	1333	1944
5	Algarrobal 220 kV	1333	500
	Maitencillo 220 kV	0	0
Sk" Adicional TOTAL [MVA]		10000	9581
Potencia Instalada TOTAL [MVA]		1500	1437

3.3.3.3 Reducción del número de barras monitoreadas

La metodología de optimización de las contribuciones adicionales de potencia de cortocircuito está basada en el cumplimiento de los requisitos mínimos de fortaleza de red (en términos de ESCR) en todos los puntos de conexión a la red de transmisión de las centrales ERNC situadas en las regiones de interés (Norte Grande y Atacama). Para cada una de las soluciones propuestas se identifican barras que se pueden considerar como "limitantes", ya que no permiten reducir el monto total de compensación manteniendo el ESCR por encima del valor mínimo de 1,5. En esta sección se analiza el impacto en las soluciones propuestas de eliminar estas barras limitantes del conjunto de barras monitoreadas.

El CEN ha informado que la reserva para el control primario de frecuencia actualmente se calcula para soportar una desconexión intempestiva de hasta 400 MW de generación sin que se active el esquema de desconexión automática de carga (EDAC) por baja frecuencia. Esto implica que el sistema podría soportar la desconexión de generación ERNC hasta un máximo de 400 MW debido a fallas en la red cercanas a centrales ERNC en cuyos puntos de conexión el ESCR es menor a 1,5. Dicho de otra manera, se podría tolerar un ESCR menor a 1,5 en barras monitoreadas en las que la generación ERNC total que potencialmente podría desconectarse debido a una falla sea inferior a 400 MW.

En este contexto, se encuentran dos aspectos importantes para analizar el impacto que tendrían las desconexiones de generación ERNC debido a una fortaleza de red insuficiente. Por un lado, la potencia de referencia a comparar con el límite de 400 MW corresponde al total de generación con

inversores de potencia conectados a la barra donde se calcula el ESCR, que llamaremos generación ponderada. La potencia ponderada incluye no solo a la generación ERNC conectada directamente a dicha barra, sino también a aquella eléctricamente cercana (calculada a través de los factores de interacción), y corresponde al denominador de la siguiente fórmula utilizada para el cálculo del ESCR:

$$ESCR_j = \frac{SCC_j}{\sum_{k=1}^{N_{IBR}} (IF_{jk} \times P_k)}$$

Por otro lado, en el caso de que existan varias barras con valores de ESCR inferiores a 1,5, se compara separadamente la generación ERNC ponderada en cada una de ellas con el límite de 400 MW, pero no el valor agregado de todas ellas. Esto se justifica teniendo en cuenta que, en términos prácticos, se está evaluando el comportamiento del sistema en caso de que se produzca un cortocircuito, y sería poco realista asumir que se producen varios cortocircuitos de forma simultánea.

Para el análisis se toman las tres soluciones propuestas (Opt3-1f, Opt3-6f y Opt3-10f) como punto de partida, y se identifican aquellas barras "limitantes" (con un ESCR igual o ligeramente superior a 1,5) en las que la generación ponderada es inferior a 400 MW. El listado se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 8. Soluciones propuestas – barras limitantes con generación ERNC conectada inferior a 400 MW

Barra	Opt3-1f		Opt3-6f		Opt3-10f	
	Generación ponderada [MW]	ESCR [-]	Generación ponderada [MW]	ESCR [-]	Generación ponderada [MW]	ESCR [-]
Sol de Atacama_POI	290,2	1,52	294	1,51	281,8	1,6
URIBE 110 kV B1	309,3	1,5	309,1	1,5	305,1	1,52
PFV Los Loros	295,8	1,5	296	1,5	295,9	1,5

Partiendo de las soluciones Opt3-1f, Opt3-6f y Opt3-10f se obtuvieron las soluciones Opt3-1f-1, Opt3-6f-2 y Opt3-10f-2, respectivamente, realizando nuevas optimizaciones en las que se eliminan las barras limitantes del conjunto de barras monitoreadas. Los resultados en la Figura 9 muestran cómo la compensación total se reduce entre un 2,7% y un 3,7% con respecto al valor inicial.

En todos los casos, los ESCR en los puntos de conexión de generación ERNC se sitúan en valores iguales o superiores al límite de 1,5 salvo en las barras identificadas anteriormente, donde se incumple de forma marginal tal y como se muestra en la Tabla 9.

En el Anexo 7.4 se incluyen resultados detallados tanto de la compensación mínima requerida en cada una de las barras candidatas como los valores de ESCR en los puntos de conexión de generación ERNC.

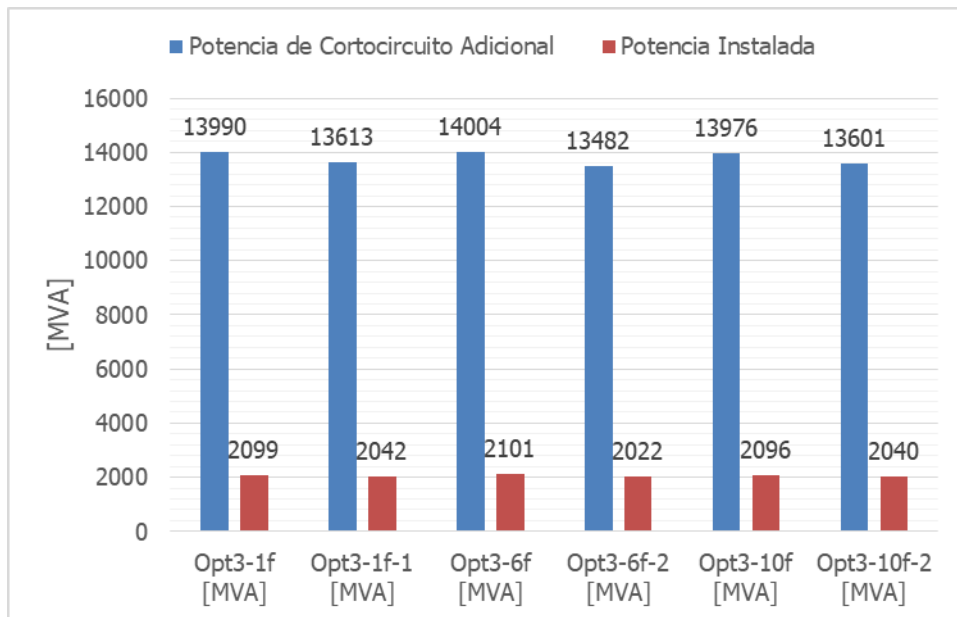


Figura 9. Compensación mínima requerida para cada una de las soluciones propuestas

Tabla 9. Puntos de conexión de generación ERNC con valores de ESCR inferiores a 1,5

Barra	Opt3-1f-1		Opt3-6f-2		Opt3-10f-2	
	Generación ERNC [MW]	ESCR [-]	Generación ERNC [MW]	ESCR [-]	Generación ERNC [MW]	ESCR [-]
Sol de Atacama_POI	290,2	1,49	294,0	1,53	281,8	1,55
URIBE 110 kV B1	309,3	1,44	309,1	1,45	305,1	1,50
PFV Los Loros	295,8	1,49	296,0	1,48	295,9	1,49

3.3.3.4 Sensibilidad ESCR a Potencia Nominal o Despachada

Respecto de la solución propuesta en Tabla 5, y tomando como base la solución Opt3-6f, partiendo de una priorización con criterio experto entregada por el Coordinador, se seleccionaron los nodos más relevantes para la fortaleza de red del sistema y que además tienen los mayores requerimientos de potencia de cortocircuito. Así, el listado resultante de esta priorización, con miras a su posible implementación se incluye en la Tabla 10.

Finalmente, con estos CCSS se volvieron a calcular los índices de fortaleza de red ESCR utilizando como criterio en el cálculo del factor de interacción la potencia generada de cada parque. Se verificó que la fortaleza de red en las barras monitoreadas se encuentra sobre el valor mínimo de ESCR de 1,5, siendo los valores mínimo y promedio 1,62 y 2,05, respectivamente.

Tabla 10. Selección de un subgrupo de barras candidatas resultantes del proceso de optimización

Zona	Barra Candidata	Potencia de Cortocircuito [MVA]	Potencia instalada en CCSS equivalentes [MVAR]
2	María Elena 220 kV	2562	384
	Miraje 220 kV	1823	274
	Calama Nueva 220 kV	1286	193
3	Likanantai 220 kV	940	141
	El Cobre (ENGIE) 220 kV	1282	192
4	Illapa 220 kV	2381	357

3.3.3.5 Sensibilidad al valor mínimo de ESCR

Este análisis de sensibilidad busca poner en relación la cantidad necesaria de compensación sincrónica en función del valor de ESCR mínimo aceptado en la solución. Para ello, se repitió el proceso de optimización considerando ahora un ESCR mínimo de 1,3. Las soluciones encontradas se muestran en la siguiente tabla, correspondiendo la optimización Opt 4.3.1 a la solución óptima.

Tabla 11: Potencia de cortocircuito adicional requerida en las barras candidatas para alcanzar un ESCR mínimo de 1,3.

Zona	Barra Candidata	Opt 4.0	Opt 4.1	Opt 4.2	Opt 4.3	Opt 4.3.1 (óptima)
		Sk'' [MVA]				
1	Roncacho 220 kV	140	0	0	0	0
	Nueva Pozo Almonte 220 kV	918	870	824	660	678
2	Frontera 220 kV	275	0	0	0	0
	María Elena 220 kV	397	1268	951	1564	1540
	Crucero 220 kV	130	0	0	0	0
	Miraje 220 kV	1106	1150	1083	1353	1354
	Calama Nueva 220 kV	1252	1090	1231	1101	1001
3	Nueva Zaldívar 220 kV	141	0	0	0	0
	Zaldívar 220 kV	0	0	0	0	0
	Domeyko 220 kV	174	29	316	10	0
	Likanantai 220 kV	1329	553	662	511	542
	O'Higgins 220 kV	865	1251	1018	1127	1137
	Parinas 220 kV B1	552	0	0	0	0
	El Cobre (ENGIE) 220 kV	965	1512	1695	1384	1424
4	Diego de Almagro 110 kV	700	498	689	414	421
	Illapa 220 kV	1267	1804	2037	1936	1913
5	Algarrobal 220 kV	807	795	559	751	763
	Maitencillo 220 kV	577	0	0	0	0
TOTAL Sk'' [MVA]		11595	10820	11065	10811	10773
CCSS a instalar [MVA]		1739	1623	1660	1622	1616

Mientras que un $ESCR_{min} = 1,5$ requiere de la instalación de 2101 MVA de compensación sincrónica según la solución óptima Opt3-6f de la Tabla 5, se requeriría de la instalación de 1616 MVA de condensadores sincrónicos para alcanzar un $ESCR_{min} = 1,3$ según la solución óptima Opt 4.3.1 de la Tabla 11, lo representa una reducción de aproximadamente un 23% de compensación.

Se hace notar que la relación entre $ESCR_{min}$ y cantidad de compensación no es lineal, por lo que no será correcto extrapolar esta relación para otros valores de ESCR. No obstante, este análisis de sensibilidad da un orden de magnitud de la tasa de cambio entre ambas variables.

3.3.4 Resumen comparativo

A modo de resumen de los resultados discutidos, la Tabla 12 presenta en comparación la potencia de cortocircuito (Sk'' en MVA), la relación de cortocircuito equivalente ESCR y la generación ERNC ponderada (en MW) en barras selecciones del SIN para los siguientes tres escenarios:

- a) Escenario original 25T1 sin compensación sincrónica
- b) Solución óptima Opt 3.6f según la Tabla 5 para $ESCR_{min}=1,5$
- c) Solución óptima Opt 4.3.1 según la Tabla 11 para $ESCR_{min}=1,3$

Resultados de soluciones intermedias en el proceso de optimización se detallan en el Anexo 7.2.

Tabla 12: Potencia de cortocircuito (SHC en MVA), relación de cortocircuito equivalente ESCR y generación ERNC ponderada (WP en MW) en barras seleccionadas para: a) escenario original sin compensación sincrónica(25T1_V2), b) solución óptima Opt 3.6f para ESCR min= 1,5 y c) solución óptima Opt 4.3.1 para ESCRmin= 1.3.

Grid	Substation	Bus	Un(kV)	Sin CCSS (25T1_V2 original)			OPT-3.6f (ESCRmin=1,5)			OPT-4.3.1 (ESCRmin=1,3)		
				SHC(MVA)	ESCR	WP(MW)	SHC(MVA)	ESCR	WP(MW)	SHC(MVA)	ESCR	WP(MW)
00-Norte Grande		PF Gabriela_POI	220	965,1	0,31	3073,4	1430,2	1,50	950,6	1413,3	1,31	1076,1
00-Norte Grande		S/E Matilla 220kV	220	874,4	0,30	2871,4	1340,2	1,50	893,5	1324,8	1,30	1019
00-Norte Grande		URIBE 110 kV B1	110	405,7	0,32	1276,9	463,7	1,50	309,1	461,9	1,30	355,3
01-Atacama	S/E Los Loros	PARQUE SOLAR LOS LOROS	110	424,5	0,49	859,2	444	1,50	296	441,5	1,30	339,6
00-Norte Grande	Parinacota	PARINACOTA 220 kV B1	220	520,1	0,30	1738,1	694,9	1,51	459,6	696,1	1,34	519
01-Atacama		PE Sarco SE 220 kV	220	1138,4	0,46	2485,2	1302,4	1,51	859,8	1277,1	1,31	978,4
01-Atacama		Sol de Atacama_POI	110	378	0,47	800,5	442,8	1,51	294	433,8	1,30	333
01-Atacama		CONEJO 220 kV B1(1)	220	802,6	0,42	1919	977,3	1,52	644,3	958,9	1,30	737,2
00-Norte Grande		Las Salinas_POI	220	1331,3	0,31	4269,3	2411,7	1,53	1572,4	2344,7	1,32	1779
02-Coquimbo	S/E Don Héctor	DON HECTOR 220 kV B1	220	2729,7	0,48	5699,7	3665,9	1,54	2374	3513,5	1,34	2612,6
00-Norte Grande	Central Eólica VdV	VALLE DE LOS VIENTOS	110	644	0,32	1991,4	877,4	1,56	562,8	854,2	1,30	657
00-Norte Grande		PV Tamaya Solar_POI	110	780,4	0,32	2435,7	1046,1	1,57	664,8	1024,7	1,31	784,1
00-Norte Grande		Seccionadora Pallata 220 kV	220	1051,4	0,32	3284,7	1612,5	1,61	1004	1564,5	1,34	1171,8
00-Norte Grande	Pozo Almonte 110	POZO ALMONTE 110 kV B1	110	434,3	0,30	1461,7	541,1	1,63	331,5	542	1,44	376,1
00-Norte Grande	S/E San Simón 220kV	SAN SIMON 220 kV B2	220	1187,1	0,31	3851,3	2172,8	1,64	1328,1	2113,9	1,39	1525,9
01-Atacama	S/E Cardones	CARDONES 220 kV B1	220	3043,1	0,40	7645,3	5998,4	1,64	3647,4	5490	1,38	3974,9
00-Norte Grande	Double Busbar	B1 Challacollo 220 kV	220	935,8	0,30	3109,6	1502,3	1,65	912,4	1482,3	1,40	1056,3
00-Norte Grande	Lagunas 220	LAGUNAS 220 kV B1	220	1337,5	0,30	4431,5	2966,8	1,66	1791,8	2889,3	1,41	2045,1
01-Atacama		PARQUE EOLICO TALTAL	220	1885,9	0,33	5748,3	3774,1	1,66	2267,6	3547,6	1,37	2587,4
12-SIC-SING	SE Parinas 220	Parinas 220 kV B1	220	1941,5	0,33	5945,4	4030,5	1,66	2423,9	3772,8	1,37	2754,5
00-Norte Grande	Andes 220	ANDES (AES GENER) 220 kV B1	220	1493,4	0,31	4837,3	3169,6	1,67	1895,4	2872,1	1,34	2138,1
00-Norte Grande	Andes 220	ANDES (AES GENER) 220 kV B2	220	1493,4	0,31	4837,3	3169,6	1,67	1895,4	2872,1	1,34	2138,1

06-Troncal_Qui-Cha	Cumbre 220	CUMBRE 220 kV B1	220	2702,7	0,37	7308,7	5869,7	1,68	3498	5432,2	1,41	3858,7
00-Norte Grande	SE Capricornio 220(1)	J1	220	1320,5	0,31	4217,8	2336,4	1,69	1385,3	2291,3	1,45	1584,1
00-Norte Grande	El Abra	EL ABRA 220 kV B1	220	1199,2	0,33	3588,2	1881,1	1,73	1087,6	1821,3	1,43	1276,7
01-Atacama	One-and-a-half Busbar (A)	ILLAPA 220 kV B1	220	2352,4	0,37	6434,7	6088,8	1,73	3521,3	5415,3	1,43	3775,8
12-SIC-SING	SE Parinas 500	Parinas 500 kV B1	500	2788,1	0,34	8176,8	7750	1,73	4486	7117,2	1,44	4939,9
12-Zona Interconexión	Cumbre 500	CUMBRE 500 kV B1	500	3319,2	0,38	8761,8	8122,9	1,74	4677,3	7430,3	1,46	5098,7
12-SIC-SING	SE LOS CHANGOS	LOS CHANGOS 500 kV B1	500	2523,5	0,33	7731,8	7745,1	1,75	4423,8	7109,7	1,46	4874,2
12-Zona Interconexión	Nueva Cardones 500kV	NUEVA CARDONES	500	3686,1	0,41	9078	8169,7	1,75	4658,6	7472	1,48	5058,4
00-Norte Grande	SE Kimal 500kV	KIMAL 500 kV B1	500	2271,1	0,32	7202	7105,4	1,77	4020,4	6452,2	1,45	4439,2
00-Norte Grande	SE Kimal 220kV	KIMAL 220 kV B1	220	2119,9	0,30	7080,8	9163,8	1,79	5117,7	7734,1	1,45	5349,9
01-Atacama	S/E Maitencillo	MAITENCILLO 220 kV B1	220	3526,3	0,46	7624,7	6081,2	1,79	3395,8	5561,2	1,51	3694
02-Coquimbo	TalinayAT	CENTRAL TALINAY ORIENTE	220	2235,1	0,59	3786,8	2539,1	1,79	1415,1	2501,3	1,59	1571,8
02-Coquimbo	S/E Pan de Azucar	PAN DE AZUCAR 110 kV B1	110	1896,9	0,54	3495,1	2192,1	1,85	1187,6	2155,5	1,61	1340,2
02-Coquimbo	S/E Punta Sierra	PUNTA SIERRA 220 kV B1	220	3153,6	0,61	5184,7	3756	1,87	2013,1	3679,9	1,66	2221,8
12-Zona Interconexión	Nueva Maitencillo 500 kV	NUEVA MAITENCILLO	500	4423,4	0,48	9233,1	8180,7	1,89	4318,3	7568,6	1,61	4701,4
00-Norte Grande	Miraje	MIRAJE 220 kV B1	220	1925,4	0,30	6363,9	7211	1,94	3723,9	6241,9	1,55	4039,6
00-Norte Grande	Miraje	MIRAJE 220 kV B1	220	1925,4	0,30	6363,9	7211	1,94	3723,9	6241,9	1,55	4039,6
12-Zona Interconexión	Nueva Pan de Azúcar 500 kV	NUEVA PAN DE AZUCAR	500	5173,3	0,56	9297,8	8295	2,06	4034,3	7824,9	1,77	4421,2
06-Troncal_Qui-Cha	S/E Quelentaro	QUELENTARO 110 kV B1	110	941,7	0,94	997	957,9	2,38	401,9	956,5	2,21	433,7
04-Enel Distribución	S/E Santiago Solar	CENTRAL SANTIAGO SOLAR	110	1053,1	0,98	1073,3	1073,3	2,64	406,8	1071,5	2,42	443,3
03-Chilquinta-Aconcagua	S/E Quilapilun	CENTRAL QUILAPILÚN	220	3192,5	0,98	3259,9	3390,9	2,81	1207,6	3370,3	2,54	1328,3
03-Chilquinta-Aconcagua	S/E Los Maquis	LOS MAQUIS 220 kV B1	220	2881,4	1,02	2819,9	3023,4	2,85	1061,9	3008,7	2,58	1165,4
06-Troncal_Qui-Cha	S/E Polpaico	POLPAICO (TRANSELEC)	500	8304,6	0,88	9485,2	10572,1	2,91	3628	10285,9	2,56	4010,1
02-Coquimbo	S/E Nogales	NOGALES 220 kV B1	220	5268,6	0,95	5535,1	5924,3	2,92	2030	5852	2,61	2240,9
04-Enel Distribución	S/E Lampa	LAMPA 220 kV B1	220	5835,4	1,00	5812,8	6564,6	3,11	2108	6485,5	2,78	2329,4
06-Troncal_Qui-Cha	S/E Lo Aguirre 500 kV	LO AGUIRRE 500 kV B1	500	8973,1	0,97	9285,5	11072,2	3,17	3492,2	10816,2	2,80	3862,7
04-Enel Distribución	S/E Polpaico-CHI	B110-2	110	1481,1	1,09	1356	1519,2	3,30	460,8	1515,8	2,98	508,6



06-Troncal_Qui-Cha	S/E Alto Jahuel	ALTO JAHUEL 500 kV B1	500	9756,5	1,10	8881,8	11618	3,56	3263,2	11401	3,15	3614,4
05-Colbún	S/E Maipo	MAIPO 220 kV B1	220	8769,1	1,23	7150,1	9969,4	3,89	2562,5	9840,7	3,47	2835,4
06-Troncal_Qui-Cha	S/E Ancoa	ANCOA 500 kV B1	500	10062,5	1,32	7636,4	11368,1	4,20	2703,6	11224	3,74	3004,9
06-Troncal_Qui-Cha	S/E Nueva Charrúa 500	ENTRE RIOS 500 kV B1	500	9054,4	1,44	6289,6	9886	4,51	2193,9	9797,3	4,01	2440,8
08-Charrúa	S/E Charrua	CHARRUA 500 kV B1	500	9144,5	1,46	6284,3	9971,2	4,54	2195,2	9883	4,05	2441,6
08-Charrúa	S/E Charrua	CHARRUA 220 kV B1	220	8805,3	1,72	5107,8	9335	5,22	1789,1	9282,2	4,68	1983,5
10-Araucanía	S/E Rio Malleco(1)	RIO MALLECO 220 kV B1	220	3730,8	1,97	1890,5	3790,6	5,23	725,3	3785	4,78	791,5
10-Araucanía	S/E Mulchén	MULCHEN 220 kV B1	220	5941,3	1,95	3054	6107,8	5,35	1141	6092	4,87	1251,5
10-Araucanía	SE El Rosal(1)	El Rosal 220 kV B1	220	4449,5	1,82	2446,1	4565,9	5,42	843,2	4555,1	4,88	934,1
09-Concepción	S/E Hualpen	HUALPEN 220 kV B1	220	2841,3	1,80	1575,1	2890,5	5,58	518,4	2886,1	5,00	577,3

3.4 Verificación de la respuesta dinámica

El ESCR es un indicador conservador de la fortaleza de red adecuado para estudios de planificación de red. Cuando $1,5 \leq \text{ESCR} \leq 3$ los posibles riesgos de interacción entre inversores en el sistema pueden mitigarse mediante el ajuste de los parámetros del control de los inversores, mientras que con un $\text{ESCR} < 1,5$ no pueden descartarse problemas locales de estabilidad [6].

Se debe destacar que los inversores seguidores de red actualmente disponibles en el mercado suelen utilizar estrategias propias del fabricante para mejorar la estabilidad del control aún en condiciones de baja potencia de cortocircuito (congelamiento de la señal de referencia, filtrado, aumento de la ganancia del PLL, etc.). Para capturar estas características resulta necesaria una simulación de transitorios electromagnéticos (EMT), con modelos EMT específicos de fabricante. Dicha simulación podrá entonces confirmar si el inversor operará de manera estable aún en condiciones de fortaleza de red baja o detectar posibles inestabilidades. Los modelos dinámicos para la simulación de transitorios electromecánicos (RMS) de los que actualmente dispone el Coordinador no capturan estas características y por lo tanto no es posible realizar este tipo de análisis en el marco de este estudio. Con ello, aún en el caso que el sistema en su conjunto resultara estable en las simulaciones RMS, no se pueden descartar inestabilidades locales en la medida que no se garantice una fortaleza de red adecuada en el SEN.

En este contexto, se verificó el desempeño dinámico (RMS) del sistema en su conjunto para el escenario 25T1 de demanda alta de día considerando la solución Estándar correspondiente a la solución óptima (Opt3-6f). Se simularon las contingencias de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV definidas en el Anexo 7.7. Las adecuaciones realizadas sobre los modelos dinámicos de la BD se describen en el Anexo 7.8. El Anexo 7.9 presenta los resultados para una combinación alternativa de CS propuesta por el Coordinador en la Sección 3.3.3.4.

