

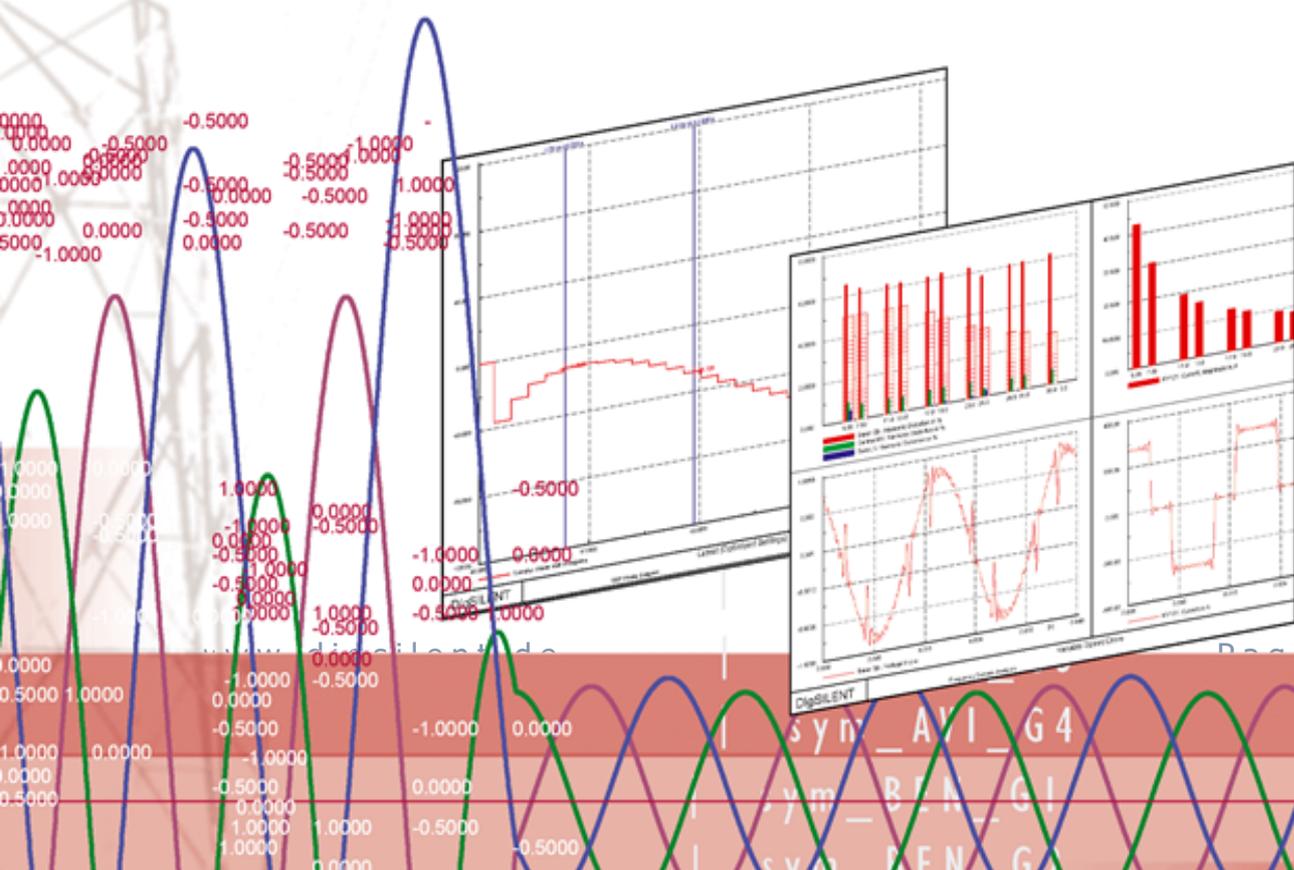
# Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025

Informe Final - Análisis Adicional

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](mailto:f.fernandez@digsilent.de)

## Historia de Revisión del Documento

<b>Versión</b>	<b>Estado</b>	<b>Archivo</b>	<b>Entregado</b>	<b>Preparado por</b>	<b>Revisado por</b>
01	Preliminar	P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Análisis-Adicional_R01-V01.docx	16/09/2022	F. De Marco J. Gómez	F. Fernández
02	Final	P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Análisis-Adicional_R02-V02.docx	28/09/2022	F. De Marco J. Gómez	F. Fernández

# Contenido

1	Introducción.....	6
2	Casos de estudio .....	8
3	Metodología .....	11
	3.1.1 Algoritmo de Optimización.....	11
	3.1.2 Resumen de pasos.....	12
3.2	Implementación .....	12
	3.2.1 Definición de nodos candidatos y nodos monitoreados .....	13
	3.2.2 Optimización .....	15
4	Resultados .....	17
4.1	Verificación del ESCR.....	18
4.2	Verificación de la respuesta dinámica .....	18
	4.2.1 Estabilidad transitoria.....	20
	4.2.2 Estabilidad en pequeña señal .....	23
5	Conclusiones .....	25
6	Referencias .....	27
7	Anexos.....	28
7.1	Generación por red.....	28
7.2	Soluciones propuestas .....	30
	7.2.1 Resultados de las iteraciones.....	30
	7.2.2 Valores de ESCR .....	32
7.3	Definición de Contingencias .....	38
7.4	Modificaciones en modelos dinámicos .....	39
7.5	Verificación de la respuesta dinámica .....	40
	7.5.1 Estabilidad transitoria.....	40
	7.5.2 Estabilidad en pequeña señal .....	49

## 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 varios análisis complementarios que forman parte del Estudio para la "Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en 2025" [1], realizado por DIGSILENT GmbH para el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, CEN o el Coordinador). Estos análisis se sitúan también dentro una serie de estudios enfocados en el análisis de los cambios en la fortaleza de red en el SEN, los cuales se comentan brevemente a continuación.

El Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad del SEN [2] 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 [3], 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 sincrónicos 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 sincrónicos (CS).

El objetivo general del presente estudio 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 sincrónica 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 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

Los análisis adicionales, cuyos resultados se recogen en este informe, han determinado los requisitos de compensación sincrónica considerando variaciones en algunas hipótesis de trabajo y datos de entrada, entre los que se destacan las siguientes:

- Disponibilidad de varias centrales convencionales en el despacho de generación
- Reducción en el número de barras candidatas disponibles para la instalación de CS
- Valores mínimos de ESCR (indicador de la fortaleza de red) de 1.5 y 1.3

## 2 Casos de estudio

Los casos de estudio analizados toman como punto de partida el escenario base denominado 25T1, ya utilizado en las Actividades 1 y 2 del Estudio [1], y que corresponde a una demanda alta de día en el año 2025. Este escenario se modificó para incluir el despacho de varias unidades convencionales en las regiones del Norte Grande y Atacama. Es importante resaltar que en el escenario base (25T1), la generación convencional en estas regiones es prácticamente nula. Para compensar el aumento de generación proveniente de las unidades convencionales y lograr el balance de generación y demanda en el sistema, se desconecta generación ERNC en la región de Coquimbo por un monto similar a la generación convencional "conectada", tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1. Generación convencional conectada y ERNC desconectada en caso uno de los casos de estudio

Unidad		$\Delta P$ [MW]	Caso 0	Caso 1	Caso 2
Conexión	CCH1	85.0	x	x	x
	CCH2	85.0		x	x
	U1	50.0	x	x	x
	U2	50.0	x	x	x
	U3	45.0	x	x	x
	U4	38.0	x	x	x
	CTA	70.0			x
	CTH	70.0			x
	IEM	106.2			x
<b>TOTAL [MW]</b>			<b>268.0</b>	<b>353.0</b>	<b>599.2</b>
Desconexión	PFV EL ROMERO	129.6	x	x	x
	FV_PUNTA_DEL_VIENTO_GEN	109.1	x	x	x
	PE Punta Palmeras	31.7	x		
	PE EL ARRAYAN (U1-U50)	98.0		x	x
	Nuevo Futuro_GEN	95.2			x
	PE PUNTA SIERRA (U1-U32)	80.0			x
	PFV EL PELICANO	72.9			x
<b>TOTAL [MW]</b>			<b>270.4</b>	<b>368.4</b>	<b>616.5</b>