La solución Estándar se modeló conectando en cada barra candidata una máquina sincrónica y un transformador de bloque considerando:

- Una reactancia serie total de 0,15 pu, siendo $X_d'' = 0,12$ pu en la máquina sincrónica y la reactancia de cortocircuito del transformador 0,03 pu. Las potencias nominales resultantes de los CS se presentan en la Tabla 13.
- La inercia de la máquina sincrónica se fijó en 1 s, que se encuentra en el límite inferior de las inercias típicas de CS sin volante de inercia [7] [8]. La Tabla 14 presenta la inercia por red del modelo y tipo de máquina en el escenario 25T1. Prácticamente el total de la inercia del Norte Grande y Atacama es provista por los CS (2,1 GVAs), siendo la inercia sistémica 24,6 GVAs.
- Se utilizó el modelo de AVR de las unidades existentes en la central Cochrane. Las ganancias proporcional e integral de regulador de tensión se ajustaron en 50 pu y 25 pu para obtener un tiempo de levantamiento de 400 ms en la respuesta al escalón en vacío.

Por ejemplo, la Figura 10 muestra que la respuesta en vacío del CS Algarrobal a un escalón del 5 % en la referencia del AVR cumple con los requerimientos de desempeño dinámico de la NTSyCS para generadores sincrónicos.

Se verifica que el ESCR en todas las barras monitoreadas considerando los CS de la solución Estándar se encuentran por encima de 1,5, siendo el valor mínimo 1,52 y el promedio 1,70.

Tabla 13. Condensadores sincrónicos considerados en las simulaciones dinámicas.

Zona	Barra Candidata	Solución óptima (Opt3-6f) [MVA]	
		Sk"	Sn
1	Roncacho 220 kV	0	0
	Nueva Pozo Almonte 220 kV	603	90
2	Frontera 220 kV	0	0
	María Elena 220 kV	2562	384
	Crucero 220 kV	0	0
	Miraje 220 kV	1823	273
	Calama Nueva 220 kV	1286	193
3	Nueva Zaldívar 220 kV	0	0
	Zaldívar 220 kV	0	0
	Domeyko 220 kV	503	75
	Likanantai 220 kV	940	141
	O'Higgins 220 kV	653	98
	Parinas 220 kV B1	0	0
4	El Cobre (ENGIE) 220 kV	1282	192
	Diego de Almagro 110 kV	535	80
5	Illapa 220 kV	2381	357
	Algarrobal 220 kV	1436	215
	Maitencillo 220 kV	0	0
Total		14004	2101

Tabla 14. Inercia por red del modelo y tipo de máquina en el escenario 25T1 con los CS de la solución Opt3-6f.

Red	Inercia [MVAs]						
	Biogas	Gas	Geotérmica	Hidro	Oil	CS	Total
00-Norte Grande	0	0	45	47	0	1448	1539
01-Atacama	0	0	0	2	0	653	655
02-Coquimbo	0	0	0	38	0	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	526	0	0	526
04-Enel Distribución	0	31	0	2340	0	0	2372
05-Colbún	0	0	0	2354	0	0	2354
06-Troncal_Qui-Cha	0	3426	0	3649	0	0	7075
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	259	0	2553	120	0	2932
08-Charrúa	40	0	0	6152	2	0	6194
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0
10-Araucanía	0	0	0	322	0	0	322
11-Araucanía 66 kV	0	96	0	474	5	0	575
12-SIC-SING	0	0	0	0	0	0	0
12-Zona Interconexión	0	0	0	0	0	0	0
Total	40	3812	45	18457	127	2101	24581

Estabilidad en Pequeña Señal

La Figura 11 presenta los autovalores con menor amortiguamiento en el escenario 25T1, con y sin los condensadores sincrónicos de la solución Opt3-6f. Sin CS el sistema presenta dos autovalores inestables (parte real positiva) que no se observan cuando los CS se encuentran en servicio.

Estabilidad Transitoria

El desempeño dinámico del sistema considerando en servicio los CS de la solución Opt3-6f resulta satisfactorio para todas las contingencias simuladas, como se observa en las tensiones en barras de 220 kV en la Figura 12. Por ejemplo, para la falla de Severidad 4 en la Línea 2x500 kV Los Changos-Kimal considerando los CS de la solución Opt3-6f en el escenario 25T1 se presentan las tensiones en barras de 220 kV en la Figura 13, transferencias de potencia en la Figura 14, y potencia reactiva y velocidad angular de los CS en la Figura 15.

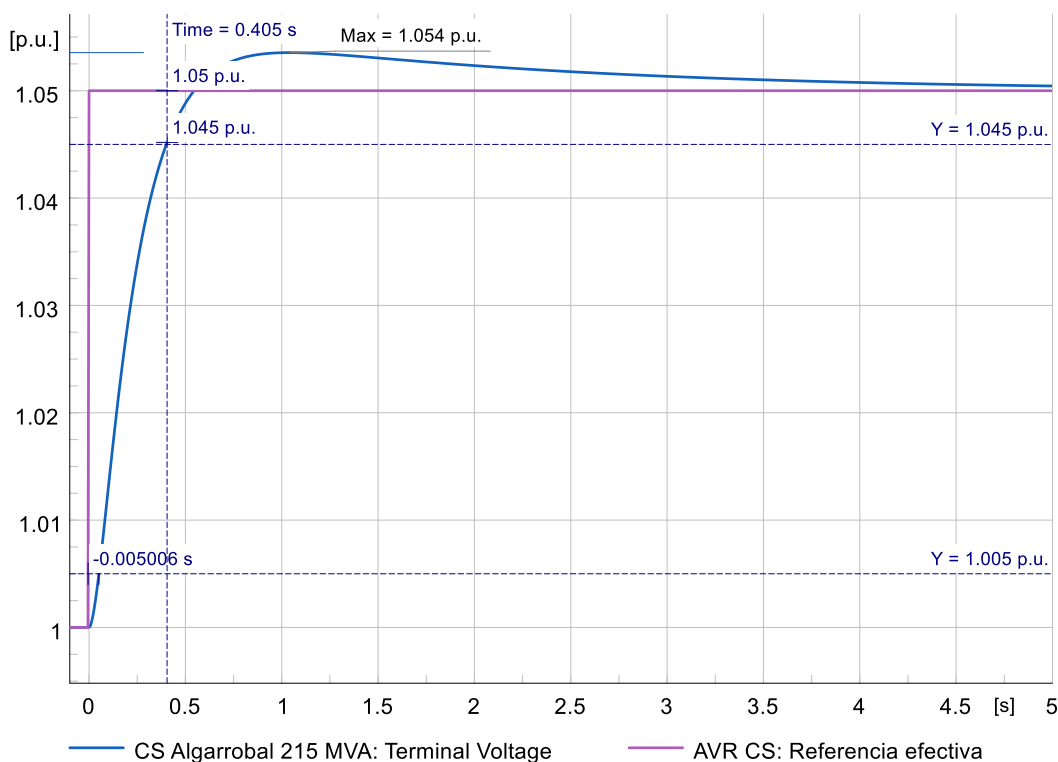


Figura 10. Respuesta en vacío del CS Algarrobal a un escalón del 5 % en la referencia del AVR.

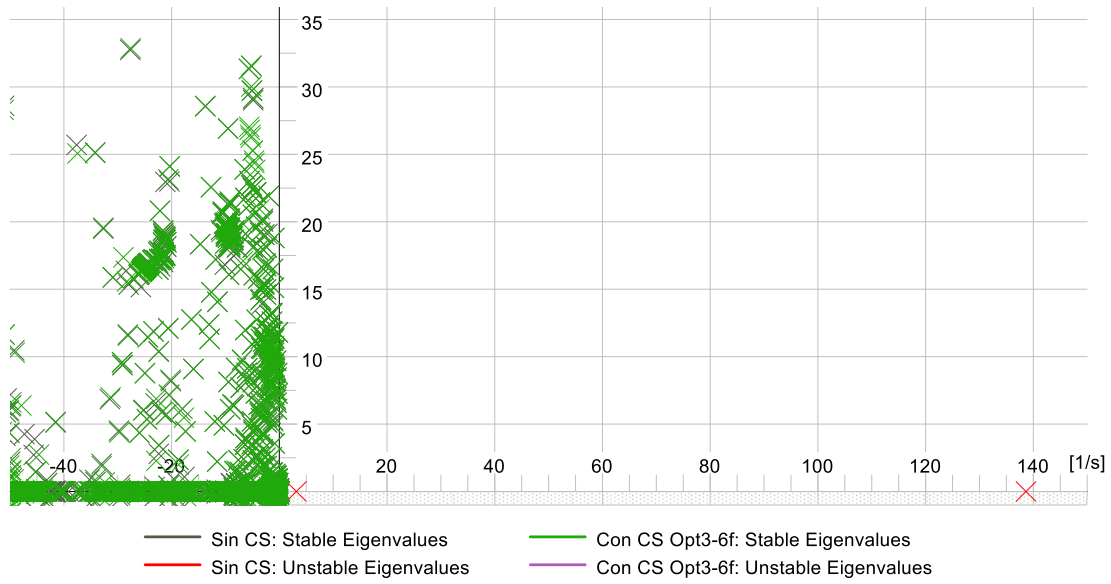


Figura 11. Autovalores en el escenario 25T1 con y sin los condensadores sincrónicos de la solución Opt3-6f.

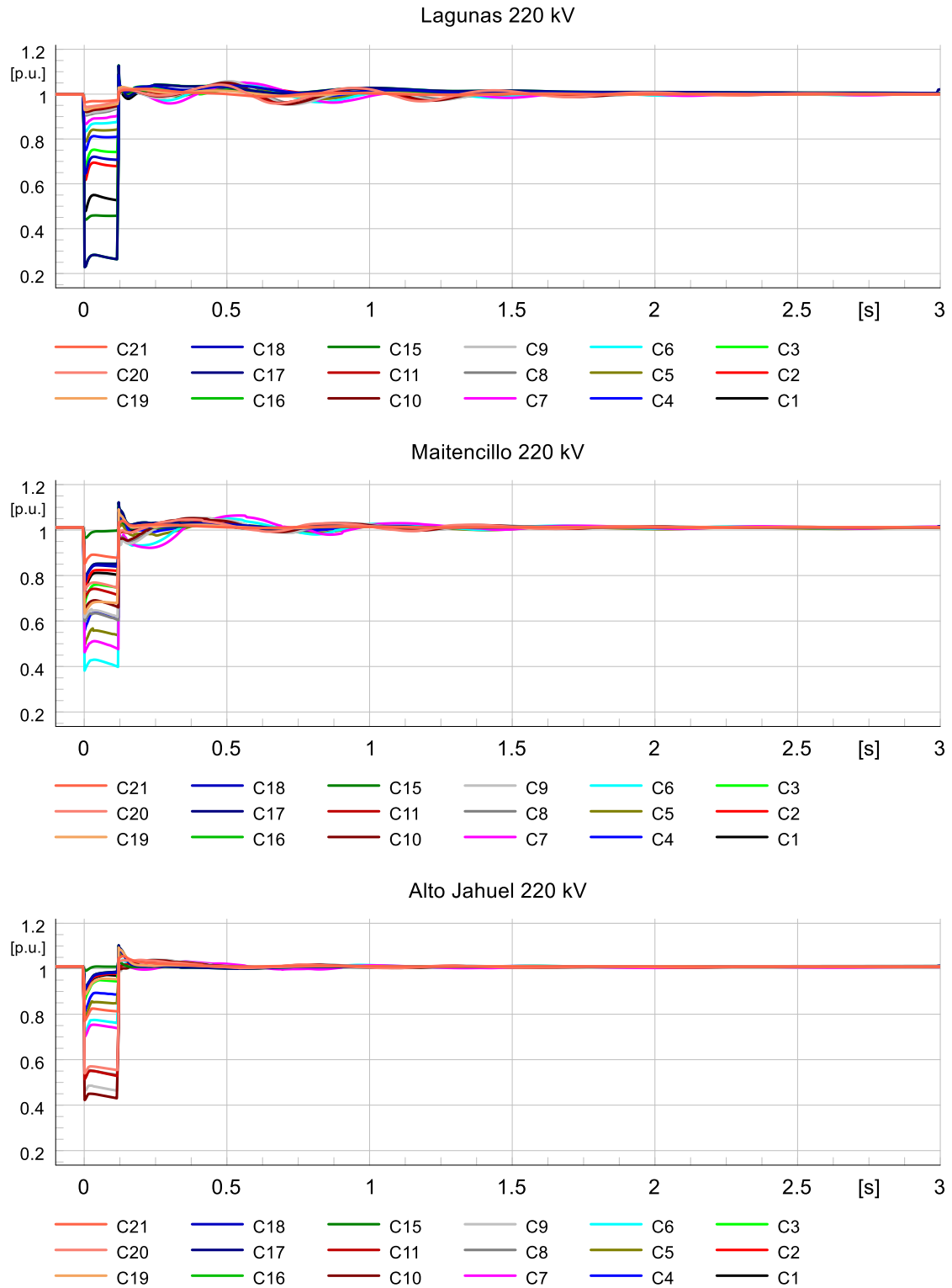


Figura 12. Tensiones en barras de 220 kV para fallas de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV considerando los CS de la solución Opt3-6f en el escenario 25T1.

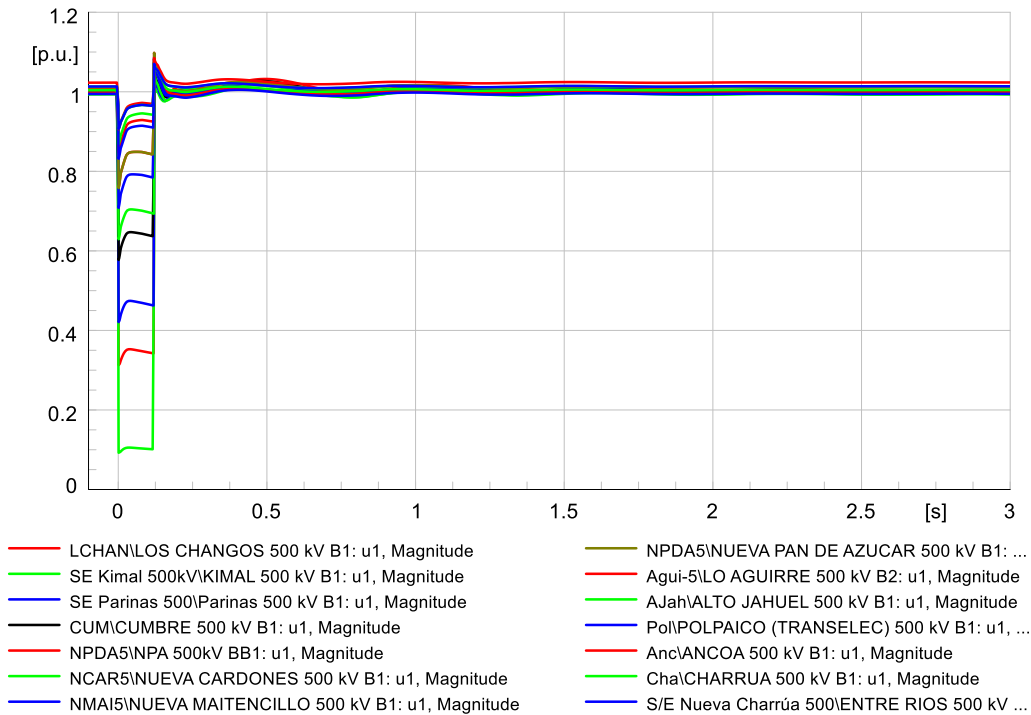


Figura 13. Tensiones en barras de 500 kV ante la falla de Severidad 4 en la línea 2x500 kV Los Changos-Kimal considerando los CS de la solución Opt3-6f en el escenario 25T1.

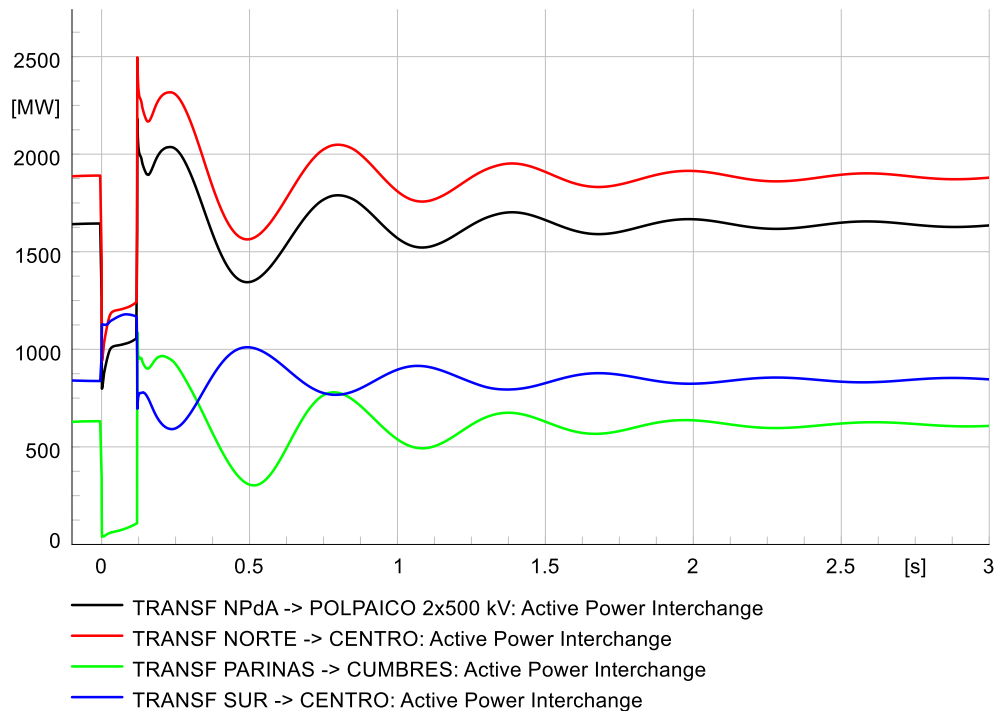


Figura 14. Transferencias de potencia ante la falla de Severidad 4 en la línea 2x500 kV Los Changos-Kimal considerando los CS de la solución Opt3-6f en el escenario 25T1.

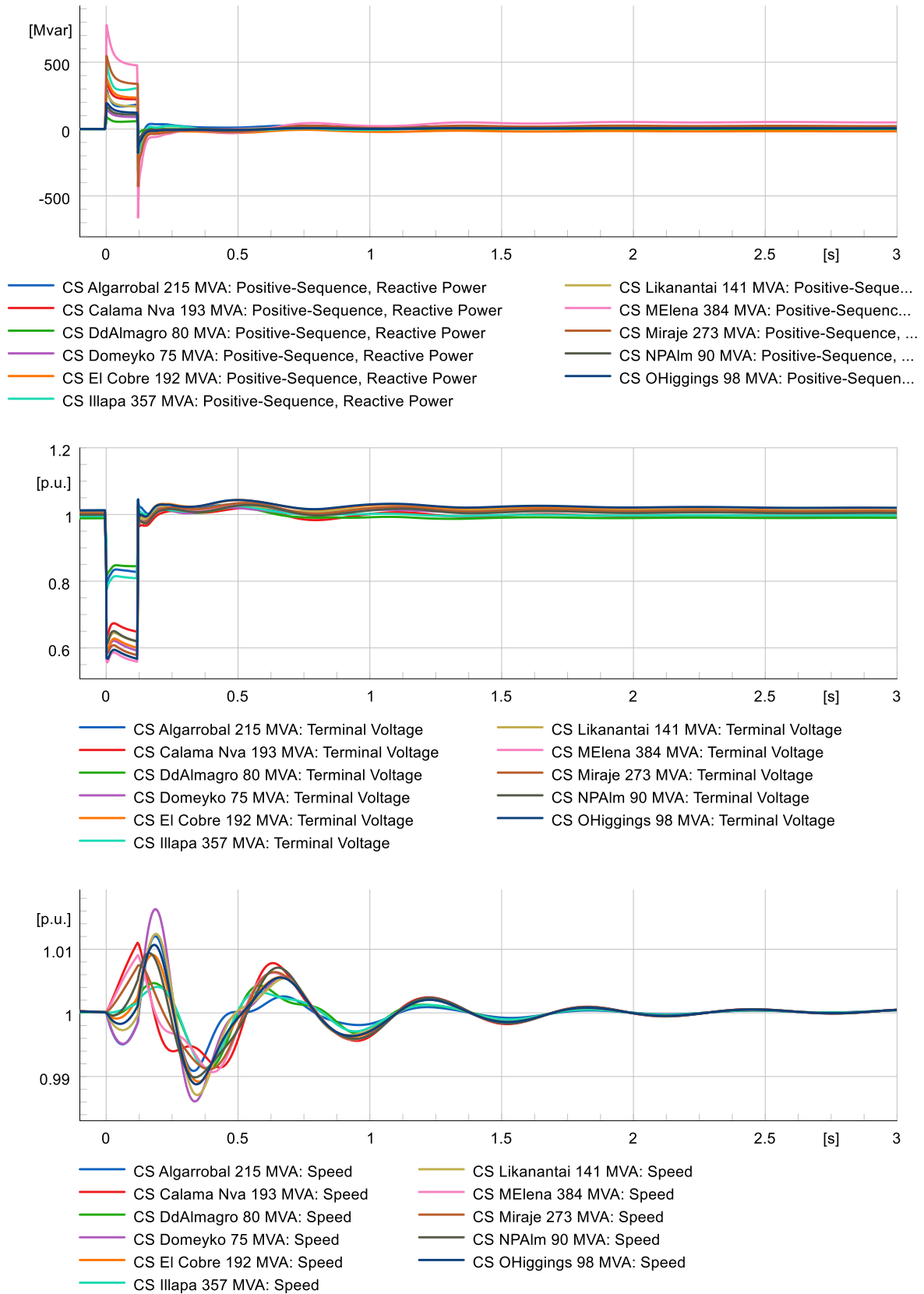


Figura 15. Potencia reactiva (arriba), tensión (centro) y velocidad angular (abajo) de los CS de la solución Opt3-6f CS ante la falla de Severidad 4 en la línea 2x500 kV Los Changos-Kimal en el escenario 25T1.

4 Actividad 2: Análisis de sensibilidad y especificación de los condensadores

La Actividad 2 se ejecutó para alcanzar el Objetivo Específico 2 del Estudio, que consiste en realizar distintos análisis de sensibilidad sobre la base de la solución óptima propuesta en la Actividad 1, evaluando el impacto que diversos cambios a nivel de planificación u operación del sistema pueden tener en su capacidad para mantener la fortaleza de red en el sistema en el nivel mínimo requerido. Específicamente, se analizan los siguientes casos de estudio:

- Reconversión de centrales termoeléctricas existentes para su utilización como condensadores sincrónicos (Sección 4.1)
- Despacho forzado de generación sincrónica en situaciones de déficit de fortaleza de red (Sección 4.2)
- Efecto de la indisponibilidad de las instalaciones que proveen de fortaleza de red al sistema, tales como condensadores y generadores sincrónicos (Sección 4.3)

4.1 Reconversión de centrales termoeléctricas existentes

En esta sección se describe la metodología de análisis y los resultados obtenidos al evaluar el impacto de la reconversión de centrales termoeléctricas existentes para pasar a operar como condensadores sincrónicos. Se trata de instalaciones que previsiblemente quedarán fuera del despacho económico por el tipo de tecnología y combustible (por ejemplo, carbón) y que serán reemplazadas por generación renovable. Para dichas centrales, una reconversión para pasar a operar como condensadores sincrónicos podría resultar más atractiva que su desmantelamiento definitivo⁶.

Se hace notar que en este análisis también se incluyeron unidades que se han recientemente retirado de la operación, como, por ejemplo, Central Tarapacá y Central Diesel Tamaya, debido al potencial que pueden tener estos puntos de conexión y la disponibilidad de infraestructura que se pueda reutilizar.

4.1.1 Casos de estudio

Se describen a continuación los casos de estudio analizados. El escenario de operación utilizado para este análisis de sensibilidad corresponde al de demanda alta de día (25T1), que es el de mayor exigencia en términos de fortaleza de red.

Caso Reconv1 (solución óptima + reconversión de central Mejillones y Tocopilla)

En primer lugar, es necesario determinar cuál es el impacto de las centrales reconvertidas en la solución óptima y si las mismas podrían reemplazar parte de la compensación mínima requerida en las nuevas instalaciones. Para ello, se define un primer caso de estudio (Reconv1) en el que se añaden los puntos de conexión de las centrales reconvertidas como barras candidatas en el proceso de optimización ya utilizado en la Actividad 1 y descrito en detalle en la Sección 3.2.