Si bien existen múltiples opciones para balancear el sistema, es importante tener en cuenta lo siguiente:

- Balancear el sistema mediante la desconexión de generación convencional en el Centro o Sur del SEN implicaría un aumento de la transferencia entre las áreas Norte y Centro. Sin embargo, en el escenario base (25T1), la transferencia a través de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico en 500 kV ya se encuentra muy cerca de su máxima capacidad (~1650 MW). En consecuencia, esta alternativa se descarta.
- La desconexión de generación ERNC en las regiones Norte Grande y Atacama tendería a mejorar la fortaleza de red, distorsionando el análisis puesto que el objetivo es el de evaluar un caso de alta exigencia para el sistema. Por tanto, esta alternativa se descarta también.

- En los análisis previos (actividades 1 y 2), se observó que la región de Coquimbo cumple los requisitos mínimos de fortaleza de red<sup>1</sup> pese a que ninguna de las barras candidatas para la instalación de los CS propuestos esté allí localizada. La desconexión de generación ERNC en esta región tiene un impacto menor en las regiones del Norte Grande y Atacama, donde se observan los principales problemas de fortaleza de red. Además, al aumentar la generación convencional en estas regiones, y reducir la generación ERNC en Coquimbo, la transferencia entre las áreas Norte y Centro se mantiene en los mismos niveles que en el caso base (25T1). Por lo tanto, ésta es la alternativa adoptada para la confección de los casos de estudio adicionales.

La Tabla 2 presenta un resumen de la generación, demanda y transferencias de potencia en los diferentes casos de estudio. Se incluye también el caso base (25T1) como referencia. El Anexo 7.1 presenta el desglose de la generación por red del modelo para cada uno de los casos.

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

Generación	Caso de Estudio			
	25T1	Caso 0	Caso 1	Caso 2
<b>Térmica [MW]</b>	495	763	848	1094
<b>Hidro [MW]</b>	4138	4146	4137	4158
<b>PV [MW]</b>	5575	5336	5336	5168
<b>Eólica [MW]</b>	1658	1626	1560	1480
<b>Total [MW]</b>	11866	11871	11881	11900
<b>Generación Estática [% del total]</b>	61.0%	58.6%	58.0%	55.9%
<b>Inercia Total [GVAs]</b>	22.5	27.05	28.3	32.6
<b>Inercia Norte Grande [GVAs]</b>	0.1	1.4	2.6	6.9
<b>Transf. N-&gt;C [MW]</b>	1867.7	1866.54	1878.7	1871.5
<b>Transf. S-&gt;C [MW]</b>	852.6	860.29	851.7	871.4

En términos de fortaleza de red, el Coordinador ha definido dos valores mínimos del ESCR a considerar en cada uno de los casos de estudio: 1,5 y 1,3. La Figura 1 muestra cómo los puntos de conexión de la generación ERNC son claramente deficitarios en términos de fortaleza de red en todos los casos de estudio sin CS, con valores muy alejados de los valores mínimos requeridos. Es importante destacar también que para el cálculo del ESCR se ha considerado la potencia inyectada por las unidades de generación ERNC (más información en la sección 3.2.2).

<sup>1</sup> Únicamente en el parque eólico San Juan se detectó un valor de ESCR inferior al umbral mínimo. Este caso y las posibles medidas correctivas se analizaron en detalle en [1].

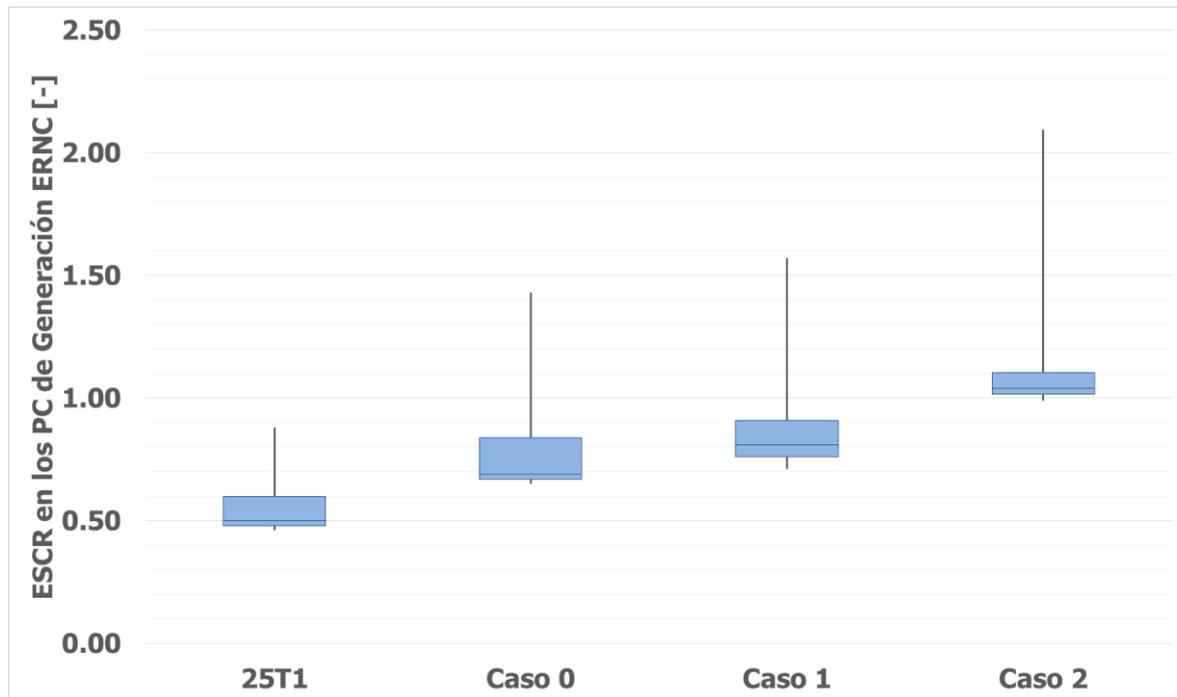


Figura 1. ESCR en los puntos de conexión de generación ERNC sin compensación

## 3 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.

### 3.1.1 Algoritmo de Optimización

Al igual que en las Actividades 1 y 2, el proceso de optimización se realizó utilizando un algoritmo que es capaz de encontrar la mínima potencia total de cortocircuito a adicionar en  $N$  nodos candidatos del sistema de transmisión de modo de asegurar el ESCR mínimo requerido 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 se obtienen multiplicando los aportes de cortocircuito por la reactancia subtransitoria del conjunto máquina sincrónica - transformador de bloque<sup>2</sup>.

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

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

donde:

- $S_{cc_k}$  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 inyectada 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:

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

donde  $S_{cc_i}$  es la potencia de cortocircuito adicional en el  $i$ -ésimo nodo candidato.

La función objetivo es la siguiente:

$$f(S_{cc_1}, \dots, S_{cc_N}) = ESCR_{penalty} + \sum_{i=1}^N S_{cc_i}$$

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

<sup>2</sup> 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.

para  $0 \leq S_{kcc_i} \leq S_{cc_{max}}$  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.

El cálculo del ESCR es no lineal, por lo que no pueden utilizarse exclusivamente métodos de optimización lineal, como los métodos de optimización convexa [4]. Por ello, se utiliza el método Simplex [5] para minimizar la función objetivo combinado con el método Basin-Hopping [6]. Éste ejecuta optimizaciones adicionales variando los puntos de partida, encontrando así otras soluciones al problema de optimización. El objetivo último es evitar soluciones que representen mínimos locales, y quedarse con aquellas más cercanas al mínimo global.

### 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  $S_{cc_i}$  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 asume una contribución a la potencia de CC en cada nodo candidato. 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 el ESCR mínimo requerido 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. De esta manera se mejoran los tiempos de ejecución del algoritmo.
2. Una vez encontrada una solución óptima "inicial", se realizan análisis de sensibilidad en torno a ella para encontrar soluciones adicionales que resulten en valores aún menores de la función objetivo.
  - a. Se eliminan de la lista de nodos candidatos aquellos en los que la contribución a la potencia de CC en la solución óptima "inicial" es inferior a un valor mínimo (p. ej. 500 MVA), con el objetivo de 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.
  - b. Se ejecutan optimizaciones adicionales variando el punto de partida  $S_{cc_1}, \dots, S_{cc_N}$  de acuerdo al método Basin-Hopping [6].
3. Se analizan las soluciones de las iteraciones adicionales ejecutadas en el paso anterior para identificar los casos con las menores potencias totales de CC adicional, entre las cuales se selecciona la que se considera como solución óptima.