⁶ La evaluación económica de la reconversión de centrales convencionales se encuentra fuera del alcance de este estudio.

Las instalaciones candidatas para la reconversión a CS son las siguientes:

- Unidades U14 y U15, con reconversión a CS a partir del año 2022
- Unidades N°1 y N°2 (CTM1, CTM2) de la Central Térmica Mejillones, con reconversión a CS a partir del año 2024.

El resto de barras candidatas corresponden a las de la solución óptima, con un valor inicial igual al propuesto en dicha solución. Para las nuevas barras candidatas se toma un valor inicial de 500 MVA de potencia de cortocircuito.

Es importante destacar que, a diferencia de las nuevas instalaciones de compensación en la solución óptima, las centrales reconvertidas tienen un aporte de potencia de cortocircuito que ya viene determinado *a priori* por sus características eléctricas actuales. Sin embargo, en este primer caso de estudio (Reconv1) se permite cambiar su valor durante el proceso de optimización con el objetivo de conocer cuál es el máximo potencial de estas nuevas barras candidatas (y por ende, de las centrales reconvertidas) para reducir el monto total de compensación mínima requerida que garantice la fortaleza de red del sistema.

Una vez obtenidos los resultados, se analizan los siguientes dos casos de estudio adicionales donde ya se utilizan los aportes de potencia de cortocircuito específicos de cada una de las centrales, correspondientes a sus características eléctricas actuales:

- **Caso Reconv1-real4:** se asume la reconversión y operación como CS de todas las unidades en ambas centrales (U14, U15, CTM1 y CTM2).
- **Caso Reconv1-real2:** se asume que la reconversión tiene lugar únicamente en una de las unidades de cada central (U14 y CTM1).

Caso Reconv2 (reconversión de 16 centrales con los CS de la solución óptima)

En el caso de estudio Reconv2 se evalúa el impacto en la solución óptima de considerar un mayor número de centrales en el sistema potencialmente sujetas a procesos de reconversión a compensadores sincrónicos. Específicamente, se considera un total de 16 nuevas barras candidatas que representan puntos de conexión de centrales termoeléctricas existentes. La selección de barras se hace partiendo del listado de unidades del Anexo 7.6 provisto por el Coordinador, descartando aquellas con un impacto despreciable en términos de fortaleza de red.

Al igual que en el caso Reconv1, y pese a que las centrales reconvertidas tienen un aporte de potencia de cortocircuito ya establecido por sus características eléctricas actuales, el proceso de optimización se configura inicialmente de tal manera que se permite cambiar su valor durante el proceso de optimización con el objetivo de conocer cuál es el máximo potencial de estas nuevas barras candidatas (y por ende, de las centrales reconvertidas). El punto de partida de la optimización corresponde a la solución Óptima, con un valor inicial de 500 MVA de potencia de cortocircuito en las nuevas barras candidatas.

Las centrales con mayor potencial para la reconversión son aquellas cuyo valor óptimo, proveniente del cálculo anterior, más se asemeja al valor real. Por ello, se analiza un segundo caso de estudio (**caso Reconv1-real**) donde se utilizan los aportes de potencia de cortocircuito reales únicamente en estas centrales con mayor potencial.

Caso Reconv3 (reconversión de 16 centrales sin los CS de la solución óptima)

En el caso de estudio ReconV3 se evalúa el impacto potencial de considerar que únicamente se dispone de centrales reconvertidas a compensadores sincrónicos (barras candidatas), es decir, los condensadores sincrónicos nuevos propuestos en la solución óptima no estarían disponibles. Al igual que en el caso anterior, se realiza una primera iteración para identificar las centrales con mayor potencial de reconversión, y en la segunda iteración se utilizan únicamente estas centrales con sus contribuciones a la potencia de cortocircuito reales (**caso ReconV3-real**).

4.1.2 Resultados

4.1.2.1 Caso ReconV1

La Tabla 15 presenta los resultados obtenidos en los casos de estudio correspondientes al análisis del potencial de las centrales Mejillones y Tocopilla para su reconversión a CS. Adicionalmente, la Figura 16 y la Figura 17 presentan los resultados agregados en términos de potencia de cortocircuito adicional (Sk'') y su equivalente en potencia instalada (Sn), respectivamente. En ambos casos, se diferencian los valores totales entre CS nuevos y generadores existentes reconvertidos.

Tabla 15. Resultados del análisis de sensibilidad de la reconversión de centrales – caso de estudio ReconV1

Barra Candidata	Aporte de Sk'' por Caso de Estudio [MVA]			
	Opt3-6f (solución óptima)	Reconv1	Reconv1-real4	Reconv1-real2
Nueva Pozo Almonte 220 kV	603	818	995	968
María Elena 220 kV	2562	1918	841	774
Miraje 220 kV	1823	1171	1360	1798
Calama Nueva 220 kV	1286	1172	1237	1314
Domeyko 220 kV	503	407	517	504
Likanantai 220 kV	940	932	568	814
O'Higgins 220 kV	653	597	704	868
El Cobre (ENGIE) 220 kV	1282	1162	1436	1757
DIEGO DE ALMAGRO 110 kV B1	535	660	548	687
Illapa 220 kV	2381	2670	2284	2246
Algarrobal 220 kV	1436	1242	1640	1507
CENTRAL TOCOPILLA 220 kV B1		431	1610	805
CHACAYA 220 kV B1		650	2480	989
Sk'' Adicional TOTAL [MVA]	14004	13830	16219	15030
Sn TOTAL [MVA]	2101	2074	2433	2255
Sk'' CS Nuevos [MVA]	14004	12748	12129	13236
Sk'' Generación Reconv. [MVA]	0	1082	4090	1794
Sn CS Nuevos [MVA]	2101	1912	1819	1985
Sn Generación Reconv. [MVA]	0	162	668	324

Los resultados del **caso de estudio ReconV1** muestran cómo al añadir los puntos de conexión de las centrales Mejillones y Tocopilla como barras candidatas en el algoritmo de optimización⁸, se

⁸ En este caso de estudio no se considera el aporte real a la potencia de cortocircuito de las centrales reconvertidas, sino que se calcula cuál sería el valor óptimo mediante el algoritmo de optimización.

reduce sensiblemente el monto total de compensación necesaria en el sistema, pasando de aproximadamente 14000 MVA de contribución a la potencia de cortocircuito en la solución óptima a 13830 MVA.

Sin embargo, al utilizar los valores reales de contribución a la potencia de cortocircuito en ambas centrales (**caso Reconv1-real4**), el valor total de compensación mínima necesaria, agregado a nivel de sistema, aumenta considerablemente hasta alcanzar los 16219 MVA. Esto supone aproximadamente un 15% más con respecto a la solución óptima. Este aumento en términos agregados se debe a que las contribuciones reales a la potencia de cortocircuito de las centrales reconvertidas se encuentran alejadas de los valores óptimos, llegando prácticamente a cuadruplicar los propuestos en el caso de estudio anterior (Reconv1).

La misma tendencia se observa en los resultados del **caso Reconv1-real2**, en el que la reconversión solo afecta a una de las unidades en ambas centrales (U14 y CTM1). En este caso, el total de compensación mínima necesaria también aumenta con respecto a la solución óptima, pero no llega a los niveles del caso anterior.

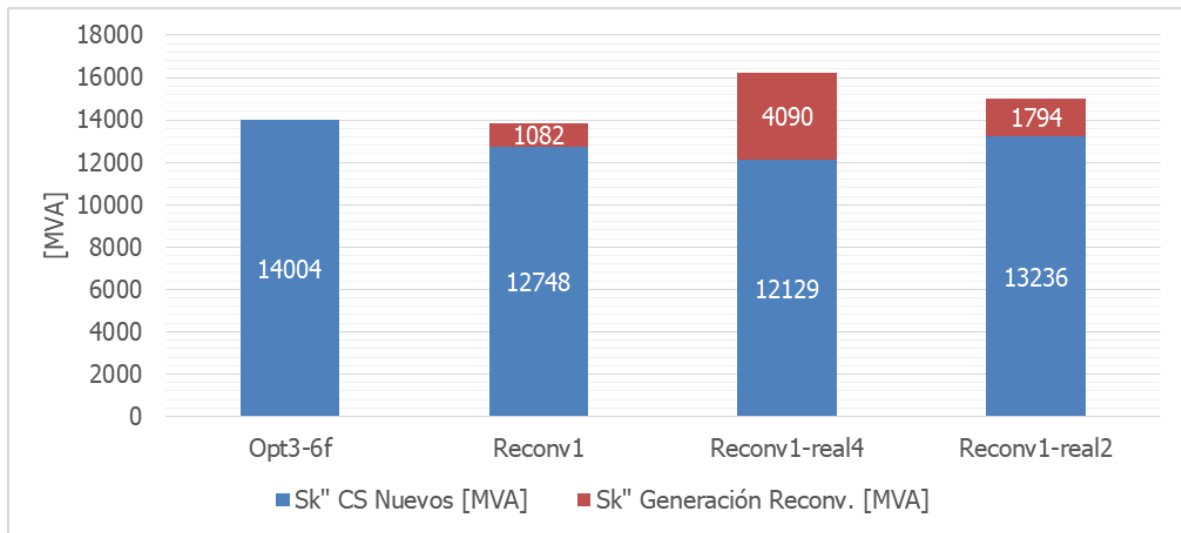


Figura 16. Reconversión de las centrales Mejillones y Tocopilla a CS (Reconv1) - Sk''

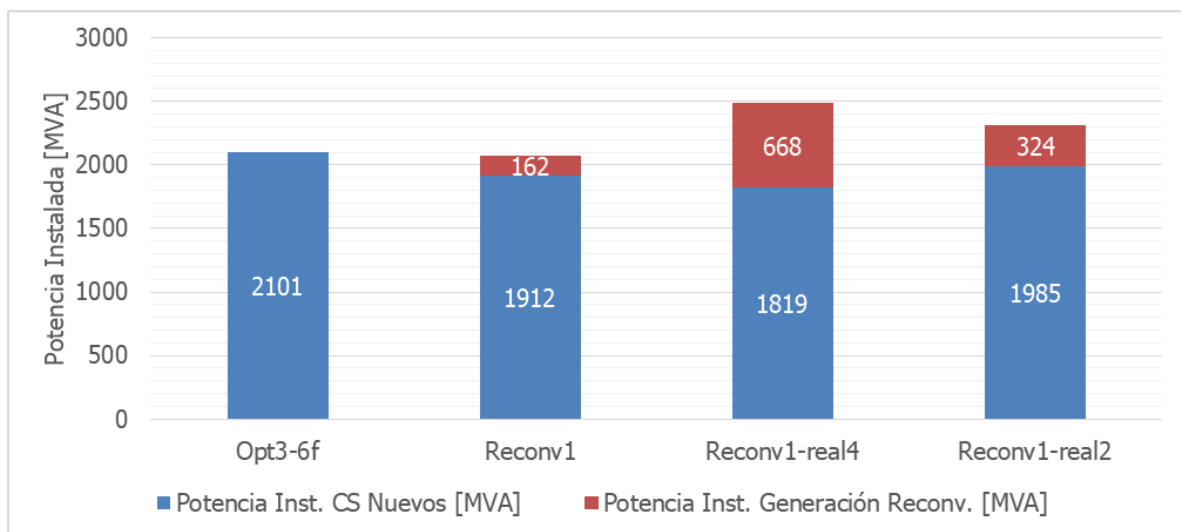


Figura 17. Reconversión de las centrales Mejillones y Tocopilla a CS (Reconv1) - Potencia Instalada

4.1.2.2 Caso ReconV2

La Tabla 16 presenta los resultados obtenidos en los casos de estudio correspondientes al análisis de un mayor número de centrales reconvertidas a CS que complementen a la solución óptima. La Figura 18 y la Figura 19 presentan los resultados agregados en términos de contribución a la potencia de cortocircuito (Sk'') y su equivalente en potencia instalada (Sn), respectivamente. En ambos casos, se diferencian los valores totales entre CS nuevos y centrales reconvertidas a CS.

Los resultados del **caso de estudio ReconV2** muestran cómo al añadir los puntos de conexión de las centrales como barras candidatas en el algoritmo de optimización⁹, se reduce ligeramente el monto total de compensación necesaria en el sistema, pasando de aproximadamente 14000 MVA de contribución a la potencia de cortocircuito en la solución óptima a 13924 MVA. Las barras (y por ende, las centrales) con mayor potencial para reconvertirse en CS serían aquellas cuya contribución real a la potencia de cortocircuito (columna *Sk'' en centrales reconvertidas*) es similar o inferior a la calculada en este caso de estudio (columna *ReconV2*).

Al considerar únicamente el aporte real a la potencia de cortocircuito de estas centrales con mayor potencial para la reconversión, los resultados del **caso de estudio ReconV2-real** muestran que el total de compensación necesaria en el sistema aumentaría ligeramente con respecto a la solución óptima, hasta alcanzar los 14220 MVA. La contribución de las centrales reconvertidas supondría un 16.1% del total, mientras que el resto sería aportado por CS de nueva instalación.

Tabla 16. Reconversión de centrales a CS complementando a la solución óptima – casos de estudio ReconV3

Barra Candidata	<u>Sk'' en centrales reconvertidas [MVA]¹⁰</u>	Aporte de Sk'' por Caso de Estudio [MVA]		
		Opt3-6f (solución óptima)	ReconV2	ReconV2-real
Nueva Pozo Almonte 220 kV		603	566	711
María Elena 220 kV		2562	903	1931
Miraje 220 kV		1823	723	1213
Calama Nueva 220 kV		1286	1011	1153
Domeyko 220 kV		503	554	340
Likanantai 220 kV		940	487	698
O'Higgins 220 kV		653	478	747
El Cobre (ENGIE) 220 kV		1282	665	1489
DIEGO DE ALMAGRO 110 kV B1		535	611	765
Illapa 220 kV		2381	501	1894
Algarrobal 220 kV		1436	644	1473
MEDELLIN 220 kV B1	230		576	230
MANTOS BLANCOS 220 kV B1	129		368	129
NORGENER 220 kV B1	768 - 1537		187	
C. San Lorenzo de Almagro 220 kV	14 - 381		443	381
CENTRAL DIESEL TAMAYA 110 kV B1	409		607	409
ATACAMA 220 kV B1	806 - 1612		323	

⁹ En este caso de estudio no se considera el aporte real a la potencia de cortocircuito de las centrales reconvertidas, sino que se calcula cuál sería el valor óptimo mediante el algoritmo de optimización.

¹⁰ En caso de que existan varias unidades conectadas a una barra candidata, se muestra el valor mínimo y el máximo de entre todas las posibles combinaciones.

Barra Candidata	Sk'' en centrales reconvertidas [MVA] ¹⁰	Aporte de Sk'' por Caso de Estudio [MVA]		
		Opt3-6f (solución óptima)	Reconv2	Reconv2-real
MAITENCILLO 220 kV B1	955 - 5370		519	
PAPOSO 220 kV B1	798 - 1604		364	
TEN GIS 220 kV B1	1791 - 1848		666	
ANGAMOS 220 kV B1	2028 - 4055		420	
CENTRAL TOCOPILLA 220 kV B1	95 - 4536		480	463
CHACAYA 220 kV B1	989 - 4537		544	
COCHRANE 220 kV B1	2028 - 4055		362	
KELAR 220 kV B1	1128		376	
MEJILLONES 110 kV B1	152		150	152
TARAPACÁ 220 kV B1	120 - 801		395	120
Sk'' Adicional TOTAL [MVA]		14004	13924	14298
Sn TOTAL [MVA]		2101	2089	2145
Sk'' CS Nuevos [MVA]		14004	7144	11995
Sk'' Generación Reconv. [MVA]		0	6779	2304
Sn CS Nuevos [MVA]		2101	1072	1799
Sn Generación Reconv. [MVA]		0	1017	346

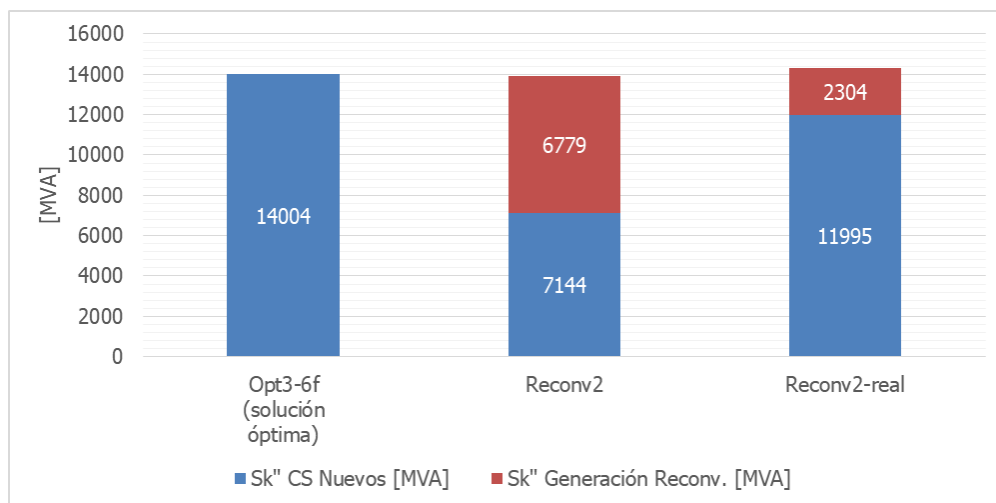


Figura 18. Reconversión de centrales a CS complementando a la solución óptima (caso Reconv2) - Sk''

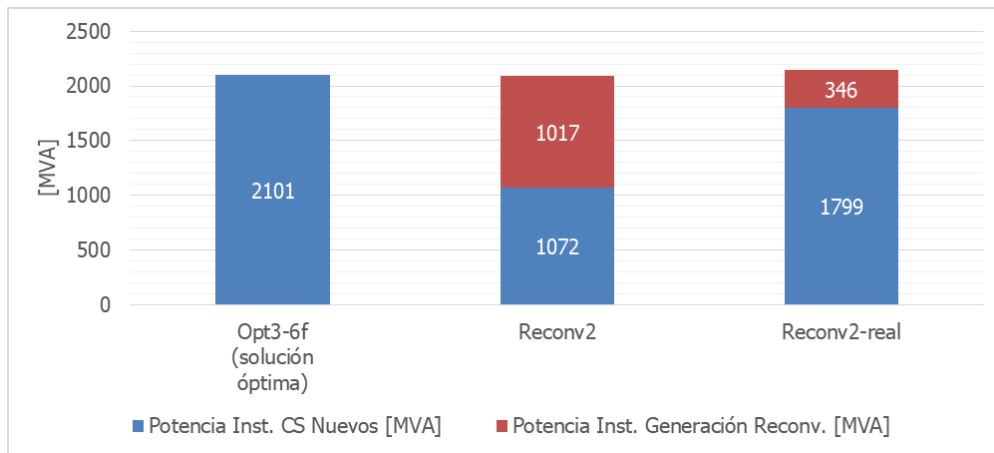


Figura 19. Reconversión de centrales a CS complementando a la solución óptima (caso Reconv2) - Potencia instalada

4.1.2.3 Caso Reconv3

La Tabla 17 presenta los resultados obtenidos en el análisis de la reconversión de centrales a CS sin los nuevos CS previstos en la solución óptima. La Figura 20 y la Figura 21 presentan los resultados agregados en términos de contribución a la potencia de cortocircuito (S_k'') y su equivalente en potencia instalada (S_n), respectivamente. En ambos casos, se diferencian los valores totales entre CS nuevos y centrales reconvertidas a CS.

Los resultados del **caso de estudio Reconv3** muestran cómo al disponer únicamente de los puntos de conexión de las centrales reconvertidas como barras candidatas para la instalación de CS¹¹, la compensación necesaria en el sistema aumentaría considerablemente hasta los 28830 MVA de contribución a la potencia de cortocircuito, es decir, más del doble que en la solución óptima. Estos resultados indican que la ubicación de las centrales reconvertidas sería mucho menos "efectiva" en términos de fortaleza de red que la de las barras candidatas en la solución óptima.

Sin embargo, cuando se utilizan los aportes reales a la potencia de cortocircuito de cada una de las centrales reconvertidas, varios puntos de conexión de centrales ERNC no alcanzan el umbral mínimo de ESCR de 1,5. Es decir, no sería suficiente con la reconversión de centrales para garantizar la fortaleza de red en el sistema, sino que también sería necesaria la instalación de CS nuevos. El **caso de estudio Reconv3-real** muestra que la contribución a la potencia de cortocircuito de los CS nuevos debería alcanzar al menos los 2996 MVA, complementando a los 34595 MVA provenientes de todas las centrales reconvertidas.

En un caso de estudio adicional, el **Reconv3-real-opt**, se descartaron para la reconversión aquellas unidades cuya contribución real a la potencia de cortocircuito es superior a la óptima calculada en el caso de estudio *Reconv3*. Los resultados muestran cómo el total de compensación necesaria en el sistema (20146 MVA de contribución a la potencia de cortocircuito) se reduce de forma considerable, si bien sigue siendo superior al de la solución óptima. En este caso la contribución de las centrales reconvertidas supondría un 64.4% del total, mientras que el resto sería aportado por CS de nueva instalación.

Tabla 17. Reconversión de centrales a CS sin la solución óptima – casos de estudio *Reconv3*

¹¹ En este caso de estudio no se considera el aporte real a la potencia de cortocircuito de las centrales reconvertidas, sino que se calcula cuál sería el valor óptimo mediante el algoritmo de optimización.

Barra Candidata	Sk'' en centrales reconvertidas [MVA] ¹²	Aporte de Sk'' por Caso de Estudio [MVA]			Reconv3-real-opt
		Opt3-6f	Reconv3	Reconv3-real	
Nueva Pozo Almonte 220 kV		603		1520	291
María Elena 220 kV		2562		31	0
Miraje 220 kV		1823		90	1122
Calama Nueva 220 kV		1286		257	1039
Domeyko 220 kV		503		3	260
Likanantai 220 kV		940		3	652
O'Higgins 220 kV		653		31	0
El Cobre (ENGIE) 220 kV		1282		124	785
Diego de Almagro 110 kV	420	535	1080	1044	1381
Illapa 220 kV		2381		204	1660
Algarrobal 220 kV		1436		110	385
Medellín 220 kV	230		215	230	230
Mantos Blancos 220 kV	129		857	129	129
Norgener 220 kV	768 - 1537		2158	1537	1537
C. San Lorenzo de Almagro 220 kV	14 - 381		2168	381	381
Central Diesel Tamaya 110 kV	409		2766	409	409
Atacama 220 kV	806 - 1612		3001	1612	1612
Maitencillo 220 kV	955 - 5370		1312	5370	1166
Paposo 220 kV	798 - 1604		93	1604	
Ten GIS 220 kV	1791 - 1848		2367	3639	1848
Angamos 220 kV	2028 - 4055		2275	4055	2028
Central Tocopilla 220 kV	95 - 4536		1272	4536	1251
Chacaya 220 kV	989 - 4537		1401	4537	1029
Cochrane 220 kV	2028 - 4055		1763	4055	
Kelar 220 kV	1128		279	1128	
Mejillones 110 kV	152		1459	152	152
Tarapacá 220 kV	120 - 801		4364	801	801
Sk'' Adicional TOTAL [MVA]		14004	28830	37591	20146
Sn TOTAL [MVA]		2101	4324	5639	3022
Sk'' CS Nuevos [MVA]		14004	0	2996	7155
Sk'' Generación Reconv. [MVA]		0	28830	34595	12992
Sn. CS Nuevos [MVA]		2101	0	449	1073
Sn Generación Reconv. [MVA]		0	4324	5189	1949

¹² En caso de que existan varias unidades conectadas a una barra candidata, se muestra el valor mínimo y el máximo de entre todas las posibles combinaciones.

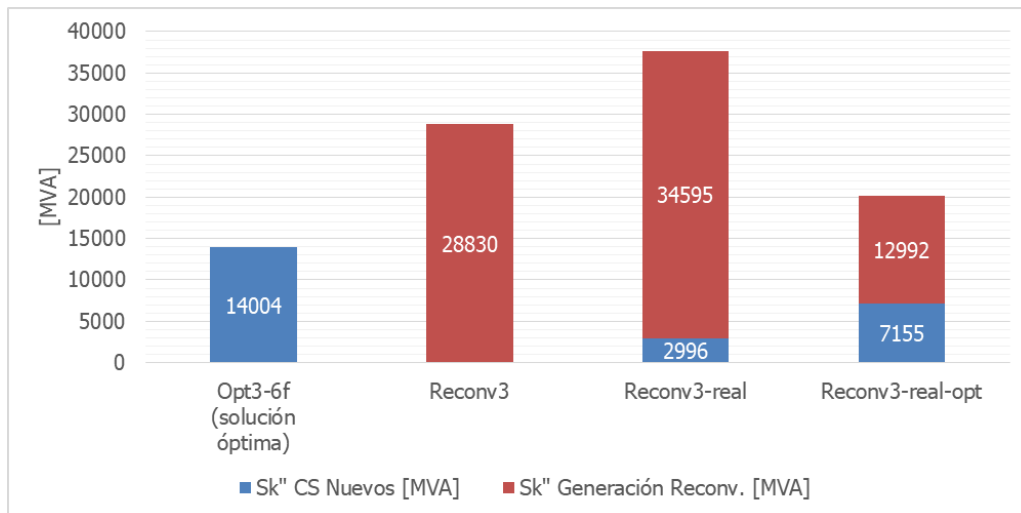


Figura 20. Reconversión de centrales a CS sin la solución óptima (casos Reconv3) - Sk''

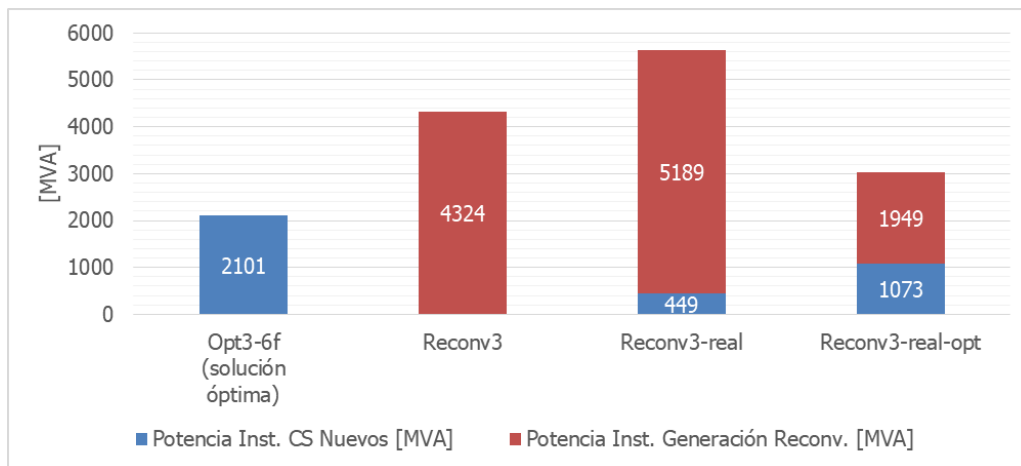


Figura 21. Reconversión de centrales a CS sin la solución óptima (casos Reconv3) – Potencia instalada

4.2 Despacho forzado de generación sincrónica

En esta sección se describe la metodología de análisis y los resultados obtenidos al evaluar el despacho forzado de generación sincrónica como posible solución para alcanzar el nivel mínimo requerido de fortaleza de red. El análisis se realiza utilizando como punto de partida dos escenarios de operación del sistema en los cuales no se dispone de los CS previstos en la solución óptima.

4.2.1 Casos de estudio

Los siguientes dos escenarios de operación utilizados para el análisis fueron provistos por el Coordinador y corresponden a variantes del escenario de máxima demanda de día (25T1):

- Escenario "25T1_V2_Sens Gx Termica V1": se desplaza parte de la generación solar con la finalidad de mantener las mismas transferencias de potencia por el sistema de transmisión en 500 kV.
- Escenario "25T1_V2_Sens Gx Termica V2": se mantiene la generación solar y se aumentan las transferencias por el sistema de 500 kV hasta el límite permitido.

Los casos de estudio analizados en esta sección se crean sobre los dos escenarios anteriores, sin los CS de la solución Opt3-6f en servicio.

La Tabla 18 presenta un resumen de la generación, demanda y transferencias de potencia en los escenarios de estudio. Adicionalmente, se incluye el escenario de máxima demanda de día como referencia (25T1). El Anexo 7.1.2 presenta el desglose de la generación por red del modelo para cada escenario.

La Figura 24 muestra la distribución del ESCR en todos los puntos de conexión de generación ERNC en las regiones del Norte Grande y Atacama, que son las que presentan los mayores problemas en términos de fortaleza de red. Se observa que los dos escenarios de operación que se utilizan como punto de partida (25T1_V2_Sens Gx Termica V1 y 25T1_V2_Sens Gx Termica V2) son menos exigentes que el escenario de máxima demanda de día (25T1), pero también incumplen los requisitos mínimos de fortaleza de red (ESCR igual o superior a 1,5).

El despacho forzado de generación sincrónica se realiza priorizando aquellas unidades con menor costo variable de producción (ver Anexo 7.6). Dichas unidades se despachan a la potencia mínima permitida con el fin de minimizar la generación ERNC desconectada. La desconexión de centrales ERNC se realiza teniendo en cuenta las barras del sistema con menor fortaleza de red, es decir, con los índices ESCR más bajos. Este proceso iterativo se repite hasta que es posible garantizar un ESCR de al menos 1,5 en todos los puntos de conexión de centrales ERNC de la zona Norte del sistema.

4.2.2 Resultados

Los resultados en términos globales (generación por tipo de tecnología) se muestran en la Tabla 18, y de forma gráfica en la Figura 22 y la Figura 23. La Figura 24 muestra el ESCR en los escenarios de operación analizados, tanto los utilizados como punto de partida (sin despacho forzado de generación sincrónica) como los finales (con despacho forzado). El Anexo 7.6.2 incluye un listado de las unidades sincrónicas despachadas en las regiones del Norte Grande, Atacama y Coquimbo en cada uno de los escenarios analizados.

Los resultados indican que es posible alcanzar los requisitos mínimos de fortaleza de red mediante el despacho forzado de generación sincrónica (sin los CS de la solución óptima). Sin embargo, para ello es necesario aumentar la generación térmica de forma considerable, con la correspondiente desconexión de generación ERNC. El aumento de generación térmica requerido es de aproximadamente 1000 MW, o aproximadamente 2000 MW si se compara con respecto al escenario de máxima demanda de día. La desconexión de generación ERNC se concentra principalmente en la generación fotovoltaica y, en menor medida, en la generación eólica, y supone aproximadamente un 25% del total de los recursos ERNC disponibles (*curtailment*).

Tabla 18. Despacho de generación sincrónica en escenarios sin condensadores sincrónicos

Escenario		25T1	25T1_V2_ Sens Gx Termica V1	25T1_V2_ Sens Gx Termica V1_ DespForz	25T1_V2_ Sens Gx Termica V2	25T1_V2_ Sens Gx Termica V2_ DespForz
Generación (MW)	Total	11866	11832	11850	11892	11914
	Term.	495	1602	2611	1602	2616
	Hidro	4138	3905	3848	3558	3492
	PV	5575	4668	3809	5075	4223
	CSP	0	0	0	0	0
	Eólica	1658	1658	1583	1658	1583
	Estat (%)	60.8	53.3	45.3	56.4	48.5
Inercia (MVAs)	Total	22.5	39.9	54.8	39.9	54.9
	Norte Grande	0.1	11.5	22.8	11.5	22.8
	Centro	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4
	Atacama	0	4.1	5.9	4.1	5.9
	Coquimbo	0	0	0.1	0	0.1
Transferencia (MW)	Norte - Centro	1868	1893	1948	2232	2281
	Sur - Centro	853	827	772	495	431
	Parinas - Cumbre 500 kV	600	604	1277	791	1465
	N. P. Azúcar - Polpaico 500 kV	1624	1646	1697	1962	2014
Norte Grande	Generación	3602	3602	4194	3789	4401
	Demanda	3085	3087	3087	3087	3087

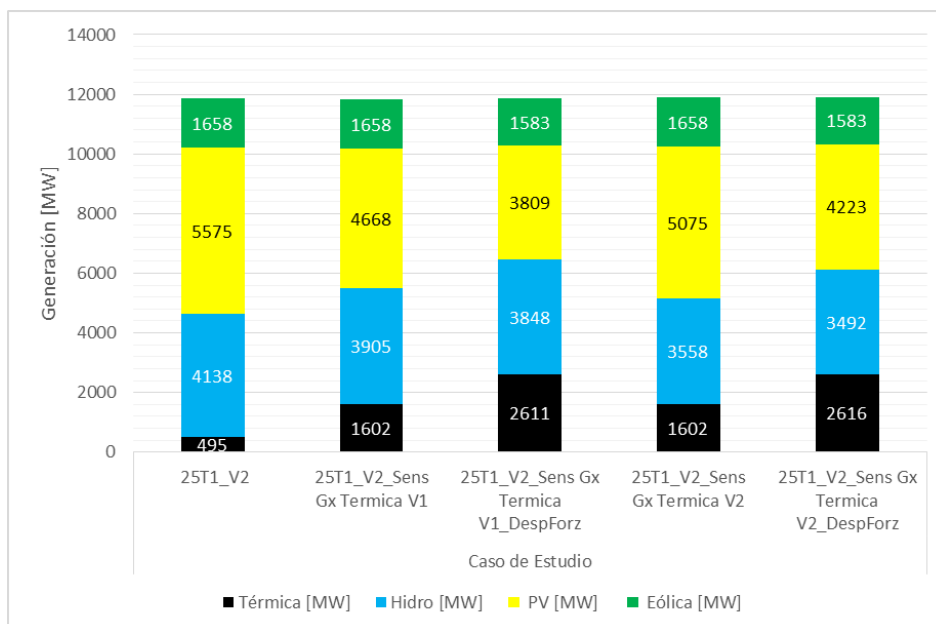


Figura 22. Despacho forzado de generación sincrónica - generación por tecnología en MW

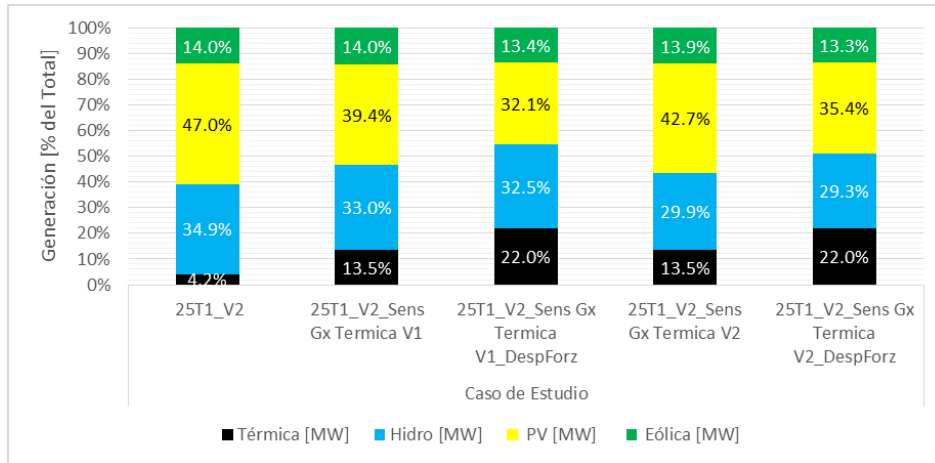


Figura 23. Despacho forzado de generación sincrónica - generación por tecnología en porcentaje del total

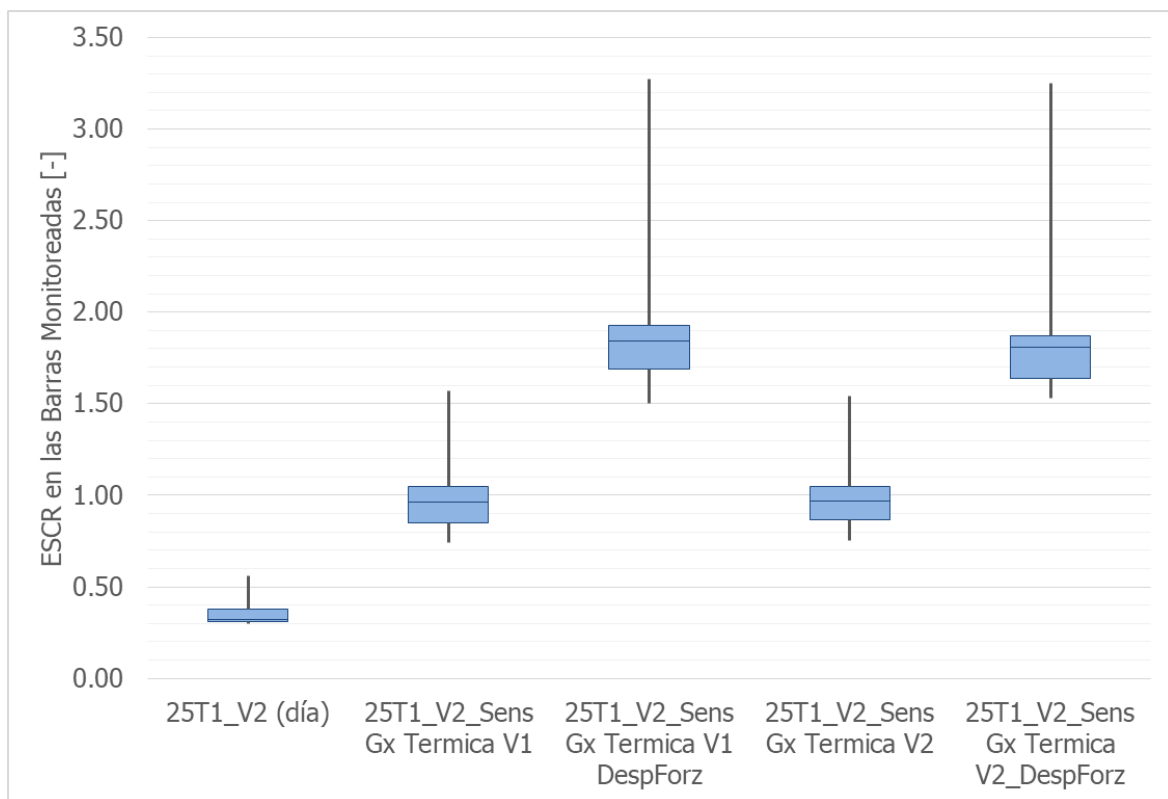


Figura 24. ESCR en los puntos de conexión de generación ERNC en las regiones del Norte Grande y Atacama. Sin y con despacho forzado de generación sincrónica

4.3 Indisponibilidad de instalaciones

En esta sección se describe la metodología de análisis y los resultados obtenidos al evaluar los efectos de la indisponibilidad de las instalaciones adicionales que aportan fortaleza de red al sistema con el objetivo de definir los requerimientos de modularidad de dichas instalaciones.

4.3.1 Casos de estudio

Utilizando la solución óptima como punto de partida, se simula la indisponibilidad de cada uno de los CS (por separado) y la disminución resultante de los ESCR se compensa con el despacho forzado de un generador sincrónico que se encuentra fuera de servicio.

Posteriormente, y en el caso de que esta medida correctiva resulte insuficiente para restaurar la fortaleza de red del sistema, se calcula la máxima pérdida de CS en el que se podría permitir en cada barra candidata sin violar el límite permitido de fortaleza de red (ESCR). Esto sirve para determinar la modularidad de CS necesaria en cada subestación candidata. Se asume que cada CS en la solución óptima puede consistir en hasta cuatro módulos de iguales características.

En aquellos casos en los que sea necesaria la instalación de más de cuatro módulos, se analizan de forma adicional las siguientes dos alternativas:

- La desconexión de generación ERNC hasta un valor similar a la potencia máxima del generador sincrónico conectado.
- El despacho forzado de un segundo generador sincrónico que se encuentra fuera de servicio.

La selección de los generadores convencionales para el despacho forzado así como de las centrales ERNC que se desconectan se realiza en función del mayor impacto en términos de fortaleza de red (ESCR). El Anexo 7.5.1 incluye los resultados específicos para el caso del despacho forzado de generación convencional.

El escenario de operación utilizado para el análisis corresponde al de demanda alta de día (25T1), que en términos de fortaleza de red representa el de mayor exigencia. En dicho escenario el despacho de generación sincrónica en el Norte Grande y el Norte Chico es muy limitado, y ninguna de las unidades tiene un aporte en términos de fortaleza de red superior al de los CS de la solución óptima. Por ello, únicamente se analizan las indisponibilidades de los CS.

Es importante destacar que los cambios en el flujo de carga producto del despacho forzado de generación convencional y/o desconexión de generación ERNC no se ha evaluado más allá del efecto que tiene en términos de fortaleza de red. Se asume que las soluciones propuestas no son incompatibles con posibles limitaciones en la operación del sistema (p. ej. límites de transferencia entre áreas).

4.3.2 Resultados

La Tabla 19 muestra los resultados del análisis en el caso de indisponibilidad total de los CS de la solución óptima, incluyendo el número de módulos requeridos en cada uno de ellos¹³. El tamaño de los módulos se sitúa en un rango que abarca desde los 20 MVA hasta los 100 MVA. Dicho rango se encuentra dentro de los límites de potencia desarrollados por los fabricantes y disponibles actualmente en el mercado. La última columna de la Tabla 19 señala la unidad sincrónica que podría despacharse para compensar la pérdida de un módulo.

¹³ Para el cálculo se asumen módulos de iguales características y con una potencia nominal redondeada a múltiplos de 5 MVA.

Tabla 19. Número mínimo de módulos requeridos en caso de indisponibilidad total de los CS

Condensador Sincrónico			Despacho Forzado
Barra Candidata	Potencia nominal [MVA] ¹⁴	Módulos requeridos	
Algarrobal 220 kV	215,4	3 x 75 MVA	Guacolda U3
DIEGO DE ALMAGRO 110 kV	80,2	>4 x 20 MVA	Taltal U2
ILLAPA 220 kV	357,1	>4 x 90 MVA	Taltal U2
CALAMA NUEVA 220 kV	192,9	4 x 50 MVA	SUTA
DOMEYKO 220 kV	75,5	1 x 80 MVA	ANG1
EL COBRE (ENGIE) 220 kV	192,4	3 x 65 MVA	ANG1
Likanantai 220 kV	141,1	2 x 75 MVA	ANG1
MARÍA ELENA 220 kV	384,3	>4 x 100 MVA	U16
MIRAJE 220 kV	273,4	3 x 95 MVA	ANG1
NUEVA POZO ALMONTE 220 kV	90,4	3 x 35 MVA	CCH1
O'HIGGINS 220 kV	98,0	2 x 50 MVA	ANG1

Se observa que en los CS de las subestaciones Diego de Almagro 110 kV, Illapa 220 kV y María Elena 220 kV no alcanza con cuatro módulos para garantizar la fortaleza de red en caso de indisponibilidad de alguno de ellos. Por tanto, en estos casos se evalúan dos medidas correctivas adicionales (alternativas #1 y #2), descritas en el capítulo anterior, cuyos resultados se muestran en la Tabla 20. Se observa cómo en todos los casos las dos alternativas propuestas resultan suficientes para garantizar la fortaleza de red en el caso de disponer de cuatro módulos (solo en el caso de la Alternativa 1 para el CS Diego de Almagro 110 kV el valor del ESCR mínimo se sitúa marginalmente por debajo del límite de 1,5).

Tabla 20. Efecto de las medidas correctivas adicionales

Condensador Sincrónico	Alternativa #1: Desconexión de generación ERNC		Alternativa #2: Despacho forzado de un segundo generador sincrónico		Módulos requeridos
	Generación ERNC desconectada [MW]	ESCR mínimo [-]	Despacho forzado	ESCR mínimo [-]	
DIEGO DE ALMAGRO 110 kV	114,9	1,49	Taltal U2 Taltal U1	1,51	4 x 20 MA
ILLAPA 220 kV	154,0	1,50	Taltal U2 Taltal U1	1,50	4 x 90 MVA
MARÍA ELENA 220 kV	430,0	1,55	U16 Huasco U1	1,50	4 x 100 MVA

Los resultados detallados para cada uno de los análisis se incluyen en el Anexo 7.5.2.

¹⁴ Asumiendo una reactancia subtransitoria total de 0,15 pu

5 Conclusiones

Un primer producto a destacar de este estudio es una metodología de optimización que minimiza la compensación sincrónica requerida en el sistema para garantizar una fortaleza mínima de red. La metodología desarrollada está basada en un algoritmo de optimización numérico que asegura transparencia y reproducibilidad del cálculo. La solución puede restringirse de manera flexible mediante la selección de barras candidatas para la instalación de la compensación como de barras monitoreadas donde se verificará una fortaleza mínima de red (medida en función de la relación de cortocircuito ESCR). Resulta, en todo caso, una notable mejora si se compara con una optimización manual, tanto en términos de tiempo de ejecución como de exactitud de la solución encontrada. El algoritmo de optimización fue implementado en forma de un escrito Python que el CEN tiene a disposición para futuros estudios y análisis de sensibilidad.

La metodología de optimización desarrollada se aplicó a continuación para determinar la ubicación y capacidad de los condensadores sincrónicos necesarios para garantizar una fortaleza mínima (ESCR $\geq 1,5$) en barras de alta tensión del SEN ($\geq 110\text{kV}$). Se consideraron escenarios de alta demanda de día y baja demanda de noche (ver definición de los escenarios en la sección 2 y el anexo 7.1). Sin generación convencional térmica despachada en la zona del Norte Grande y Atacama, y con alta penetración de ERNC, el escenario de alta demanda de día resulta el más exigente para el dimensionamiento de la compensación. Los resultados de la optimización indican que será necesario instalar equipos de compensación que aseguren una contribución a la potencia de cortocircuito mínima adicional de 14000 MVA en total entre el Norte Grande y el Norte Chico. Este monto equivale a la instalación de unos 2100 MVA nominales de condensadores sincrónicos de potencia total instalada¹⁵, distribuidos según la siguiente tabla, solución referida en adelante como solución óptima.

Zona	Barra Candidata	Solución óptima (Opt3-6f) [MVA]	
		Sk"	Sn
1	Nueva Pozo Almonte 220 kV	603	90
2	María Elena 220 kV	2562	384
	Miraje 220 kV	1823	273
	Calama Nueva 220 kV	1286	193
3	Domeyko 220 kV	503	75
	Likanantai 220 kV	940	141
	O'Higgins 220 kV	653	98
	El Cobre (ENGIE) 220 kV	1282	192
4	Diego de Almagro 110 kV	535	80
	Illapa 220 kV	2381	357
5	Algarrobal 220 kV	1436	215
Total		14004	2101

Para esta solución óptima se verificó seguidamente mediante simulaciones RMS que el desempeño dinámico del sistema en su conjunto resulta satisfactorio ante contingencias de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV. Para los condensadores sincrónicos se adoptó una constante de inercia de 1 s (valor mínimo encontrado en la práctica) y reguladores de tensión que cumplen con los

¹⁵ Asumiendo una reactancia subtransitoria total de 0,15 pu

requerimientos de desempeño exigidos en la NTSyCS para unidades de generación sincrónicas. Las simulaciones se ejecutaron en el escenario de menor fortaleza de red, en el que prácticamente el total de la inercia del Norte Grande y Atacama es provista por los condensadores sincrónicos (2,1 GVAs), siendo la inercia sistémica 24,6 GVAs.

Se realizó a continuación un análisis de sensibilidad partiendo de la solución óptima con el objetivo de evaluar la posible reconversión de centrales termoeléctricas con previsión de retiro y de determinar una solución modular (tamaño de los compensadores) que atienda a la indisponibilidad temporal de unidades por mantenimiento o falla.

La reconversión de centrales termoeléctricas existentes hoy en día para pasar a operar como CS puede resultar una alternativa que complemente la instalación de los nuevos condensadores según la solución óptima. Sin embargo, en la mayoría de los casos, las contribuciones reales a la potencia de cortocircuito de centrales reconvertidas, dada su ubicación, se encuentran alejadas de los valores óptimos, lo que repercute en un aumento de la compensación total requerida para garantizar la mínima fortaleza de red en el sistema. Los resultados indican que si se seleccionasen únicamente las centrales con mayor potencial para la reconversión (contribución real \sim contribución óptima), apenas incrementaría el monto total requerido a nivel sistémico, y las CS reconvertidas aportarían un 16% del total.

En el otro extremo (operando exclusivamente con centrales reconvertidas sin instalar nuevos CS), los resultados muestran que no es posible garantizar la fortaleza de red en el sistema. En esta situación, la compensación total requerida a nivel sistémico sería aproximadamente 2.7 veces la de la solución óptima, y la contribución a la potencia de cortocircuito de los CS nuevos representarían el 8% del total. En todo caso, la decisión final sobre qué opción es más conveniente deberá basarse en los costos de inversión de cada tipo de instalación (nuevos condensadores sincrónicos y la reconversión de centrales con previsión de retiro), análisis que se encuentra fuera del alcance de este estudio.