## 3.2 Implementación

La metodología descrita en la Sección 3 fue implementada en un escrito Python en *PowerFactory* a los efectos de automatizar el cálculo.

Por un lado, el escrito permite seleccionar nodos candidatos para la instalación de compensadores sincrónicos. Para cada nodo candidato 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 en la rapidez de la convergencia numérica, aunque no en la solución). Por el otro, se seleccionan nodos monitoreados cuyo valor (mínimo) de ESCR restringirá la solución óptima. Así, por ejemplo, se pueden excluir de la optimización aquellos nodos 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 las regiones del Norte Grande y Atacama, que fueron identificadas en los estudios anteriores [1] [2] [3] con problemas potenciales de fortaleza de red debido a la elevada penetración de generación ERNC y el retiro de generación convencional. La optimización se realiza para cada uno de los casos de estudio y cada uno de los valores mínimos requeridos para el ESCR (1,5 y 1,3).

### 3.2.1 Definición de nodos candidatos y nodos monitoreados

#### Nodos candidatos

Los nodos candidatos seleccionadas para la instalación de CS se definen de acuerdo a la información proporcionada por el Coordinador, tal y como se muestra en la Tabla 3. Se incluyen como referencia los nodos candidatos considerados en las Actividades 1 y 2.

Tabla 3. Nodos candidatos para la instalación de compensación sincrónica

Zona	Nodos Candidatos	Actividades 1 y 2	Análisis Adicionales			
			Caso 0.A	Caso 0.B	Caso 1	Caso 2
1	Roncacho 220 kV	x				
	Nueva Pozo Almonte 220 kV	x				
2	Frontera 220 kV	x				
	María Elena 220 kV	x	x		x	x
	Ana María 220 kV			x		
	Crucero 220 kV	x				
	Miraje 220 kV	x	x	x	x	x
	Calama Nueva 220 kV	x	x		x	x
	Nueva Chuquicamata 220 kV			x		
3	Nueva Zaldívar 220 kV	x				
	Zaldívar 220 kV	x				
	Domeyko 220 kV	x				
	Likanantai 220 kV	x	x	x	x	x
	O'Higgins 220 kV	x				
	Parinas 220 kV B1	x				
	El Cobre (ENGIE) 220 kV	x	x	x	x	x
4	Diego de Almagro 110 kV	x				
	Illapa 220 kV	x	x	x	x	x

Zona	Nodos Candidatos	Actividades 1 y 2	Análisis Adicionales			
			Caso 0.A	Caso 0.B	Caso 1	Caso 2
5	Algarrobal 220 kV	x				
	Maitencillo 220 kV	x				

### Nodos monitoreados

El algoritmo de optimización minimiza la contribución de la potencia de cortocircuito de los CS, pero cumpliendo en todo caso que el ESCR en los nodos monitoreados sea igual a superior al valor mínimo requerido.

Se seleccionan primeramente como nodos monitoreados todos los puntos de conexión de centrales ERNC en las regiones de interés (Norte Grande y Atacama). De las 67 barras resultantes, se descartan aquellas barras donde el ESCR sea superior al valor mínimo requerido para la condición inicial (sin condensadores sincrónicos). Con ello, el número de barras monitoreadas que limitarán la solución se reduce, lo que permite acelerar el proceso de optimización. Una vez finalizada la optimización, se verifican finalmente los ESCR incluyendo ya todos los nodos monitoreados (67). La Tabla 4 presenta el listado completo.

Tabla 4. Nodos monitoreados 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 Eólico 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 suma total de las contribuciones a la potencia de CC en los nodos candidatos y la distribución de las mismas. Es importante destacar que dicha suma de contribuciones de potencias de CC **no tiene un significado físico, sino que representa el valor de la función objetivo** (ver Sección 1) para la solución encontrada. La suma de las potencias de cortocircuito se relaciona linealmente con la potencia nominal de los CS a instalar, de modo que al minimizar la suma de las contribuciones a las potencias de cortocircuito se está minimizando también la potencia total a instalar en CS.