La compensación sincrónica de la solución óptima deberá implementarse de forma modular para garantizar la fortaleza de red mínima del sistema aún en caso de indisponibilidad de alguna unidad. Así, la indisponibilidad de un condensador sincrónico en una subestación determinada buscará compensarse temporalmente mediante el despacho forzado de un generador sincrónico de una central térmica convencional que tenga una contribución de cortocircuito equivalente a la fortaleza de red. Consecuentemente, la capacidad del generador sincrónico a despachar fuera de orden de mérito limita la capacidad máxima del condensador sincrónico de la solución modular en la subestación determinada. Para aquellas subestaciones donde la solución óptima requiera de más de cuatro condensadores sincrónicos (caso de Diego de Almagro 110 kV, Illapa 220 kV y Maria Elena 220 kV), se evaluó el despacho forzado de un segundo generador convencional. La solución propuesta se muestra en la siguiente tabla, donde se muestra la solución modular por subestación y las unidades de generación convencional que deberán despacharse de forma forzada para compensar la pérdida de un condensador sincrónico.

Condensador Sincrónico			Despacho Forzado
Barra Candidata	Potencia Nominal [MVA]¹⁶	Módulos Requeridos¹⁷	
Algarrobal 220 kV	215,4	3 x 75 MVA	Guacolda U3
DIEGO DE ALMAGRO 110 kV	80,2	4 x 20 MVA	Taltal U2 Taltal U1 ¹⁸
ILLAPA 220 kV	357,1	4 x 90 MVA	Taltal U2 Taltal U1 ¹⁸
CALAMA NUEVA 220 kV	192,9	4 x 50 MVA	SUTA
DOMEYKO 220 kV	75,5	1 x 80 MVA	ANG1
EL COBRE (ENGIE) 220 kV	192,4	3 x 65 MVA	ANG1
Likanantai 220 kV	141,1	2 x 75 MVA	ANG1
MARÍA ELENA 220 kV	384,3	4 x 100 MVA	U16 Huasco U1 ¹⁸
MIRAJE 220 kV	273,4	3 x 95 MVA	ANG1
NUEVA POZO ALMONTE 220 kV	90,4	3 x 35 MVA	CCH1
O'HIGGINS 220 kV	98,0	2 x 50 MVA	ANG1

¹⁶ Asumiendo una reactancia subtransitoria total de 0,15 pu.

¹⁷ Módulos de iguales características y con una potencia nominal redondeada a múltiplos de 5 MVA.

¹⁸ En lugar de la conexión de un segundo generador sincrónico, otra alternativa para alcanzar la fortaleza de red requerida consistiría en la desconexión selectiva de generación ERNC hasta un valor similar a la potencia máxima del generador sincrónico conectado en primera instancia.

6 Referencias

- [1] DIgSILENT GmbH para el Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN,» Dic. 2021.
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional, «Propuesta de Expansión de la Transmisión – Proceso de Planificación de la Transmisión 2022,» Enero 2022.
- [3] S. Hadavi, M. Z. Mansour y B. Bahrani, «Optimal Allocation and Sizing of Synchronous Condensers in Weak Grids With Increased Penetration of Wind and Solar Farms,» *IEEE JOURNAL ON EMERGING AND SELECTED TOPICS IN CIRCUITS AND SYSTEMS*, vol. 11, nº 1, pp. 199 - 209, Mar. 2021.
- [4] F. Gao y L. Han, «Implementing the Nelder-Mead simplex algorithm with adaptive parameters,» *Computational Optimization and Applications*, May 2010.
- [5] B. Olson, I. Hashmi, K. Molloy y A. Shehu, «Basin Hopping as a General and Versatile Optimization Framework for the Characterization of Biological Macromolecules,» *Advances in Artificial Intelligence*, Oct. 2012.
- [6] CIGRE, «System strength,» *CIGRE Science & Engineering Volume N° 20*, pp. 5-26, 02 2021.
- [7] A. Stiger, R. A. Rivas y H. M., «Synchronous Condensers Contribution to Inertia and Short Circuit Current in Cooperation with STATCOM,» de *IEEE PES GTD Asia*, Bangkok, Thailand, 2019.
- [8] J. Skliutas, R. D'Aquila, J. M. Fogarty, R. Konopinski, P. Marken, C. Schartner y G. Zhi, «Planning the Future Grid with Synchronous Condensers,» de *CIGRÉ US National Committee Grid of the Future Symposium*, 2013.

7 Anexos

7.1 Generación por red

7.1.1 Casos base

Tabla 21. Generación por red en el escenario 25T1.

Red	*PV	*Wind	Biogas	Gas	Geot.	Hidro	Oil	Wind Asm	Total
00-Norte Grande	2914	653	0	0	18	5	0	12	3602
01-Atacama	1628	28	0	0	0	5	0	0	1661
02-Coquimbo	391	597	0	0	0	5	0	10	1004
03-Chilquinta-Aconcagua	167	0	0	0	0	191	0	0	359
04-Enel Distribución	250	0	0	15	0	415	0	0	679
05-Colbún	0	0	0	0	0	589	0	0	589
06-Troncal_Qui-Cha	0	146	0	398	0	788	0	0	1332
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	38	0	585	3	0	626
08-Charrúa	0	41	4	0	0	1386	3	0	1434
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	2	5
10-Araucanía	0	145	0	0	0	62	0	0	207
11-Araucanía 66 kV	0	30	0	13	0	106	3	0	152
12-SIC-SING	36	99	0	0	0	0	0	0	135
12-Zona Interconexión	79	0	0	0	0	0	0	0	79
Total	5466	1743	4	463	18	4138	10	24	11866

(*) Generación conectada por inversores. Wind Asm: eólica asincrónica

Tabla 22. Generación por red en el escenario 25T2.

Red	*Wind	Biogas	Gas	Geot.	Hidro	Oil	Wind Asm	Total
00-Norte Grande	921	0	0	42	5	16	84	1069
01-Atacama	69	0	0	0	3	0	0	72
02-Coquimbo	865	0	0	0	7	0	0	872
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	25	4	0	0	1581	1	0	1611
09-Concepción	1	0	0	0	0	0	3	4
10-Araucanía	1048	11	0	0	431	0	0	1490
11-Araucanía 66 kV	46	0	6	0	119	1	18	191
12-SIC-SING	99	0	0	0	0	0	0	99
Total	3107	14	449	42	4307	31	105	8055

(*) Generación conectada por inversores. Wind Asm: eólica asincrónica

7.1.2 Despacho forzado de generación sincrónica (Sección 4.2.2)

Tabla 23. Generación por red en el escenario 25T1_V2_Sens Gx Termica V1.

Redes	*PV	*Wind	Biogas	Carbón	Gas	Geot	Hidro	Oil	Wind Asm	Total
00-Norte Grande	2228	653	0	686	0	18	5	0	12	3602
01-Atacama	1407	28	0	221	0	0	5	0	0	1661
02-Coquimbo	501	488	0	0	0	0	5	0	10	1004
03-Chilquinta-Aconcagua	167	0	0	0	0	0	191	0	0	359
04-Enel Distribución	250	0	0	0	15	0	415	0	0	679
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	561	0	0	561
06-Troncal_Qui-Cha	0	146	0	0	398	0	755	0	0	1299
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	38	0	585	3	0	626
08-Charrúa	0	41	4	200	0	0	1215	3	0	1463
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	0	2	5
10-Araucanía	0	145	0	0	0	0	62	0	0	207
11-Araucanía 66 kV	0	30	0	0	13	0	106	3	0	152
12-SIC-SING	36	99	0	0	0	0	0	0	0	135
12-Zona Interconexión	79	0	0	0	0	0	0	0	0	79
Total	4668	1634	4	1107	463	18	3905	10	24	11832

(*) Generación conectada por inversores. Wind Asm: eólica asincrónica

Tabla 24. Generación por red en el escenario 25T1_V2_Sens Gx Termica V1_DespForz.

Redes	*PV	*Wind	Biogas	Carbón	Gas	Geot	Hidro	Oil	Wind Asm	Total
00-Norte Grande	2120	578	0	1156	254	18	5	50	12	4194
01-Atacama	656	28	0	221	120	0	5	0	0	1030
02-Coquimbo	501	488	0	0	15	0	5	0	10	1019
03-Chilquinta-Aconcagua	167	0	0	0	0	0	191	0	0	359
04-Enel Distribución	250	0	0	0	15	0	415	0	0	679
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	561	0	0	561
06-Troncal_Qui-Cha	0	146	0	0	398	0	755	0	0	1299
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	38	0	585	3	0	626
08-Charrúa	0	41	4	200	0	0	1157	3	0	1406
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	0	2	5
10-Araucanía	0	145	0	0	0	0	62	0	0	207
11-Araucanía 66 kV	0	30	0	0	13	0	106	3	0	152
12-SIC-SING	36	99	0	0	100	0	0	0	0	235
12-Zona Interconexión	79	0	0	0	0	0	0	0	0	79
Total	3809	1559	4	1577	952	18	3847	60	24	11850

(*) Generación conectada por inversores. Wind Asm: eólica asincrónica

Tabla 25. Generación por red en el escenario 25T1_V2_Sens Gx Termica V2.

Redes	*PV	*Wind	Biogas	Carbón	Gas	Geot	Hidro	Oil	Wind Asm	Total
00-Norte Grande	2414	653	0	686	0	18	5	0	12	3788
01-Atacama	1628	28	0	221	0	0	5	0	0	1882
02-Coquimbo	501	488	0	0	0	0	5	0	10	1004
03-Chilquinta-Aconcagua	167	0	0	0	0	0	191	0	0	359
04-Enel Distribución	250	0	0	0	15	0	415	0	0	679
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	561	0	0	561
06-Troncal_Qui-Cha	0	146	0	0	398	0	755	0	0	1299
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	38	0	585	3	0	626
08-Charrúa	0	41	4	200	0	0	867	3	0	1116
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	0	2	5
10-Araucanía	0	145	0	0	0	0	62	0	0	207
11-Araucanía 66 kV	0	30	0	0	13	0	106	3	0	152
12-SIC-SING	36	99	0	0	0	0	0	0	0	135
12-Zona Interconexión	79	0	0	0	0	0	0	0	0	79
Total	5075	1634	4	1107	463	18	3558	10	24	11892

(*) Generación conectada por inversores. Wind Asm: eólica asincrónica

Tabla 26. Generación por red en el escenario 25T1_V2_Sens Gx Termica V2_DespForz.

Redes	*PV	*Wind	Biogas	Carbón	Gas	Geot	Hidro	Oil	Wind Asm	Total
00-Norte Grande	2327	578	0	1156	259	18	5	45	12	4401
01-Atacama	863	28	0	221	120	0	5	0	0	1237
02-Coquimbo	501	488	0	0	10	0	5	25	10	1039
03-Chilquinta-Aconcagua	167	0	0	0	0	0	191	0	0	359
04-Enel Distribución	250	0	0	0	15	0	415	0	0	679
05-Colbún	0	0	0	0	0	0	561	0	0	561
06-Troncal_Qui-Cha	0	146	0	0	398	0	755	0	0	1299
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	38	0	585	3	0	626
08-Charrúa	0	41	4	200	0	0	802	3	0	1050
09-Concepción	0	3	0	0	0	0	0	0	2	5
10-Araucanía	0	145	0	0	0	0	62	0	0	207
11-Araucanía 66 kV	0	30	0	0	13	0	106	3	0	152
12-SIC-SING	36	99	0	0	85	0	0	0	0	220
12-Zona Interconexión	79	0	0	0	0	0	0	0	0	79
Total	4223	1559	4	1577	937	18	3492	80	24	11914

(*) Generación conectada por inversores. Wind Asm: eólica asincrónica

7.2 Soluciones propuestas

7.2.1 Valores de ESCR

Tabla 27. ESCR en los puntos de interconexión de las centrales ERNC en las soluciones finales propuestas en el escenario de día 25T1

Barra Monitoreada	Grid	Punto de Partida	Opt3-1f	Opt3-6f	Opt3-10f
Andes IIB_POI	00-Norte Grande	1.74	1.62	1.67	1.56
Elena_POI	00-Norte Grande	1.87	1.73	1.79	1.79
Las Salinas_POI	00-Norte Grande	1.57	1.55	1.53	1.53
PF Gabriela_POI	00-Norte Grande	1.51	1.56	1.50	1.50
PF Pedro de Valdivia_POI	00-Norte Grande	1.81	1.73	1.70	1.72
Amp Finis Terrae Etapa I_POI	00-Norte Grande	1.83	1.67	1.73	1.73
FV Coya_POI	00-Norte Grande	1.81	1.68	1.73	1.77
FV_VALLE_DEL_SOL_POI	00-Norte Grande	2.08	1.83	1.94	1.93
FV_WILLKA_POI	00-Norte Grande	2.18	1.56	1.51	1.52
La cruz_POI	00-Norte Grande	1.84	1.71	1.76	1.80
PE Ckani_POI	00-Norte Grande	1.81	1.68	1.73	1.77
PE_LLANOS_DEL_VIENTO_POI	00-Norte Grande	2.01	1.78	1.74	1.80
PV Tamaya Solar_POI	00-Norte Grande	1.60	1.52	1.57	1.55
Pampa Tigre_POI	00-Norte Grande	1.82	1.64	1.58	1.62
Sol de lila_POI 220 kV	00-Norte Grande	1.74	1.62	1.67	1.56
Sol del desierto Fase I_POI	00-Norte Grande	1.94	1.79	1.86	1.84
Sol del desierto fase II_POI	00-Norte Grande	1.94	1.79	1.86	1.84
BOLERO 220 kV B1	00-Norte Grande	1.81	1.83	1.77	1.76
SAN SIMON 220 kV B2	00-Norte Grande	1.97	1.63	1.64	1.63
VALLE DE LOS VIENTOS 110 kV B1	00-Norte Grande	1.53	1.50	1.56	1.50
Parque Eolico Calama 220 kV B1	00-Norte Grande	1.75	1.71	1.79	1.71
HADES 220 kV	00-Norte Grande	1.81	1.63	1.56	1.59
PV Granja Solar 220 kV	00-Norte Grande	2.03	1.61	1.60	1.60
Lasana 220 kV B1	00-Norte Grande	1.71	1.68	1.75	1.68
PEQ 220 kV	00-Norte Grande	1.93	1.68	1.71	1.70
S/E Usya 110kV	00-Norte Grande	1.56	1.53	1.59	1.53
ANDES (AES GENER) 220 kV B2	00-Norte Grande	1.74	1.62	1.67	1.56
Don Antonio 220kV	00-Norte Grande	1.91	1.72	1.77	1.76
URIBE 110 kV B1	00-Norte Grande	1.63	1.50	1.50	1.52
SOLAR JAMA 220 kV B1	00-Norte Grande	1.71	1.67	1.75	1.67
CALAMA 110 kV B1	00-Norte Grande	1.58	1.55	1.61	1.55
CAPRICORNIO 110 kV B1	00-Norte Grande	1.68	1.60	1.56	1.59
FARELLÓN 220 kV B1	00-Norte Grande	1.82	1.64	1.58	1.62
Seccionadora Pallata 220 kV	00-Norte Grande	1.69	1.56	1.61	1.61
POZO ALMONTE 110 kV B1	00-Norte Grande	2.44	1.69	1.63	1.64
Terminal	00-Norte Grande	3.08	2.17	2.09	2.10

Barra Monitoreada	Grid	Punto de Partida	Opt3-1f	Opt3-6f	Opt3-10f
PFV Cerro Dominador 220 kV	00-Norte Grande	1.93	1.77	1.83	1.83
MARÍA ELENA 220 kV B1	00-Norte Grande	1.94	1.79	1.86	1.84
RANDE 220 kV B1	00-Norte Grande	1.80	1.65	1.70	1.70
S/E Matilla 220kV	00-Norte Grande	1.87	1.51	1.50	1.50
Cardones_POI	01-Atacama	1.86	1.65	1.64	1.65
DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B1	01-Atacama	2.15	1.78	1.71	1.76
Sol de Varas_POI	01-Atacama	1.75	1.56	1.52	1.54
Valle Escondido_POI	01-Atacama	1.86	1.65	1.64	1.64
FV_CAMPOS_DEL_SOL_II_POI	01-Atacama	2.06	1.81	1.73	1.77
Sol de Atacama_POI	01-Atacama	2.68	1.52	1.51	1.60
S/E Inca de Oro 220kV	01-Atacama	2.06	1.81	1.73	1.77
PE Sarco SE 220 kV	01-Atacama	1.67	1.50	1.51	1.51
Sol de los Andes	01-Atacama	3.36	1.65	1.62	1.74
Río Escondido 220 kV	01-Atacama	1.86	1.65	1.64	1.65
CONEJO 220 kV B1(1)	01-Atacama	1.84	1.57	1.52	1.56
CARRERA PINTO 220 kV B1	01-Atacama	1.75	1.56	1.52	1.55
Tap Chañares 110 kV	01-Atacama	3.72	1.70	1.67	1.80
CENTRAL LLANO DE LLAMPOS 220 kV B1(1)	01-Atacama	1.72	1.54	1.54	1.54
PFV Los Loros	01-Atacama	1.66	1.50	1.50	1.50
Tap PV Salvador 110 kV	01-Atacama	3.85	1.84	1.82	1.96
SAN ANDRÉS 220 kV B1	01-Atacama	1.79	1.59	1.57	1.58
PFV PAMPA SOL NOR 220 KV	01-Atacama	1.91	1.62	1.56	1.61
CENTRAL LUZ DEL NORTE 220 kV B1	01-Atacama	1.75	1.57	1.53	1.55
CENTRAL JAVIERA 110 kV B1	01-Atacama	3.68	1.87	1.85	1.98
Lalackama_220	01-Atacama	1.75	1.61	1.63	1.58
PASTORA 220 KV	01-Atacama	1.75	1.56	1.53	1.55
ILLAPA 220 kV B1	01-Atacama	2.06	1.81	1.73	1.77
CUMBRE 220 kV B1	06-Troncal_Qui-Cha	1.91	1.71	1.68	1.70
EOL_TALTAL_PARINAS_POI	12-SIC-SING	1.79	1.64	1.66	1.61
FV_LALACKAMA_PARINAS_POI	12-SIC-SING	1.79	1.64	1.66	1.61
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV B1	12-Zona Interconexión	2.27	2.05	2.06	2.05
ESCR promedio [-]		1.97	1.67	1.67	1.67

Tabla 28. ESCR en los puntos de interconexión de las centrales ERNC en las soluciones finales propuestas en el escenario de noche 25T2.

Barra Monitoreada	Grid	Opt3-1f	Opt3-6f	Opt3-10f
Andes IIB_POI	00-Norte Grande	8.52	8.84	8.20
Elena_POI	00-Norte Grande	9.99	10.40	10.40
Las Salinas_POI	00-Norte Grande	10.22	10.18	10.15
PF Gabriela_POI	00-Norte Grande	10.50	10.15	10.11
PF Pedro de Valdivia_POI	00-Norte Grande	8.89	8.76	8.90
Amp Finis Terrae Etapa I_POI	00-Norte Grande	10.09	10.55	10.53
FV Coya_POI	00-Norte Grande	9.73	10.10	10.32
FV_VALLE_DEL_SOL_POI	00-Norte Grande	10.52	11.20	11.18
FV_WILLKA_POI	00-Norte Grande	15.87	15.67	15.65
La cruz_POI	00-Norte Grande	9.75	10.13	10.35
PE Ckani_POI	00-Norte Grande	7.37	7.57	7.68
PE_LLANOS_DEL_VIENTO_POI	00-Norte Grande	7.34	7.22	7.45
PV Tamaya Solar_POI	00-Norte Grande	9.02	9.42	9.22
Pampa Tigre_POI	00-Norte Grande	4.95	4.87	4.95
Sol de lila_POI 220 kV	00-Norte Grande	8.52	8.84	8.20
Sol del desierto Fase I_POI	00-Norte Grande	10.70	11.22	11.05
Sol del desierto fase II_POI	00-Norte Grande	10.70	11.22	11.05
BOLERO 220 kV B1	00-Norte Grande	10.24	9.93	9.89
SAN SIMON 220 kV B2	00-Norte Grande	11.99	12.28	12.21
VALLE DE LOS VIENTOS 110 kV B1	00-Norte Grande	5.02	5.18	5.02
Parque Eolico Calama 220 kV B1	00-Norte Grande	6.94	7.23	6.93
HADES 220 kV	00-Norte Grande	8.17	7.83	8.01
PV Granja Solar 220 kV	00-Norte Grande	12.88	13.06	13.01
Lasana 220 kV B1	00-Norte Grande	6.93	7.22	6.92
PEQ 220 kV	00-Norte Grande	11.27	11.67	11.58
S/E Usya 110kV	00-Norte Grande	6.19	6.42	6.18
ANDES (AES GENER) 220 kV B2	00-Norte Grande	8.52	8.84	8.20
Don Antonio 220kV	00-Norte Grande	10.71	11.17	11.07
URIBE 110 kV B1	00-Norte Grande	8.80	8.83	9.00
SOLAR JAMA 220 kV B1	00-Norte Grande	6.92	7.22	6.91
CALAMA 110 kV B1	00-Norte Grande	6.24	6.48	6.23
CAPRICORNIO 110 kV B1	00-Norte Grande	8.76	8.61	8.77
FARELLÓN 220 kV B1	00-Norte Grande	4.96	4.87	4.96
Seccionadora Pallata 220 kV	00-Norte Grande	5.74	5.88	5.88
POZO ALMONTE 110 kV B1	00-Norte Grande	17.46	17.18	17.16
Terminal	00-Norte Grande	15.88	15.66	15.64
PFV Cerro Dominador 220 kV	00-Norte Grande	10.66	11.15	11.12
MARÍA ELENA 220 kV B1	00-Norte Grande	10.70	11.21	11.05
RANDE 220 kV B1	00-Norte Grande	10.10	10.56	10.54
S/E Matilla 220kV	00-Norte Grande	12.98	13.17	13.11

Barra Monitoreada	Grid	Opt3-1f	Opt3-6f	Opt3-10f
Cardones_POI	01-Atacama	7.95	8.02	7.97
DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B1	01-Atacama	12.03	11.62	11.87
Sol de Varas_POI	01-Atacama	9.88	9.73	9.79
Valle Escondido_POI	01-Atacama	7.95	8.02	7.97
FV_CAMPOS_DEL_SOL_II_POI	01-Atacama	11.80	11.37	11.56
Sol de Atacama_POI	01-Atacama	15.46	15.12	16.23
S/E Inca de Oro 220kV	01-Atacama	11.72	11.30	11.49
PE Sarco SE 220 kV	01-Atacama	6.13	6.23	6.17
Sol de los Andes	01-Atacama	15.76	15.42	16.54
Río Escondido 220 kV	01-Atacama	7.95	8.02	7.97
CONEJO 220 kV B1(1)	01-Atacama	11.97	11.57	11.80
CARRERA PINTO 220 kV B1	01-Atacama	9.88	9.73	9.79
Tap Chañares 110 kV	01-Atacama	16.17	15.82	16.98
CENTRAL LLANO DE LLAMPOS 220 kV B1(1)	01-Atacama	7.75	7.82	7.77
PFV Los Loros	01-Atacama	7.55	7.61	7.57
Tap PV Salvador 110 kV	01-Atacama	15.07	14.74	15.82
SAN ANDRÉS 220 kV B1	01-Atacama	8.83	8.81	8.81
PFV PAMPA SOL NOR 220 KV	01-Atacama	11.99	11.58	11.82
CENTRAL LUZ DEL NORTE 220 kV B1	01-Atacama	9.81	9.67	9.72
CENTRAL JAVIERA 110 kV B1	01-Atacama	14.98	14.64	15.73
PASTORA 220 KV	01-Atacama	9.85	9.70	9.76
ILLAPA 220 kV B1	01-Atacama	11.80	11.37	11.57
CUMBRE 220 kV B1	06-Troncal_Qui-Cha	9.07	8.99	9.02
EOL_TALTAL_PARINAS_POI	12-SIC-SING	6.79	6.90	6.72
FV_LALACKAMA_PARINAS_POI	12-SIC-SING	6.79	6.91	6.73
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV B1	12-Zona Interconexión	6.35	6.40	6.37
ESCR promedio [-]		9.88	9.93	9.97

Tabla 29. ESCR, potencia de cortocircuito (Sk'') y generación ponderada en los puntos de interconexión de las centrales ERNC en las soluciones finales propuestas en el escenario de día 25T1