#### Potencia nominal versus potencia despachada de las centrales ERNC

Es importante destacar que, a diferencia de la metodología aplicada en las Actividades 1 y 2 del Estudio, en el presente análisis, y siguiendo las indicaciones del Coordinador, los ESCR se calculan considerando como referencia la potencia inyectada de las centrales ERNC en servicio (en vez de la potencia nominal).

El cálculo del ESCR considerando como referencia la potencia nominal de las centrales ERNC se justifica en aquellos casos en los que se analizan múltiples escenarios de operación, con diferentes niveles de generación ERNC. De esta forma se evita repetir los cálculos para cada una de las condiciones de operación posibles, de acuerdo al despacho de las centrales en cada condición de operación. Sin embargo, esta forma de cálculo es más conservadora que la que utiliza las potencias inyectadas y deriva en mayores requerimientos de medios de mitigación (p. ej. condensadores sincrónicos) para aumentar la fortaleza de la red.

#### Proceso de optimización

El proceso de optimización en cada uno de los casos de estudio consiste en varias etapas, que se muestran de forma esquemática en la Figura 2.

El punto de partida en cada uno de los casos de estudio corresponde a una combinación de compensación sincrónica que asigna 1500 MVA de contribución a la potencia de CC en cada uno de los nodos candidatos. Esta combinación inicial de potencias asegura que los ESCR en todos los nodos monitoreados sean iguales o superiores a 1,5, resultando la suma de contribuciones a la potencia de cortocircuito igual a 9000 MVA (o 1350 MVA de potencia instalada<sup>3</sup>).

Tras la primera etapa de optimización (Iter1) y a la vista de los valores calculados por el algoritmo, se eliminan de la lista de nodos candidatos aquellos cuya contribución a la potencia de CC es inferior a 500 MVA. De esta forma se reduce el número de barras en las que finalmente se propondrá instalar CS y se simplifica el proceso de licitación e ingeniería posterior en las subestaciones.

Tras la segunda etapa de optimización (Iter2), se obtiene ya una solución que podría considerarse como final. Sin embargo, para verificar que no se trata de un mínimo local, se activa el algoritmo Basin Hopping y se configura para realizar múltiples optimizaciones partiendo de la solución obtenida previamente, pero variando la combinación de compensación sincrónica en los nodos candidatos en

<sup>3</sup> Asumiendo un generador sincrónico tipo con una reactancia subsincrónica de 0,15 p.u.

un rango entre 0 y 500 MVA nominales. Como resultado se obtienen seis nuevas posibles soluciones al problema de optimización, de las cuales se selecciona aquella cuya suma de contribuciones a la potencia de CC es menor.

A continuación, y partiendo de la solución identificada anteriormente, se repite el proceso pero en este caso considerando que los ESCR en todos los nodos monitoreados deben ser iguales o superiores a 1,3.