Barras Monitoreadas	Grid	ESCR [-]	Sk'' [MVA]	Generación Ponderada [MW]
Andes IIB_POI	00-Norte Grande	1.67	3149.2	1883.9
Cardones_POI	01-Atacama	1.64	5924.4	3603.0
DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B1	01-Atacama	1.71	4316.2	2522.4
Elena_POI	00-Norte Grande	1.79	8997.4	5033.8
Las Salinas_POI	00-Norte Grande	1.53	2411.7	1572.4
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV B1	12-Zona Interconexión	2.06	8295.0	4034.3
PF Gabriela_POI	00-Norte Grande	1.50	1430.2	950.6
PF Pedro de Valdivia_POI	00-Norte Grande	1.70	3405.1	2007.4
Sol de Varas_POI	01-Atacama	1.52	4570.0	2999.1
Valle Escondido_POI	01-Atacama	1.64	5924.1	3603.6
Amp Finis Terrae Etapa I_POI	00-Norte Grande	1.73	4905.2	2831.1
FV_CAMPOS_DEL_SOL_II_POI	01-Atacama	1.73	6013.3	3481.8
EOL_TALTAL_PARINAS_POI	12-SIC-SING	1.66	3997.6	2404.9
FV Coya_POI	00-Norte Grande	1.73	4466.8	2584.0
FV_LALACKAMA_PARINAS_POI	12-SIC-SING	1.66	3997.6	2404.5
FV_VALLE_DEL_SOL_POI	00-Norte Grande	1.94	7105.1	3671.4
FV_WILLKA_POI	00-Norte Grande	1.51	693.9	459.1
La cruz_POI	00-Norte Grande	1.76	4397.9	2500.8
PE Ckani_POI	00-Norte Grande	1.73	1873.9	1083.9
PE_LLANOS_DEL_VIENTO_POI	00-Norte Grande	1.74	5393.0	3098.0
PV Tamaya Solar_POI	00-Norte Grande	1.57	1046.1	664.8
Pampa Tigre_POI	00-Norte Grande	1.58	2444.2	1543.2
Sol de Atacama_POI	01-Atacama	1.51	442.8	294.0
Sol de lila_POI 220 kV	00-Norte Grande	1.67	3157.9	1889.0
Sol del desierto Fase I_POI	00-Norte Grande	1.86	8374.4	4497.0
Sol del desierto fase II_POI	00-Norte Grande	1.86	8374.4	4495.5
BOLERO 220 kV B1	00-Norte Grande	1.77	5280.9	2983.9
SAN SIMON 220 kV B2	00-Norte Grande	1.64	2172.8	1328.1
VALLE DE LOS VIENTOS 110 kV B1	00-Norte Grande	1.56	877.4	562.8
Parque Eolico Calama 220 kV B1	00-Norte Grande	1.79	2447.2	1366.4
S/E Inca de Oro 220kV	01-Atacama	1.73	5371.9	3106.0
HADES 220 kV	00-Norte Grande	1.56	1697.2	1090.0
PV Granja Solar 220 kV	00-Norte Grande	1.60	1804.3	1129.6
PE Sarco SE 220 kV	01-Atacama	1.51	1302.4	859.8
Sol de los Andes	01-Atacama	1.62	1025.7	631.6
CUMBRE 220 kV B1	06-Troncal_Qui-Cha	1.68	5869.8	3498.0
Lasana 220 kV B1	00-Norte Grande	1.75	2007.4	1144.9
PEQ 220 KV	00-Norte Grande	1.71	4097.9	2400.0

Barrra Monitoreadas	Grid	ESCR [-]	Sk" [MVA]	Generación Ponderada [MW]
Río Escondido 220 kV	01-Atacama	1.64	5998.5	3647.4
S/E Usya 110kV	00-Norte Grande	1.59	796.2	499.3
ANDES (AES GENER) 220 kV B2	00-Norte Grande	1.67	3169.6	1895.4
Don Antonio 220kV	00-Norte Grande	1.77	6354.8	3581.6
URIBE 110 kV B1	00-Norte Grande	1.50	463.7	309.1
SOLAR JAMA 220 kV B1	00-Norte Grande	1.75	1817.1	1038.7
CALAMA 110 kV B1	00-Norte Grande	1.61	1412.9	875.1
CONEJO 220 kV B1(1)	01-Atacama	1.52	977.3	644.3
CARRERA PINTO 220 kV B1	01-Atacama	1.52	4613.6	3027.1
CAPRICORNIO 110 kV B1	00-Norte Grande	1.56	1196.3	764.6
FARELLÓN 220 kV B1	00-Norte Grande	1.58	2456.4	1550.4
Seccionadora Pallata 220 kV	00-Norte Grande	1.61	1612.5	1004.0
Tap Chañares 110 kV	01-Atacama	1.67	1348.5	806.4
POZO ALMONTE 110 kV B1	00-Norte Grande	1.63	541.1	331.5
CENTRAL LLANO DE LLAMPOS 220 kV B1(1)	01-Atacama	1.54	1566.2	1017.8
PFV Los Loros	01-Atacama	1.50	444.0	296.0
Terminal	00-Norte Grande	2.09	141.8	67.9
Tap PV Salvador 110 kV	01-Atacama	1.82	908.0	499.3
SAN ANDRÉS 220 kV B1	01-Atacama	1.57	4672.8	2977.3
PFV PAMPA SOL NOR 220 KV	01-Atacama	1.56	1013.0	647.3
PFV Cerro Dominador 220 kV	00-Norte Grande	1.83	2347.4	1285.1
CENTRAL LUZ DEL NORTE 220 kV B1	01-Atacama	1.53	4158.5	2720.8
MARÍA ELENA 220 kV B1	00-Norte Grande	1.86	8521.8	4573.5
CENTRAL JAVIERA 110 kV B1	01-Atacama	1.85	644.7	348.7
Lalackama_220	01-Atacama	1.63	1522.8	936.0
RANDE 220 kV B1	00-Norte Grande	1.70	3472.3	2039.2
PASTORA 220 KV	01-Atacama	1.53	4168.3	2731.3
ILLAPA 220 kV B1	01-Atacama	1.73	6088.8	3521.3
S/E Matilla 220kV	00-Norte Grande	1.50	1340.2	893.5
ESCR promedio [-]		1.67		

7.2.2 Optimización Opt3

Tabla 30. Resultados de la etapa de optimización Opt3

Barras con Compensación	Opt3-1 [MVA]	Opt3-2 [MVA]	Opt3-3 [MVA]	Opt3-4 [MVA]	Opt3-5 [MVA]	Opt3-6 [MVA]	Opt3-7 [MVA]	Opt3-8 [MVA]	Opt3-9 [MVA]	Opt3-10 [MVA]	Opt3-11 [MVA]
Roncacho 220 kV	218	143	317	587	20	437	575	65	366	4	0
Nueva Pozo Almonte 220 kV	628	223	688	683	4407	451	250	1001	404	543	999
Frontera 220 kV	0	0	307	104	0	0	0	128	0	196	554
María Elena 220 kV	1836	3367	2052	1024	4573	2222	2225	1254	2129	1768	2628
Crucero 220 kV	0	0	0	390	0	0	493	48	988	628	618
Miraje 220 kV	1456	2068	1462	1003	5000	1390	1627	1099	453	1766	1294
Calama Nueva 220 kV	1269	1420	1128	1412	1	1177	1058	1328	1125	1078	850
Nueva Zaldívar 220 kV	1215	927	1435	775	93	1124	1065	1588	558	253	0
Zaldívar 220 kV	340	169	152	663	1414	419	993	34	4	347	0
Domeyko 220 kV	705	4	550	464	200	578	342	542	27	585	745
Likanantai 220 kV	0	0	0	0	0	454	0	0	0	0	0
O'Higgins 220 kV	835	624	590	1232	4488	844	383	788	1698	987	1165
Parinas 220 kV B1	0	0	0	0	454	0	0	221	62	284	333
El Cobre (ENGIE) 220 kV	1056	1122	1071	1218	4211	841	897	1188	1248	1154	1201
Diego de Almagro 110 kV	463	323	403	391	0	625	312	206	249	584	720
Illapa 220 kV	2884	4143	3409	3384	5000	2621	4289	4904	4450	2614	1842
Algarrobal 220 kV	1149	542	833	1181	4750	1129	378	1436	1450	1092	1188
Maitencillo 220 kV	0	0	0	0	19	0	55	0	88	56	363
SK" TOTAL [MVA]	14055	15075	14399	14510	34630	14310	14943	15830	15298	13938	14502
Gen. Síncrona Instalada Equivalente TOTAL [MVA]	2108	2261	2160	2176	5194	2147	2241	2375	2295	2091	2175

7.3 Análisis de sensibilidad utilizando la potencia despachada en el cálculo del ESCR

Tabla 31. ESCR en los puntos de interconexión de las centrales ERNC en la solución C05

Barra Monitoreada	C05 (Potencia Instalada)	C05 (Potencia Inyectada)	C05-Opt1 (Potencia Inyectada)
Andes IIB_POI	1.11	1.70	1.77
Cardones_POI	1.23	1.94	1.93
DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B1	1.12	1.74	1.89
Elena_POI	1.28	1.96	2.05
Las Salinas_POI	1.08	1.65	1.71
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV B1	1.61	2.58	2.54
PF Gabriela_POI	1.01	1.55	1.60
PF Pedro de Valdivia_POI	1.13	1.74	1.81
Sol de Varas_POI	1.10	1.72	1.80
Valle Escondido_POI	1.23	1.94	1.93
Amp Finis Terrae Etapa I_POI	1.29	1.96	2.05
FV_CAMPOS_DEL_SOL_II_POI	1.15	1.80	1.96
EOL_TALTAL_PARINAS_POI	1.16	1.77	1.83
FV Coya_POI	1.26	1.92	2.00
FV_LALACKAMA_PARINAS_POI	1.16	1.77	1.83
FV_VALLE_DEL_SOL_POI	1.43	2.18	2.33
FV_WILLKA_POI	1.74	2.66	1.96
La cruz_POI	1.27	1.94	2.03
PE Ckani_POI	1.28	1.93	2.01
PE_LLANOS_DEL_VIENTO_POI	1.16	1.78	1.86
PV Tamaya Solar_POI	1.09	1.67	1.73
Pampa Tigre_POI	1.11	1.70	1.77
Sol de Atacama_POI	0.93	1.43	1.50
Sol de lila_POI 220 kV	1.11	1.70	1.77
Sol del desierto Fase I_POI	1.34	2.05	2.16
Sol del desierto fase II_POI	1.34	2.05	2.16
BOLERO 220 kV B1	1.13	1.73	1.80
SAN SIMON 220 kV B2	1.47	2.24	2.03
VALLE DE LOS VIENTOS 110 kV B1	0.97	1.46	1.50
Parque Eolico Calama 220 kV B1	1.04	1.61	1.67
S/E Inca de Oro 220kV	1.15	1.80	1.96
HADES 220 kV	1.12	1.72	1.79
PV Granja Solar 220 kV	1.53	2.35	2.01
PE Sarco SE 220 kV	1.23	2.17	2.08
Sol de los Andes	0.92	1.43	1.51

Barra Monitoreada	C05 (Potencia Instalada)	C05 (Potencia Inyectada)	C05-Opt1 (Potencia Inyectada)
CUMBRE 220 kV B1	1.18	1.88	1.97
Lasana 220 kV B1	1.03	1.60	1.65
PEQ 220 KV	1.39	2.13	2.06
Río Escondido 220 kV	1.23	1.94	1.93
S/E Usya 110kV	0.99	1.51	1.55
ANDES (AES GENER) 220 kV B2	1.11	1.70	1.77
Don Antonio 220kV	1.35	2.05	2.10
URIBE 110 kV B1	1.09	1.66	1.73
SOLAR JAMA 220 kV B1	1.03	1.60	1.65
CALAMA 110 kV B1	0.97	1.48	1.53
CONEJO 220 kV B1(1)	1.06	1.64	1.76
CARRERA PINTO 220 kV B1	1.10	1.72	1.80
CAPRICORNIO 110 kV B1	1.06	1.63	1.69
FARELLÓN 220 kV B1	1.11	1.70	1.77
Seccionadora Pallata 220 kV	1.23	1.81	1.88
Tap Chañares 110 kV	0.92	1.43	1.52
POZO ALMONTE 110 kV B1	1.92	2.94	2.10
CENTRAL LLANO DE LLAMPOS 220 kV B1(1)	1.18	1.86	1.85
PFV Los Loros	1.19	1.86	1.85
Terminal	2.55	3.89	2.77
Tap PV Salvador 110 kV	1.02	1.58	1.67
SAN ANDRÉS 220 kV B1	1.15	1.81	1.85
PFV PAMPA SOL NOR 220 KV	1.08	1.68	1.80
PFV Cerro Dominador 220 kV	1.37	2.08	2.18
CENTRAL LUZ DEL NORTE 220 kV B1	1.10	1.72	1.81
MARÍA ELENA 220 kV B1	1.34	2.05	2.16
CENTRAL JAVIERA 110 kV B1	1.07	1.65	1.74
Lalackama_220	1.16	1.77	1.83
RANDE 220 kV B1	1.27	1.94	2.03
PASTORA 220 KV	1.10	1.72	1.80
ILLAPA 220 kV B1	1.15	1.80	1.96
S/E Matilla 220kV	1.45	2.21	1.91
ESCR Average [-]	1.21	1.87	1.88

7.4 Análisis de sensibilidad reduciendo las barras monitoreadas

7.4.1 Compensación mínima requerida

Tabla 32. Compensación mínima requerida en cada una de las soluciones propuestas

Zona	Barra Candidata	Opt3-1f [MVA]	Opt3-1f-1 [MVA]	Opt3-6f [MVA]	Opt3-6f-2 [MVA]	Opt3-10f [MVA]	Opt3-10f-2 [MVA]
1	Roncacho 220 kV	0	0	0	0	0	0
	Nueva Pozo Almonte 220 kV	776	873	603	850	623	873
2	Frontera 220 kV	0	0	0	0	0	0
	María Elena 220 kV	2272	1892	2562	2295	1993	1694
	Crucero 220 kV	0	0	0	0	704	503
	Miraje 220 kV	1335	1496	1823	1108	1758	949
	Calama Nueva 220 kV	1171	1389	1286	1303	1056	1352
3	Nueva Zaldívar 220 kV	883	840	0	0	0	0
	Zaldívar 220 kV	0	0	0	0	505	504
	Domeyko 220 kV	721	501	503	500	701	503
	Likanantai 220 kV	0	0	940	500	0	0
	O'Higgins 220 kV	723	500	653	825	931	1462
	Parinas 220 kV B1	0	0	0	0	0	0
4	El Cobre (ENGIE) 220 kV	1615	1612	1282	1726	1234	1427
	Diego de Almagro 110 kV	506	503	535	605	653	637
5	Illapa 220 kV	2796	2588	2381	2282	2517	2223
	Algarrobal 220 kV	1193	1419	1436	1489	1301	1474
	Maitencillo 220 kV	0	0	0	0	0	0
	Sk" Adicional TOTAL [MVA]	13990	13613	14004	13482	13976	13601
	Potencia Instalada TOTAL [MVA]	2099	2042	2101	2022	2096	2040
	Reducción [%]	0.0%	-2.7%	0.0%	-3.7%	0.0%	-2.7%

7.4.2 Valores de ESCR

Tabla 33. Puntos de partida - generación ERNC ponderada y ESCR en los puntos de interconexión de las centrales ERNC

Barra Monitoreada	Opt3-1f		Opt3-6f		Opt3-10f	
	Generación ERNC ponderada [MW]	ESCR [-]	Generación ERNC ponderada [MW]	ESCR [-]	Generación ERNC ponderada [MW]	ESCR [-]
Andes IIB_POI	1852.3	1.62	1883.9	1.67	1871.4	1.56
Cardones_POI	3588.4	1.65	3603.0	1.64	3591.5	1.65
DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B1	2509.6	1.78	2522.4	1.71	2511.8	1.76
Elena_POI	4981.1	1.73	5033.8	1.79	5053.7	1.79
Las Salinas_POI	1569.6	1.55	1572.4	1.53	1574.6	1.53
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV B1	4027.3	2.05	4034.3	2.06	4029.4	2.05
PF Gabriela_POI	932.2	1.56	950.6	1.50	952.7	1.50
PF Pedro de Valdivia_POI	1999.8	1.73	2007.4	1.70	2000.2	1.72
Sol de Varas_POI	2994.7	1.56	2999.1	1.52	2990.4	1.54
Valle Escondido_POI	3589.1	1.65	3603.6	1.64	3592.1	1.64
Amp Finis Terrae Etapa I_POI	2851.0	1.67	2831.1	1.73	2832.9	1.73
FV_CAMPOS_DEL_SOL_II_POI	3523.7	1.81	3481.8	1.73	3489.9	1.77
EOL TALTAL PARINAS_POI	2401.9	1.64	2404.9	1.66	2410.7	1.61
FV Coya_POI	2608.1	1.68	2584.0	1.73	2591.6	1.77
FV_LALACKAMA_PARINAS_POI	2401.6	1.64	2404.5	1.66	2410.4	1.61
FV_VALLE_DEL_SOL_POI	3624.2	1.83	3671.4	1.94	3666.1	1.93
FV_WILLKA_POI	454.4	1.56	459.1	1.51	458.8	1.52
La cruz_POI	2526.3	1.71	2500.8	1.76	2506.1	1.80
PE Ckani_POI	1106.0	1.68	1083.9	1.73	1070.6	1.77
PE_LLANOS_DEL_VIENTO_POI	3121.5	1.78	3098.0	1.74	3144.4	1.80
PV Tamaya Solar_POI	682.7	1.52	664.8	1.57	671.8	1.55
Pampa Tigre_POI	1527.2	1.64	1543.2	1.58	1533.5	1.62
Sol de Atacama_POI	290.2	1.52	294.0	1.51	281.8	1.60
Sol de lila_POI 220 kV	1857.0	1.62	1889.0	1.67	1876.1	1.56
Sol del desierto Fase I_POI	4458.0	1.79	4497.0	1.86	4462.2	1.84
Sol del desierto fase II_POI	4456.5	1.79	4495.5	1.86	4460.6	1.84
BOLERO 220 kV B1	3016.3	1.83	2983.9	1.77	2987.6	1.76
SAN SIMON 220 kV B2	1345.7	1.63	1328.1	1.64	1330.7	1.63
VALLE DE LOS VIENTOS 110 kV B1	579.7	1.50	562.8	1.56	576.8	1.50
Parque Eolico Calama 220 kV B1	1393.1	1.71	1366.4	1.79	1373.7	1.71
S/E Inca de Oro 220kV	3123.1	1.81	3106.0	1.73	3103.6	1.77
HADES 220 kV	1066.9	1.63	1090.0	1.56	1083.0	1.59
PV Granja Solar 220 kV	1142.5	1.61	1129.6	1.60	1131.5	1.60
PE Sarco SE 220 kV	865.1	1.50	859.8	1.51	862.9	1.51

Barra Monitoreada	Opt3-1f		Opt3-6f		Opt3-10f	
	Generación ERNC ponderada [MW]	ESCR [-]	Generación ERNC ponderada [MW]	ESCR [-]	Generación ERNC ponderada [MW]	ESCR [-]
Sol de los Andes	620.3	1.65	631.6	1.62	612.4	1.74
CUMBRE 220 kV B1	3497.7	1.71	3498.0	1.68	3491.8	1.70
Lasana 220 kV B1	1171.4	1.68	1144.9	1.75	1157.9	1.68
PEQ 220 KV	2430.8	1.68	2400.0	1.71	2403.4	1.70
Río Escondido 220 kV	3632.5	1.65	3647.4	1.64	3635.6	1.65
S/E Usya 110kV	514.8	1.53	499.3	1.59	512.6	1.53
ANDES (AES GENER) 220 kV B2	1863.0	1.62	1895.4	1.67	1881.9	1.56
Don Antonio 220kV	3590.2	1.72	3581.6	1.77	3577.7	1.76
URIBE 110 kV B1	309.3	1.50	309.1	1.50	305.1	1.52
SOLAR JAMA 220 kV B1	1064.6	1.67	1038.7	1.75	1053.6	1.67
CALAMA 110 kV B1	898.8	1.55	875.1	1.61	891.4	1.55
CONEJO 220 kV B1(1)	628.0	1.57	644.3	1.52	631.6	1.56
CARRERA PINTO 220 kV B1	3023.3	1.56	3027.1	1.52	3018.6	1.55
CAPRICORNIO 110 kV B1	753.2	1.60	764.6	1.56	757.2	1.59
FARELLÓN 220 kV B1	1534.4	1.64	1550.4	1.58	1540.7	1.62
Seccionadora Pallata 220 kV	1026.9	1.56	1004.0	1.61	1003.8	1.61
Tap Chañares 110 kV	789.6	1.70	806.4	1.67	790.1	1.80
POZO ALMONTE 110 kV B1	325.4	1.69	331.5	1.63	331.0	1.64
CENTRAL LLANO DE LLAMPOS 220 kV B1	1015.9	1.54	1017.8	1.54	1016.7	1.54
PFV Los Loros	295.8	1.50	296.0	1.50	295.9	1.50
Terminal	65.6	2.17	67.9	2.09	67.6	2.10
Tap PV Salvador 110 kV	491.5	1.84	499.3	1.82	478.9	1.96
SAN ANDRÉS 220 kV B1	2966.9	1.59	2977.3	1.57	2967.3	1.58
PFV PAMPA SOL NOR 220 KV	630.3	1.62	647.3	1.56	634.0	1.61
PFV Cerro Dominador 220 kV	1314.8	1.77	1285.1	1.83	1285.2	1.83
CENTRAL LUZ DEL NORTE 220 kV B1	2710.7	1.57	2720.8	1.53	2710.0	1.55
MARÍA ELENA 220 kV B1	4530.3	1.79	4573.5	1.86	4536.5	1.84
CENTRAL JAVIERA 110 kV B1	344.0	1.87	348.7	1.85	332.7	1.98
Lalackama_220	942.8	1.61	936.0	1.63	952.9	1.58
RANDE 220 kV B1	2069.0	1.65	2039.2	1.70	2040.0	1.70
PASTORA 220 KV	2721.5	1.56	2731.2	1.53	2720.6	1.55
ILLAPA 220 kV B1	3566.1	1.81	3521.3	1.73	3530.6	1.77
S/E Matilla 220kV	899.8	1.51	893.5	1.50	894.5	1.50
ESCR promedio [-]		1.67		1.67		1.67

Tabla 34. Soluciones optimizadas - generación ERNC ponderada y ESCR en los puntos de interconexión de las centrales ERNC

Barra Monitoreada	Opt3-1f-1		Opt3-6f-2		Opt3-10f-2	
	Generación ERNC ponderada [MW]	ESCR [-]	Generación ERNC ponderada [MW]	ESCR [-]	Generación ERNC ponderada [MW]	ESCR [-]
Andes IIB_POI	1852.3	1.54	1883.9	1.56	1871.4	1.54
Cardones_POI	3588.4	1.63	3603.0	1.62	3591.5	1.62
DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B1	2509.6	1.72	2522.4	1.69	2511.8	1.69
Elena_POI	4981.1	1.68	5033.8	1.69	5053.7	1.69
Las Salinas_POI	1569.6	1.50	1572.4	1.51	1574.6	1.50
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV B1	4027.3	2.03	4034.3	2.03	4029.4	2.03
PF Gabriela_POI	932.2	1.50	950.6	1.51	952.7	1.50
PF Pedro de Valdivia_POI	1999.8	1.65	2007.4	1.67	2000.2	1.72
Sol de Varas_POI	2994.7	1.53	2999.1	1.50	2990.4	1.50
Valle Escondido_POI	3589.1	1.63	3603.6	1.62	3592.1	1.62
Amp Finis Terrae Etapa I_POI	2851.0	1.63	2831.1	1.63	2832.9	1.63
FV CAMPOS DEL SOL II_POI	3523.7	1.74	3481.8	1.69	3489.9	1.69
EOL TALTAL PARINAS_POI	2401.9	1.58	2404.9	1.59	2410.7	1.59
FV Coya_POI	2608.1	1.63	2584.0	1.64	2591.6	1.67
FV LALACKAMA PARINAS_POI	2401.6	1.58	2404.5	1.59	2410.4	1.59
FV VALLE DEL SOL_POI	3624.2	1.79	3671.4	1.76	3666.1	1.76
FV WILLKA_POI	454.4	1.57	459.1	1.57	458.8	1.57
La cruz_POI	2526.3	1.66	2500.8	1.67	2506.1	1.70
PE Ckani_POI	1106.0	1.64	1083.9	1.64	1070.6	1.67
PE LLANOS DEL VIENTO_POI	3121.5	1.67	3098.0	1.70	3144.4	1.84
PV Tamaya Solar_POI	682.7	1.51	664.8	1.51	671.8	1.52
Pampa Tigre_POI	1527.2	1.54	1543.2	1.54	1533.5	1.64
Sol de Atacama_POI	290.2	1.49	294.0	1.53	281.8	1.55
Sol de lila_POI 220 kV	1857.0	1.54	1889.0	1.56	1876.1	1.54
Sol del desierto Fase I_POI	4458.0	1.73	4497.0	1.75	4462.2	1.73
Sol del desierto fase II_POI	4456.5	1.73	4495.5	1.75	4460.6	1.73
BOLERO 220 kV B1	3016.3	1.75	2983.9	1.76	2987.6	1.76
SAN SIMON 220 kV B2	1345.7	1.61	1328.1	1.61	1330.7	1.61
VALLE DE LOS VIENTOS 110 kV B1	579.7	1.53	562.8	1.51	576.8	1.53
Parque Eolico Calama 220 kV B1	1393.1	1.75	1366.4	1.73	1373.7	1.75
S/E Inca de Oro 220kV	3123.1	1.75	3106.0	1.70	3103.6	1.69
HADES 220 kV	1066.9	1.53	1090.0	1.50	1083.0	1.58
PV Granja Solar 220 kV	1142.5	1.60	1129.6	1.60	1131.5	1.60
PE Sarco SE 220 kV	865.1	1.50	859.8	1.50	862.9	1.50
Sol de los Andes	620.3	1.61	631.6	1.66	612.4	1.68
CUMBRE 220 kV B1	3497.7	1.66	3498.0	1.64	3491.8	1.65