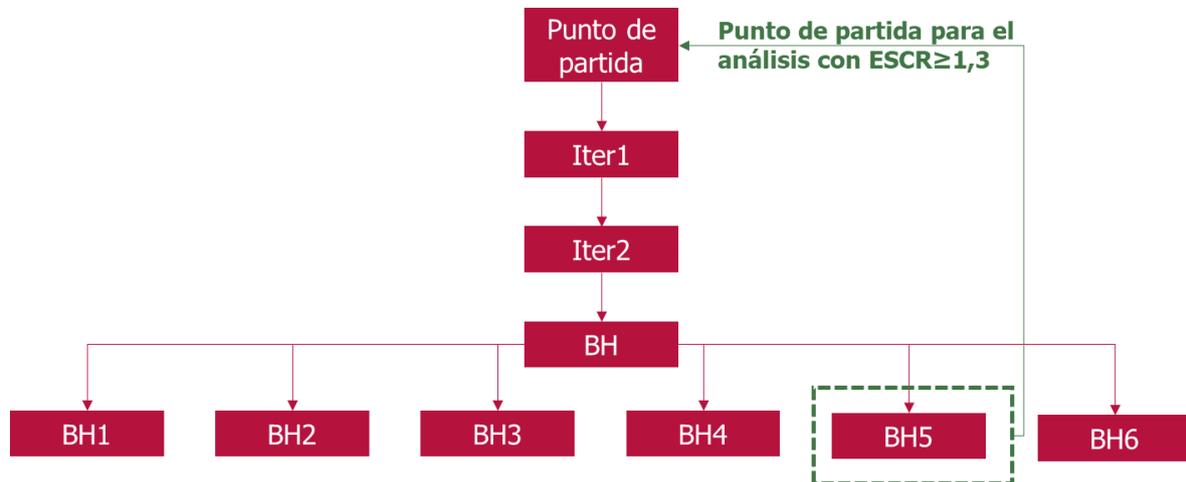


Figura 2. Proceso de optimización

## 4 Resultados

En esta sección se presenta un análisis detallado de las soluciones finales obtenidas tras el proceso de optimización.

La Tabla 6 y Tabla 8 muestran la solución óptima propuesta para cada uno de los casos de estudio, con la contribución a la potencia de CC en cada uno de los nodos candidatos.

Es importante resaltar que los resultados se refieren en todos los casos a las contribuciones a la potencia de cortocircuito, excepto en la última fila de las tablas, en las que se muestra a modo de referencia el equivalente en términos de potencia nominal de condensadores sincrónicos a instalar<sup>4</sup>. Se verifica que la compensación sincrónica necesaria disminuye a medida que aumenta la generación sincrónica adicional. Asimismo, la reducción del ESCR mínimo de 1,5 a 1,3 reduce los requerimientos de compensación sincrónica entre el 29 % (Caso 1) y un 46% (Caso 2).

Tabla 5. Resultados de las soluciones finales propuestas –Casos 0.A y 0.B

Barras Candidatas	Caso 0.A ESCR 1.5 [MVA]	Caso 0.A ESCR 1.3 [MVA]	Caso 0.B ESCR 1.5 [MVA]	Caso 0.B ESCR 1.3 [MVA]
María Elena 220 kV	3795	2429	-	-
Ana María 220 kV	-	-	2774	1970
Miraje 220 kV	2081	1619	0	0
Calama Nueva 220 kV	500	510	-	0
Nueva Chuquicamata 220 kV	-	-	543	500
Likanantai 220 kV	0	0	1773	0
El Cobre (ENGIE) 220 kV	0	0	0	1123
Illapa 220 kV	1705	971	1728	1072
<b>Sk" Adicional TOTAL [MVA]</b>	8081	5529	6817	4665
<b>Potencia Instalada TOTAL [MVA]</b>	1212	829	1023	700

Tabla 6. Resultados de las soluciones finales propuestas –Casos 1 y 2

Nodos Candidatos	Caso 1 ESCR 1.5 [MVA]	Caso 1 ESCR 1.3 [MVA]	Caso 2 ESCR 1.5 [MVA]	Caso 2 ESCR 1.3 [MVA]
María Elena 220 kV	2761	2100	2614	1743
Miraje 220 kV	741	694	501	0
Calama Nueva 220 kV	502	0	0	0
Likanantai 220 kV	0	0	0	0
El Cobre (ENGIE) 220 kV	794	892	0	0
Illapa 220 kV	1789	966	1485	739
<b>Sk" Adicional TOTAL [MVA]</b>	6585	4653	4600	2482
<b>Potencia Instalada TOTAL [MVA]</b>	988	698	690	372

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

## 4.1 Verificación del ESCR

Los ESCR en los nodos monitoreados (puntos de interconexión de las centrales ERNC) se sitúan, para todas las soluciones propuestas, en valores iguales o superiores a 1,5 o 1,3, según el caso de estudio. La distribución de los ESCR se muestra mediante diagramas de cajas en la Figura 3 y los resultados detallados por barra se incluyen en el Anexo 7.2.2. Se incluyen también como referencia la distribución de los ESCR en el caso base (25T1).

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.