Barra Monitoreada	Opt3-1f-1		Opt3-6f-2		Opt3-10f-2	
	Generación ERNC ponderada [MW]	ESCR [-]	Generación ERNC ponderada [MW]	ESCR [-]	Generación ERNC ponderada [MW]	ESCR [-]
Lasana 220 kV B1	1171.4	1.72	1144.9	1.69	1157.9	1.71
PEQ 220 KV	2430.8	1.64	2400.0	1.65	2403.4	1.64
Río Escondido 220 kV	3632.5	1.63	3647.4	1.62	3635.6	1.62
S/E Usya 110kV	514.8	1.57	499.3	1.55	512.6	1.56
ANDES (AES GENER) 220 kV B2	1863.0	1.54	1895.4	1.56	1881.9	1.54
Don Antonio 220kV	3590.2	1.67	3581.6	1.68	3577.7	1.67
URIBE 110 kV B1	309.3	1.44	309.1	1.45	305.1	1.50
SOLAR JAMA 220 kV B1	1064.6	1.71	1038.7	1.69	1053.6	1.71
CALAMA 110 kV B1	898.8	1.58	875.1	1.56	891.4	1.58
CONEJO 220 kV B1(1)	628.0	1.52	644.3	1.50	631.6	1.50
CARRERA PINTO 220 kV B1	3023.3	1.53	3027.1	1.50	3018.6	1.50
CAPRICORNIO 110 kV B1	753.2	1.52	764.6	1.54	757.2	1.60
FARELLÓN 220 kV B1	1534.4	1.54	1550.4	1.54	1540.7	1.64
Seccionadora Pallata 220 kV	1026.9	1.52	1004.0	1.52	1003.8	1.52
Tap Chañares 110 kV	789.6	1.66	806.4	1.71	790.1	1.74
POZO ALMONTE 110 kV B1	325.4	1.70	331.5	1.70	331.0	1.70
CENTRAL LLANO DE LLAMPOS 220 kV B1	1015.9	1.53	1017.8	1.52	1016.7	1.52
PFV Los Loros	295.8	1.49	296.0	1.48	295.9	1.49
Terminal	65.6	2.19	67.9	2.18	67.6	2.19
Tap PV Salvador 110 kV	491.5	1.80	499.3	1.86	478.9	1.89
SAN ANDRÉS 220 kV B1	2966.9	1.56	2977.3	1.55	2967.3	1.55
PFV PAMPA SOL NOR 220 KV	630.3	1.57	647.3	1.55	634.0	1.55
PFV Cerro Dominador 220 kV	1314.8	1.72	1285.1	1.72	1285.2	1.72
CENTRAL LUZ DEL NORTE 220 kV B1	2710.7	1.53	2720.8	1.50	2710.0	1.50
MARÍA ELENA 220 kV B1	4530.3	1.73	4573.5	1.75	4536.5	1.73
CENTRAL JAVIERA 110 kV B1	344.0	1.83	348.7	1.89	332.7	1.92
Lalackama_220	942.8	1.55	936.0	1.56	952.9	1.56
RANDE 220 kV B1	2069.0	1.61	2039.2	1.60	2040.0	1.60
PASTORA 220 KV	2721.5	1.53	2731.2	1.50	2720.6	1.50
ILLAPA 220 kV B1	3566.1	1.74	3521.3	1.70	3530.6	1.69
S/E Matilla 220kV	899.8	1.50	893.5	1.50	894.5	1.50
ESCR promedio [-]		1.63		1.63		1.64

7.5 Indisponibilidad de instalaciones

7.5.1 Despacho forzado de generadores sincrónicos

Este anexo presenta los valores de ESCR mínimo y promedio, junto con el número de nodos con ESCR < 1,5 (columna "Violaciones"), obtenidos luego de forzar el despacho de generadores sincrónicos, de a uno por vez, ante la salida de un CS de la solución óptima.

Tabla 35. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto del despacho forzado de generadores sincrónicos tras la salida intempestiva del CS en Algarrobal 220 kV

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
ANG1	1.32	1.60	4
ANG2	1.32	1.60	4
CCH1	1.30	1.59	4
CCH2	1.30	1.59	4
CTA	1.29	1.56	6
CTH	1.29	1.56	6
CTM1	1.28	1.54	8
CTM2	1.29	1.55	6
CTM3-TG	1.30	1.57	4
CTM3-TV	1.29	1.56	6
CTTAR	1.28	1.58	6
Diego de Almagro U1	1.28	1.53	7
El Peñón N1	1.29	1.52	8
Emelda U1	1.28	1.53	7
Emelda U2	1.28	1.53	7
Espinosa N1	1.28	1.52	8
GMAR	1.28	1.52	8
Guacolda U1	1.37	1.55	7
Guacolda U2	1.37	1.55	7
Guacolda U3	1.38	1.55	7
Guacolda U4	1.38	1.55	7
Guacolda U5	1.38	1.55	7
Huasco U1	1.29	1.52	8
IEM	1.31	1.60	4
Kelar TG1	1.31	1.58	4
MIMB	1.28	1.52	8
NTO1	1.28	1.56	6
NTO2	1.28	1.52	8
Olivos N1	1.28	1.52	8
Olivos N3	1.28	1.52	8
PAM	1.28	1.53	7
Punta Colorada TG	1.29	1.52	8
San Lorenzo U1	1.29	1.53	8
San Lorenzo U2	1.29	1.53	8

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
San Lorenzo U3-U4-U5	1.28	1.52	8
SUTA	1.29	1.58	7
Taltal U1	1.30	1.56	6
Taltal U2	1.30	1.56	6
Termopacifico N1	1.29	1.53	8
TG1	1.28	1.52	8
TG1A	1.29	1.57	5
TG2	1.28	1.52	8
TG2A	1.29	1.57	5
TG3	1.28	1.53	8
TGTAR	1.28	1.53	7
U12	1.28	1.55	7
U13	1.28	1.55	7
U14	1.28	1.57	6
U15	1.28	1.57	6
U16	1.28	1.62	4

Tabla 36. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto del despacho forzado de generadores sincrónicos tras la salida intempestiva del CS en Diego de Almagro 110 kV

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
ANG1	1.13	1.63	2
ANG2	1.13	1.63	2
CCH1	1.12	1.62	4
CCH2	1.12	1.62	4
CTA	1.12	1.58	4
CTH	1.12	1.58	4
CTM1	1.11	1.56	5
CTM2	1.11	1.58	4
CTM3-TG	1.12	1.59	4
CTM3-TV	1.12	1.58	4
CTTAR	1.11	1.61	4
Diego de Almagro U1	1.18	1.55	7
El Peñón N1	1.11	1.55	7
Emelda U1	1.19	1.55	7
Emelda U2	1.19	1.55	7
Espinosa N1	1.11	1.54	7
GMAR	1.11	1.55	7
Guacolda U1	1.13	1.56	5
Guacolda U2	1.13	1.56	5
Guacolda U3	1.13	1.57	4
Guacolda U4	1.13	1.57	4
Guacolda U5	1.13	1.57	4

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
Huasco U1	1.11	1.55	7
IEM	1.13	1.62	3
Kelar TG1	1.13	1.61	3
MIMB	1.11	1.54	7
NTO1	1.11	1.58	4
NTO2	1.11	1.54	7
Olivos N1	1.11	1.54	7
Olivos N3	1.11	1.54	7
PAM	1.11	1.56	5
Punta Colorada TG	1.11	1.55	7
San Lorenzo U1	1.14	1.55	7
San Lorenzo U2	1.14	1.55	7
San Lorenzo U3-U4-U5	1.11	1.54	7
SUTA	1.11	1.61	4
Taltal U1	1.17	1.58	5
Taltal U2	1.18	1.59	4
Termopacifico N1	1.12	1.55	7
TG1	1.11	1.54	7
TG1A	1.12	1.59	4
TG2	1.11	1.54	7
TG2A	1.12	1.59	4
TG3	1.11	1.55	7
TGTAR	1.11	1.56	6
U12	1.11	1.58	5
U13	1.11	1.58	5
U14	1.11	1.59	4
U15	1.11	1.59	4
U16	1.11	1.64	4

Tabla 37. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto del despacho forzado de generadores sincrónicos tras la salida intempestiva del CS en Illapa 220 kV

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
ANG1	1.07	1.52	5
ANG2	1.07	1.52	5
CCH1	1.05	1.51	6
CCH2	1.05	1.51	6
CTA	1.04	1.47	8
CTH	1.04	1.47	8
CTM1	1.04	1.45	10
CTM2	1.04	1.47	8
CTM3-TG	1.05	1.49	8
CTM3-TV	1.05	1.47	8

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
CTTAR	1.04	1.49	7
Diego de Almagro U1	1.05	1.44	10
El Peñón N1	1.04	1.44	10
Emelda U1	1.05	1.44	10
Emelda U2	1.05	1.44	10
Espinos N1	1.04	1.44	10
GMAR	1.03	1.44	10
Guacolda U1	1.06	1.46	9
Guacolda U2	1.06	1.46	9
Guacolda U3	1.06	1.46	9
Guacolda U4	1.06	1.46	9
Guacolda U5	1.06	1.46	9
Huasco U1	1.04	1.44	10
IEM	1.06	1.52	5
Kelar TG1	1.06	1.50	7
MIMB	1.03	1.43	10
NTO1	1.04	1.47	8
NTO2	1.03	1.43	10
Olivos N1	1.04	1.44	10
Olivos N3	1.04	1.44	10
PAM	1.04	1.45	10
Punta Colorada TG	1.04	1.44	10
San Lorenzo U1	1.08	1.45	10
San Lorenzo U2	1.08	1.45	10
San Lorenzo U3-U4-U5	1.04	1.43	10
SUTA	1.04	1.50	8
Taltal U1	1.25	1.48	9
Taltal U2	1.25	1.48	9
Termopacifico N1	1.04	1.44	10
TG1	1.03	1.43	10
TG1A	1.04	1.48	7
TG2	1.03	1.43	10
TG2A	1.04	1.48	7
TG3	1.03	1.44	8
TGTAR	1.03	1.45	10
U12	1.03	1.47	8
U13	1.03	1.47	8
U14	1.04	1.48	8
U15	1.04	1.48	8
U16	1.04	1.53	6

Tabla 38. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto del despacho forzado de generadores sincrónicos tras la salida intempestiva del CS en Calama Nueva 220 kV

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
ANG1	1.15	1.53	3
ANG2	1.15	1.53	3
CCH1	1.16	1.53	6
CCH2	1.16	1.53	6
CTA	1.12	1.49	11
CTH	1.12	1.49	11
CTM1	1.11	1.47	12
CTM2	1.12	1.49	11
CTM3-TG	1.13	1.50	8
CTM3-TV	1.12	1.49	10
CTTAR	1.13	1.51	9
Diego de Almagro U1	1.10	1.46	10
El Peñón N1	1.10	1.46	12
Emelda U1	1.10	1.46	10
Emelda U2	1.10	1.46	10
Espinos N1	1.10	1.46	12
GMAR	1.10	1.46	12
Guacolda U1	1.11	1.47	8
Guacolda U2	1.11	1.47	8
Guacolda U3	1.11	1.48	8
Guacolda U4	1.11	1.48	8
Guacolda U5	1.11	1.48	8
Huasco U1	1.10	1.46	12
IEM	1.15	1.53	3
Kelar TG1	1.14	1.51	7
MIMB	1.10	1.45	12
NTO1	1.14	1.49	10
NTO2	1.10	1.45	12
Olivos N1	1.10	1.46	12
Olivos N3	1.10	1.46	12
PAM	1.11	1.47	12
Punta Colorada TG	1.10	1.46	12
San Lorenzo U1	1.10	1.46	10
San Lorenzo U2	1.10	1.46	10
San Lorenzo U3-U4-U5	1.10	1.45	12
SUTA	1.17	1.52	9
Taltal U1	1.11	1.49	9
Taltal U2	1.11	1.49	9
Termopacifico N1	1.10	1.46	12
TG1	1.10	1.45	12
TG1A	1.13	1.50	10
TG2	1.10	1.45	12

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
TG2A	1.13	1.50	10
TG3	1.11	1.46	12
TGTAR	1.11	1.47	11
U12	1.14	1.49	10
U13	1.14	1.49	10
U14	1.15	1.50	10
U15	1.15	1.50	10
U16	1.21	1.56	8

Tabla 39. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto del despacho forzado de generadores sincrónicos tras la salida intempestiva del CS en Domeyko 220 kV

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
ANG1	1.53	1.64	0
ANG2	1.53	1.64	0
CCH1	1.50	1.63	1
CCH2	1.50	1.63	1
CTA	1.49	1.59	3
CTH	1.49	1.59	3
CTM1	1.46	1.57	6
CTM2	1.48	1.59	4
CTM3-TG	1.51	1.60	0
CTM3-TV	1.49	1.59	4
CTTAR	1.47	1.61	5
Diego de Almagro U1	1.44	1.56	6
El Peñón N1	1.44	1.55	6
Emelda U1	1.44	1.56	6
Emelda U2	1.44	1.56	6
Espinos N1	1.44	1.55	6
GMAR	1.44	1.55	8
Guacolda U1	1.45	1.57	4
Guacolda U2	1.45	1.57	4
Guacolda U3	1.46	1.57	4
Guacolda U4	1.46	1.58	4
Guacolda U5	1.46	1.58	4
Huasco U1	1.44	1.55	6
IEM	1.52	1.63	0
Kelar TG1	1.52	1.61	0
MIMB	1.44	1.55	8
NTO1	1.47	1.59	4
NTO2	1.44	1.55	8
Olivos N1	1.44	1.55	6

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
Olivos N3	1.44	1.55	6
PAM	1.45	1.56	6
Punta Colorada TG	1.44	1.55	6
San Lorenzo U1	1.44	1.56	5
San Lorenzo U2	1.44	1.56	5
San Lorenzo U3-U4-U5	1.44	1.55	7
SUTA	1.46	1.62	4
Taltal U1	1.45	1.59	4
Taltal U2	1.45	1.59	4
Termopacifico N1	1.44	1.56	4
TG1	1.44	1.55	8
TG1A	1.49	1.60	2
TG2	1.44	1.55	8
TG2A	1.49	1.60	2
TG3	1.45	1.56	7
TGTAR	1.45	1.56	7
U12	1.46	1.59	7
U13	1.45	1.59	7
U14	1.47	1.60	4
U15	1.47	1.60	4
U16	1.49	1.65	3

Tabla 40. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto del despacho forzado de generadores sincrónicos tras la salida intempestiva del CS en El Cobre (ENGIE) 220 kV

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
ANG1	1.32	1.54	4
ANG2	1.31	1.54	4
CCH1	1.27	1.53	9
CCH2	1.27	1.53	9
CTA	1.27	1.50	10
CTH	1.27	1.50	10
CTM1	1.25	1.48	11
CTM2	1.27	1.50	10
CTM3-TG	1.28	1.51	9
CTM3-TV	1.26	1.49	11
CTTAR	1.24	1.51	9
Diego de Almagro U1	1.22	1.46	12
El Peñón N1	1.22	1.46	13
Emelda U1	1.22	1.46	12
Emelda U2	1.22	1.46	12
Espinos N1	1.22	1.46	13
GMAR	1.21	1.46	13
Guacolda U1	1.23	1.47	12
Guacolda U2	1.23	1.47	12
Guacolda U3	1.23	1.48	12
Guacolda U4	1.23	1.48	11
Guacolda U5	1.23	1.48	12
Huasco U1	1.22	1.46	13
IEM	1.31	1.54	5
Kelar TG1	1.29	1.52	7
MIMB	1.21	1.45	13
NTO1	1.24	1.49	10
NTO2	1.21	1.45	13
Olivos N1	1.22	1.46	13
Olivos N3	1.22	1.46	13
PAM	1.23	1.47	13
Punta Colorada TG	1.22	1.46	13
San Lorenzo U1	1.22	1.46	11
San Lorenzo U2	1.22	1.46	11
San Lorenzo U3-U4-U5	1.21	1.45	13
SUTA	1.24	1.52	10
Taltal U1	1.22	1.49	11
Taltal U2	1.22	1.49	11
Termopacífico N1	1.22	1.46	13
TG1	1.21	1.45	13
TG1A	1.26	1.50	9

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
TG2	1.21	1.45	13
TG2A	1.26	1.50	9
TG3	1.22	1.46	13
TGTAR	1.22	1.47	13
U12	1.23	1.49	10
U13	1.23	1.49	10
U14	1.24	1.50	10
U15	1.24	1.50	10
U16	1.27	1.55	9

Tabla 41. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto del despacho forzado de generadores sincrónicos tras la salida intempestiva del CS en Likanantai 220 kV

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
ANG1	1.47	1.59	2
ANG2	1.47	1.59	2
CCH1	1.42	1.58	7
CCH2	1.42	1.58	7
CTA	1.40	1.54	9
CTH	1.40	1.54	9
CTM1	1.38	1.53	9
CTM2	1.40	1.54	9
CTM3-TG	1.43	1.56	8
CTM3-TV	1.41	1.54	9
CTTAR	1.38	1.57	8
Diego de Almagro U1	1.37	1.51	8
El Peñón N1	1.37	1.51	9
Emelda U1	1.37	1.51	8
Emelda U2	1.37	1.51	8
Espinosa N1	1.37	1.51	9
GMAR	1.36	1.51	9
Guacolda U1	1.38	1.53	6
Guacolda U2	1.38	1.53	6
Guacolda U3	1.38	1.53	5
Guacolda U4	1.38	1.53	5
Guacolda U5	1.38	1.53	5
Huasco U1	1.37	1.51	9
IEM	1.47	1.59	3
Kelar TG1	1.45	1.57	5
MIMB	1.36	1.50	9
NTO1	1.39	1.54	9
NTO2	1.36	1.50	9
Olivos N1	1.37	1.51	9

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
Olivos N3	1.37	1.51	9
PAM	1.38	1.52	9
Punta Colorada TG	1.37	1.51	9
San Lorenzo U1	1.37	1.51	7
San Lorenzo U2	1.37	1.51	7
San Lorenzo U3-U4-U5	1.36	1.51	9
SUTA	1.39	1.57	9
Taltal U1	1.38	1.54	7
Taltal U2	1.38	1.55	7
Termopacifico N1	1.37	1.51	9
TG1	1.36	1.50	9
TG1A	1.41	1.55	8
TG2	1.36	1.50	9
TG2A	1.41	1.55	8
TG3	1.37	1.51	9
TGTAR	1.37	1.52	9
U12	1.38	1.54	9
U13	1.38	1.54	9
U14	1.39	1.55	9
U15	1.39	1.55	9
U16	1.41	1.60	7

Tabla 42. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto del despacho forzado de generadores sincrónicos tras la salida intempestiva del CS en María Elena 220 kV

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
ANG1	1.25	1.42	14
ANG2	1.25	1.42	14
CCH1	1.29	1.42	15
CCH2	1.29	1.42	15
CTA	1.21	1.37	15
CTH	1.21	1.37	15
CTM1	1.20	1.35	17
CTM2	1.21	1.37	16
CTM3-TG	1.23	1.38	15
CTM3-TV	1.22	1.37	15
CTTAR	1.29	1.40	15
Diego de Almagro U1	1.19	1.34	16
El Peñón N1	1.19	1.34	17
Emelda U1	1.19	1.34	16
Emelda U2	1.19	1.34	16
Espinos N1	1.19	1.34	17
GMAR	1.19	1.34	17

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
Guacolda U1	1.20	1.35	16
Guacolda U2	1.20	1.35	16
Guacolda U3	1.20	1.36	16
Guacolda U4	1.20	1.36	16
Guacolda U5	1.20	1.36	16
Huasco U1	1.19	1.34	17
IEM	1.25	1.42	14
Kelar TG1	1.24	1.40	14
MIMB	1.19	1.33	17
NTO1	1.24	1.38	16
NTO2	1.19	1.33	17
Olivos N1	1.19	1.34	17
Olivos N3	1.19	1.34	17
PAM	1.20	1.35	17
Punta Colorada TG	1.19	1.34	17
San Lorenzo U1	1.19	1.34	17
San Lorenzo U2	1.19	1.34	17
San Lorenzo U3-U4-U5	1.19	1.33	17
SUTA	1.23	1.40	15
Taltal U1	1.20	1.37	15
Taltal U2	1.20	1.37	15
Termopacifico N1	1.19	1.34	17
TG1	1.19	1.33	17
TG1A	1.23	1.38	15
TG2	1.19	1.33	17
TG2A	1.23	1.38	15
TG3	1.20	1.34	17
TGTAR	1.22	1.35	17
U12	1.21	1.37	16
U13	1.21	1.37	16
U14	1.24	1.39	16
U15	1.24	1.39	16
U16	1.29	1.44	13

Tabla 43. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto del despacho forzado de generadores sincrónicos tras la salida intempestiva del CS en Miraje 220 kV

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
ANG1	1.37	1.49	10
ANG2	1.37	1.49	10
CCH1	1.37	1.49	11
CCH2	1.37	1.49	11
CTA	1.32	1.45	14
CTH	1.32	1.45	14
CTM1	1.31	1.43	15
CTM2	1.32	1.44	15
CTM3-TG	1.34	1.46	13
CTM3-TV	1.33	1.44	14
CTTAR	1.32	1.47	11
Diego de Almagro U1	1.29	1.41	15
El Peñón N1	1.29	1.41	16
Emelda U1	1.29	1.41	15
Emelda U2	1.29	1.41	15
Espinosa N1	1.29	1.41	16
GMAR	1.29	1.41	16
Guacolda U1	1.30	1.43	14
Guacolda U2	1.30	1.43	14
Guacolda U3	1.30	1.43	14
Guacolda U4	1.30	1.43	14
Guacolda U5	1.30	1.43	14
Huasco U1	1.29	1.41	16
IEM	1.37	1.49	12
Kelar TG1	1.35	1.47	13
MIMB	1.29	1.41	16
NTO1	1.33	1.45	13
NTO2	1.29	1.41	16
Olivos N1	1.29	1.41	16
Olivos N3	1.29	1.41	16
PAM	1.31	1.42	15
Punta Colorada TG	1.29	1.41	16
San Lorenzo U1	1.29	1.42	14
San Lorenzo U2	1.29	1.42	14
San Lorenzo U3-U4-U5	1.29	1.41	16
SUTA	1.32	1.47	13
Taltal U1	1.30	1.44	14
Taltal U2	1.30	1.45	14
Termopacífico N1	1.29	1.41	16
TG1	1.29	1.41	16
TG1A	1.35	1.46	13

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
TG2	1.29	1.41	16
TG2A	1.35	1.46	13
TG3	1.30	1.42	16
TGTAR	1.29	1.42	16
U12	1.31	1.44	14
U13	1.31	1.44	14
U14	1.33	1.46	12
U15	1.33	1.46	12
U16	1.37	1.51	9

Tabla 44. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto del despacho forzado de generadores sincrónicos tras la salida intempestiva del CS en Nueva Pozo Almonte 220 kV

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
ANG1	1.28	1.58	3
ANG2	1.28	1.58	3
CCH1	1.31	1.57	3
CCH2	1.31	1.57	3
CTA	1.25	1.53	4
CTH	1.25	1.53	4
CTM1	1.24	1.51	8
CTM2	1.25	1.53	4
CTM3-TG	1.26	1.55	3
CTM3-TV	1.25	1.53	4
CTTAR	1.45	1.57	6
Diego de Almagro U1	1.23	1.50	7
El Peñón N1	1.23	1.50	8
Emelda U1	1.23	1.50	7
Emelda U2	1.23	1.50	7
Espinosa N1	1.23	1.50	8
GMAR	1.25	1.50	9
Guacolda U1	1.24	1.52	6
Guacolda U2	1.24	1.52	6
Guacolda U3	1.24	1.52	6
Guacolda U4	1.24	1.52	6
Guacolda U5	1.24	1.52	6
Huasco U1	1.23	1.50	8
IEM	1.28	1.57	3
Kelar TG1	1.27	1.56	3
MIMB	1.23	1.50	11
NTO1	1.27	1.53	6
NTO2	1.23	1.50	11
Olivos N1	1.23	1.50	8

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
Olivos N3	1.23	1.50	8
PAM	1.24	1.51	7
Punta Colorada TG	1.23	1.50	8
San Lorenzo U1	1.23	1.51	7
San Lorenzo U2	1.23	1.51	7
San Lorenzo U3-U4-U5	1.23	1.50	9
SUTA	1.26	1.56	6
Taltal U1	1.24	1.53	6
Taltal U2	1.24	1.54	6
Termopacifico N1	1.23	1.50	6
TG1	1.23	1.50	11
TG1A	1.26	1.54	4
TG2	1.23	1.50	11
TG2A	1.26	1.54	4
TG3	1.24	1.51	9
TGTAR	1.27	1.51	8
U12	1.25	1.53	8
U13	1.25	1.53	8
U14	1.27	1.54	7
U15	1.27	1.54	7
U16	1.31	1.60	4

Tabla 45. Análisis de sensibilidad para evaluar el impacto del despacho forzado de generadores sincrónicos tras la salida intempestiva del CS en O'Higgins 220 kV

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
ANG1	1.4984	1.62	1
ANG2	1.4982	1.62	1
CCH1	1.45	1.61	3
CCH2	1.45	1.61	3
CTA	1.46	1.57	5
CTH	1.46	1.57	5
CTM1	1.42	1.55	8
CTM2	1.45	1.57	6
CTM3-TG	1.45	1.58	4
CTM3-TV	1.43	1.57	4
CTTAR	1.41	1.59	7
Diego de Almagro U1	1.39	1.54	6
El Peñón N1	1.39	1.53	8
Emelda U1	1.39	1.54	6
Emelda U2	1.39	1.54	6
Espinos N1	1.39	1.53	8
GMAR	1.38	1.53	8

Unidad con Despacho Forzado	ESCR Min [-]	ESCR Promedio [-]	Violaciones [-]
Guacolda U1	1.40	1.55	4
Guacolda U2	1.40	1.55	4
Guacolda U3	1.40	1.55	4
Guacolda U4	1.40	1.55	4
Guacolda U5	1.40	1.55	4
Huasco U1	1.39	1.53	8
IEM	1.4968	1.62	1
Kelar TG1	1.4695	1.60	1
MIMB	1.38	1.53	8
NTO1	1.42	1.57	8
NTO2	1.38	1.53	8
Olivos N1	1.39	1.53	8
Olivos N3	1.39	1.53	8
PAM	1.44	1.54	8
Punta Colorada TG	1.39	1.53	8
San Lorenzo U1	1.39	1.54	6
San Lorenzo U2	1.39	1.54	6
San Lorenzo U3-U4-U5	1.38	1.53	8
SUTA	1.41	1.60	8
Taltal U1	1.39	1.57	5
Taltal U2	1.39	1.57	5
Termopacifico N1	1.39	1.54	7
TG1	1.38	1.53	8
TG1A	1.47	1.58	5
TG2	1.38	1.53	8
TG2A	1.47	1.58	5
TG3	1.39	1.54	8
TGTAR	1.39	1.54	8
U12	1.40	1.57	8
U13	1.40	1.57	8
U14	1.42	1.58	8
U15	1.42	1.58	8
U16	1.45	1.63	5

7.5.2 Resultados del análisis de indisponibilidad de instalaciones

Este anexo presenta los resultados del análisis de indisponibilidad de los CS. A continuación se explica la forma de interpretar los resultados de la tabla mediante un ejemplo concreto.

Para el CS "Diego de Almagro 110 kV" se simula en el primer caso la salida intempestiva de toda la instalación (el valor en la columna "Aporte post-contingencia" es igual a 0%), lo que provoca la caída del ESCR mínimo en las barras monitoreadas hasta un valor de 1,11. Posteriormente, se realiza el despacho forzado de la unidad Taltal U2, que consigue elevar el ESCR mínimo hasta 1,18, pero esta medida es aún insuficiente.

En el segundo caso analizado para el CS "Diego de Almagro 110 kV", se simula la salida intempestiva de parte de la instala. El valor en la columna "Aporte post-contingencia" es igual a 75%, con lo cual se asume en este caso que el CS está compuesto por cuatro módulos y se analiza el efecto que tiene la indisponibilidad de uno de ellos. El ESCR mínimo baja hasta 1,41, y tras el despacho forzado de la unidad Taltal U2 (al igual que en el caso anterior), el ESCR aumenta hasta 1,48, aún insuficiente.

El tercer caso analizado es similar al segundo caso, pero en esta ocasión adicionalmente se realiza el despacho forzado de una unidad adicional (Taltal U1), además de la unidad Taltal U2. Con esto, el ESCR mínimo se sitúa en 1,51, por encima del límite permitido.

El cuarto caso analizado es similar al primer caso, pero en esta ocasión adicionalmente se desconecta generación ERNC por un monto similar a la potencia máxima de Taltal U2. El ESCR se sitúa en 1.48, por debajo del límite permitido.

Tabla 46. Resultados del análisis de indisponibilidad de instalaciones

CS	Aporte [Sk",MVA]	Aporte post-indisponibilidad [% del valor inicial]	Barras Monitoreadas	Despacho Forzado			Desconexión de Generación ERNC		
			ESCR Mín. [-]	Unidad	Pmax [MW]	ESCR Mín. [-]	Unidad(es)	P agregada [MW]	ESCR Mín. [-]
Caso Base	0,0	0,0%	1,50	-	-	-	-	-	-
Algarrobal 220 kV	1436,0	0,0%	1,28	Guacolda U3	156,0	1,38	-	-	-
Algarrobal 220 kV	1436,0	66,0%	1,44	Guacolda U3	156,0	1,50	-	-	-
DIEGO DE ALMAGRO 110 kV	534,6	0,0%	1,11	Taltal U2	122,6	1,18	-	-	-
DIEGO DE ALMAGRO 110 kV	534,6	75,0%	1,41	Taltal U2	122,6	1,48	-	-	-
DIEGO DE ALMAGRO 110 kV	534,6	75,0%	1,41	Taltal U2 Taltal U1	246,0	1,51	-	-	-
DIEGO DE ALMAGRO 110 kV	534,6	75,0%	1,41	Taltal U2	122,6	1,48	PFV GRANJA SOLAR	114,9	1,49
ILLAPA 220 kV	2381,0	0,0%	1,03	Taltal U2	122,6	1,25	-	-	-
ILLAPA 220 kV	2381,0	75,0%	1,40	Taltal U2	122,6	1,48	-	-	-
ILLAPA 220 kV	2381,0	75,0%	1,40	Taltal U2 Taltal U1	246,0	1,50	-	-	-
ILLAPA 220 kV	2381,0	75,0%	1,40	Taltal U2	122,6	1,48	PFV LOS LOROS PFV LLANO DE LLAMPOS	154,0	1,50
CALAMA NUEVA 220 kV	1285,9	0,0%	1,10	SUTA	11,6	1,17	-	-	-
CALAMA NUEVA 220 kV	1285,9	75,0%	1,45	SUTA	11,6	1,50	-	-	-
DOMEYKO 220 kV	503,1	0,0%	1,44	ANG1	267,5	1,53	-	-	-
EL COBRE (ENGIE) 220 kV	1282,4	0,0%	1,21	ANG1	267,5	1,32	-	-	-
EL COBRE (ENGIE) 220 kV	1282,4	66,6%	1,41	ANG1	267,5	1,51	-	-	-

CS	Aporte [Sk",MVA]	Aporte post-indisponibilidad [% del valor inicial]	Barras Monitoreadas	Despacho Forzado			Desconexión de Generación ERNC		
			ESCR Mín. [-]	Unidad	Pmax [MW]	ESCR Mín. [-]	Unidad(es)	P agregada [MW]	ESCR Mín. [-]
Likanantai 220 kV	940,4	0,0%	1,36	ANG1	267,5	1,47	-	-	-
Likanantai 220 kV	940,4	50,0%	1,45	ANG1	267,5	1,53	-	-	-
MARÍA ELENA 220 kV	2561,7	0,0%	1,19	U16	400,0	1,29	-	-	-
MARÍA ELENA 220 kV	2561,7	75,0%	1,43	U16	400,0	1,49	-	-	-
MARÍA ELENA 220 kV	2561,7	75,0%	1,43	U16 Huasco U1	423,0	1,50	-	-	-
MARÍA ELENA 220 kV	2561,7	75,0%	1,43	U16	400,0	1,49	PFV LOS LOROS FV_CAMPOS_DE L_SOL _II_GEN	430,0	1,5
MIRAJE 220 kV	1822,6	0,0%	1,29	ANG1	267,5	1,37	-	-	-
MIRAJE 220 kV	1822,6	66,0%	1,43	ANG1	267,5	1,50	-	-	-
NUEVA POZO ALMONTE 220 kV	602,9	0,0%	1,23	CCH1	266,0	1,31	-	-	-
NUEVA POZO ALMONTE 220 kV	602,9	66,0%	1,42	CCH1	266,0	1,51	-	-	-
O'HIGGINS 220 kV	653,0	0,0%	1,38	ANG1	267,5	1,50	-	-	-
O'HIGGINS 220 kV	653,0	50,0%	1,44	ANG1	267,5	1,53	-	-	-

7.6 Despacho forzado de generación sincrónica

7.6.1 Costo variable de unidades generadores zona Norte

Tabla 47. Costo variable de unidades en la zona Norte

Unidad	COSTO VARIABLE AÑO 2025 [US\$/MWh]
PAM	2.0
Guacolda U3	34.9
Guacolda U1	35.0
Guacolda U4	35.0
Guacolda U5	35.0
Guacolda U2	35.1
ANG1	35.6
ANG2	35.7
NTO2	36.9
CTTAR	37.3
NTO1	38.0
CTA	39.1
CCH1	39.9
CCH2	39.9
IEM	39.9
CTH	40.0
U15	43.2
CTM2	44.5
U14	45.8
CTM1	49.9
U12	53.4
U13	53.6
Kelar TG1	70.8
SUTA	74.2
U16	75.3
TG3	78.9
TG1A	79.6
TG2A	79.6
CTM3-TG	88.5
CTM3-TV	88.5
Punta Colorada TG	102.5
Taltal U1	119.0
Taltal U2	119.0
GMAR	123.9
El Peñón N1	128.8

Unidad	COSTO VARIABLE AÑO 2025 [US\$/MWh]
Espinos N1	132.7
MIMB	138.0
Olivos N1	141.6
TGTAR	150.1
TG1	151.5
TG2	151.5
Diego de Almagro U1	159.0
Huasco U1	161.8
Olivos N3	180.9
Termopacifico N1	214.2
San Lorenzo U3-U4-U5	220.2
San Lorenzo U1	266.4
San Lorenzo U2	293.6
Emelda U1	396.6
Emelda U2	425.4

7.6.2 Unidades despachadas en el Norte Grande, Atacama y Coquimbo

Tabla 48. Unidades despachadas en el Norte Grande, Atacama y Coquimbo en cada uno de los escenarios

25T1	25T1_V2_Sens Gx Termica V1	25T1_V2_Sens Gx Termica V1_DespForz	25T1_V2_Sens Gx Termica V2	25T1_V2_Sens Gx Termica V2_DespForz
CHAP1	ANG1	ANG1	ANG1	ANG1
CHAP2	ANG2	ANG2	ANG2	ANG2
Cerro Pabellón TV2	CCH1	CCH1	CCH1	CCH1
Los Molles U1	CCH2	CCH2	CCH2	CCH2
Los Molles U2	CHAP1	CHAP1	CHAP1	CHAP1
Río Huasco	CHAP2	CHAP2	CHAP2	CHAP2
	CTA	CTA	CTA	CTA
	CTH	CTH	CTH	CTH
	Cerro Pabellón TV2	CTM1	Cerro Pabellón TV2	CTM1
	Guacolda U1	CTM2	Guacolda U1	CTM2
	Guacolda U2	CTM3-TG	Guacolda U2	CTM3-TG
	Guacolda U3	CTM3-TV	Guacolda U3	CTM3-TV
	Guacolda U4	CTTAR	Guacolda U4	CTTAR
	Guacolda U5	Cerro Pabellón TV2	Guacolda U5	Cerro Pabellón TV2
	IEM	Guacolda U1	IEM	El Peñón N1
	Los Molles U1	Guacolda U2	Los Molles U1	Espinosa N1
	Los Molles U2	Guacolda U3	Los Molles U2	GMAR
	NTO1	Guacolda U4	NTO1	Guacolda U1
	NTO2	Guacolda U5	NTO2	Guacolda U2
	Río Huasco	IEM	Río Huasco	Guacolda U3
		Kelar TG1		Guacolda U4
		Los Molles U1		Guacolda U5
		Los Molles U2		IEM
		NTO1		Kelar TG1
		NTO2		Los Molles U1
		PAM		Los Molles U2
		Punta Colorada		
		TG		NTO1
		Río Huasco		NTO2
		SUTA		PAM
		TG1A		Punta Colorada TG
		TG2A		Río Huasco
		TG3		SUTA
		Taltal U1		TG1A
		Taltal U2		TG2A

25T1	25T1_V2_Sens Gx Termica V1	25T1_V2_Sens Gx Termica V1_DespForz	25T1_V2_Sens Gx Termica V2	25T1_V2_Sens Gx Termica V2 _DespForz
		U12		TG3
		U13		Taltal U1
		U14		Taltal U2
		U15		U12
		U16		U13
				U14
				U15
				U16

7.7 Definición de Contingencias

Tabla 49. Contingencias analizadas en las simulaciones RMS

C1	Líneas 500 kV	2x500 kV Kimal - Los Changos, C1	S4	Falla en el extremo Kimal
C2	Líneas 500 kV	2x500 kV Los Changos - Parinas, C1	S4	Falla en el extremo Los Changos
C3	Líneas 500 kV	2x500 kV Parinas - Cumbres, C1	S4	Falla en el extremo Parinas
C4	Líneas 500 kV	2x500 kV Cumbres - Nueva Cardones, C1	S4	Falla en el extremo Cumbres
C5	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo, C1	S4	Falla en el extremo Nueva Cardones
C6	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, C1	S4	Falla en el extremo Nueva Maitencillo
C7	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, C1	S4	Falla en el extremo Nueva Pan de Azúcar
C8	Líneas 500 kV	2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre, C1	S4	Falla en el extremo Polpaico
C9	Líneas 500 kV	2x500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel, C1	S4	Falla en el extremo Lo Aguirre
C10	Líneas 500 kV	2x500 kV Alto Jahuel - Ancoa, C1	S4	Falla en el extremo Alto Jahuel
C11	Líneas 500 kV	2x500 kV Ancoa - Charrúa, C3	S4	Falla en el extremo Charrúa
C15	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.
C16	Líneas 220 kV	2x220 kV Kimal - Encuentro, C1	S4	Falla en el extremo Kimal
C17	Líneas 220 kV	2x220 kV María Elena - Kimal, C1	S4	Falla en el extremo Kimal
C18	Líneas 220 kV	2x220 kV Kapatur - Los Changos, C1	S4	Falla en el extremo Kapatur
C19	Líneas 220 kV	2x220 kV Maitencillo - Don Héctor	S4	Falla en el extremo Maitencillo. MAITENCILLO es punto importante de inyección de ERV
C20	Líneas 220 kV	2x220 kV Cerro Navia - Lo Aguirre, C1	S4	Falla en el extremo Lo Aguirre
C21	Líneas 220 kV	2x220 kV Charrúa - Mulchén, C1	S4	Falla en el extremo Mulchén. MULCHÉN es punto importante de inyección de ERV

S4: Severidad 4.

7.8 Modificaciones en modelos dinámicos

Al utilizar los modelos dinámicos de la base de datos entregada por el Coordinador se interrumpen las simulaciones dinámicas de algunas fallas en la red (durante la falla o algunos pasos de integración luego de su despeje). Sin embargo, las simulaciones de dichas fallas sí pueden ejecutarse completamente cuando se desactivan los modelos dinámicos de usuario de generadores eólicos y solares en el Norte Grande y el Norte Chico, y se representan dichos generadores con modelos de impedancia constante sin controladores. Por lo tanto, se infiere que dichos problemas de simulación se deben a errores numéricos en modelos de usuario incluidos en la base de datos original.

Luego, en las redes Norte Grande, Atacama y Coquimbo del modelo se implementaron los siguientes cambios:

- Se reemplazaron los modelos de usuario de las siguientes unidades que inyectan 100 MW o menos por el modelo "Convertidor" utilizado para representar otras unidades en la BD:

- Unidades que inyectan entre 50 MW y 100 MW:

Andes Solar II A	PFV CERRO DOMINADOR	PFV HUATACONDO
PE Calama(34)	PFV CONEJO SOLAR	PFV LA HUELLA
PE EL ARRAYAN (U1-U50)	PFV Carrera Pinto	PFV LLANO DE LLAMPOS
PE PUNTA SIERRA (U1-U32)	PFV EL PELICANO	PFV Rio Escondido
PFV Bolero	PFV FINIS TERRAE_A	

- Unidades de menos de 50 MW:

FPV Javiera	PFV ALMEYDA	PFV MARIA ELENA
Los Coruros	PFV FINIS TERRAE_B	PFV Pampa Solar Norte
PE SAN JUAN (U1-U56)_B	PFV JAMA U1	PFV SALVADOR
PE SARCO (U1-U50)	PFV JAMA U2	PFV SAN ANDRES
PE VALLE DE LOS VIENTOS (U1-U45)_A	PFV LOS LOROS	PFV SAN PEDRO_A
PE VALLE DE LOS VIENTOS (U1-U45)_B	PFV Lalackama	PFV SAN PEDRO_B
		PFV URIBE SOLAR

- Se asignó el modelo "Convertidor" a los siguientes generadores que inyectan más de 50 MW pero que no cuentan con modelos dinámicos en la base de datos original:

PE Canela II
 PE SAN JUAN (U1-U56)_A
 PE Talinay Poniente
 PFV Diego de Almagro Sur_A
 PFV Diego de Almagro Sur_B
 Parque Eólico Cerro Tigre
 Parque Eólico Tchamma

7.9 Análisis dinámico adicional

Se verificó el desempeño dinámico (RMS) del sistema para el escenario 25T1 de demanda alta de día considerando la combinación descrita en la Sección 3.3.3.4. En dicha combinación los CS totalizan 10274 MVA de contribución a la potencia de cortocircuito y 1541 MVA de potencia instalada.

El desempeño dinámico del sistema considerando los CS en servicio resulta satisfactorio para todas las contingencias en líneas de 220 kV y 500 kV simuladas, como se observa en las tensiones en barras de 220 kV en la Figura 25. Para la simulación de las contingencias C16 (Kimal – Encuentro 220 kV) y C17 (María Elena – Kimal 220 kV C1) se asignó el modelo “Convertidor” a las unidades de generación solar PV Atacama Solar II, El Romero, Luz del Norte y Santa Isabel, y se habilitó el modelo del PFV Granja Solar (originalmente modelado como fuente de corriente).

La Tabla 50 presenta la inercia por red del modelo y tipo de máquina en el escenario 25T1. Prácticamente el total de la inercia del Norte Grande y Atacama es provista por los CS (1,5 GVAs), siendo la inercia sistémica 24 GVAs.

Tabla 50. Inercia por red del modelo y tipo de máquina en el escenario 25T1 con los CS de la Sección 3.3.3.4.

Red	Inercia [MVAs]						
	Biogas	Gas	Geotérmica	Hidro	Oil	CS	Total
00-Norte Grande	0	0	45	47	0	1184	1275
01-Atacama	0	0	0	2	0	357	359
02-Coquimbo	0	0	0	38	0	0	38
03-Chilquinta-Aconcagua	0	0	0	526	0	0	526
04-Enel Distribución	0	31	0	2340	0	0	2372
05-Colbún	0	0	0	2354	0	0	2354
06-Troncal_Qui-Cha	0	3426	0	3649	0	0	7075
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	259	0	2553	120	0	2932
08-Charrúa	40	0	0	6152	2	0	6194
09-Concepción	0	0	0	0	0	0	0
10-Araucanía	0	0	0	322	0	0	322
11-Araucanía 66 kV	0	96	0	474	5	0	575
12-SIC-SING	0	0	0	0	0	0	0
12-Zona Interconexión	0	0	0	0	0	0	0
Total	40	3812	45	18457	127	1541	24022

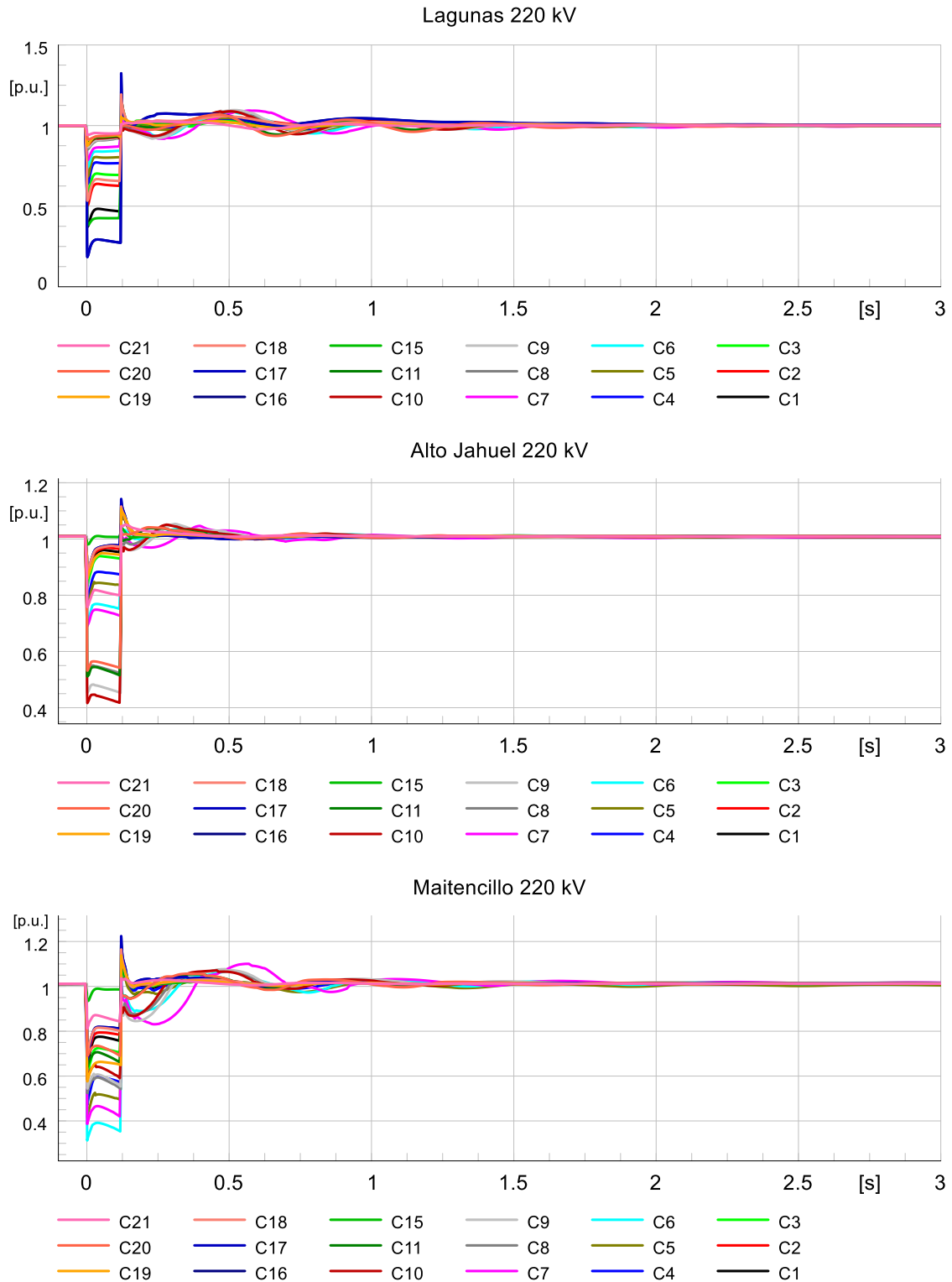


Figura 25. Tensiones en barras de 220 kV para fallas de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV considerando los CS de la combinación propuesta por el Coordinador en el escenario 25T1.