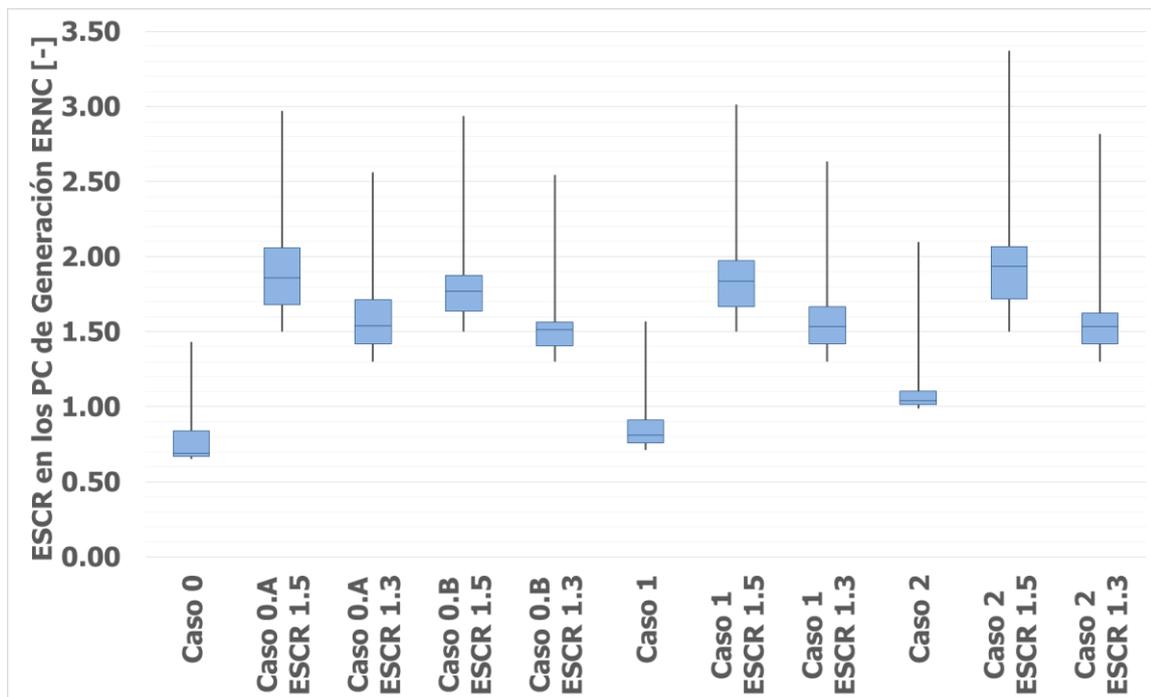


Figura 3. ESCR en los nodos monitoreados

## 4.2 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 podrían 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 inestabilidad [7].

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 los distintos casos de estudio, considerando la solución óptima correspondiente a cada uno de ellos. Se simularon las contingencias de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV definidas en el Anexo 7.3. Las adecuaciones realizadas sobre los modelos dinámicos de la BD se describen en el Anexo 7.4.

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 8.
- 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 [8] [9].
- 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.

Se verifica que el ESCR en todas las barras monitoreadas considerando los CS de la solución Estándar se encuentran por encima del valor mínimo (1,5 o 1,3, según el caso).

Tabla 7. Potencias nominales de los condensadores sincrónicos y de sus transformadores de bloque consideradas en las simulaciones dinámicas – Casos 0.A 0.B

Barras de conexión	Caso 0.A ESCR 1.5 [MVA]	Caso 0.A ESCR 1.3 [MVA]	Caso 0.B ESCR 1.5 [MVA]	Caso 0.B ESCR 1.3 [MVA]
María Elena 220 kV	569	364	-	-
Ana María 220 kV	-	-	416	295
Miraje 220 kV	312	243	0	0
Calama Nueva 220 kV	75	77	-	-
Nueva Chuquicamata 220 kV	-	-	81	75
Likanantai 220 kV	0	0	266	0
El Cobre (ENGIE) 220 kV	0	0	0	168
Illapa 220 kV	256	146	259	161
<b>Potencia Instalada TOTAL [MVA]</b>	1212	829	1023	700

Tabla 8. Potencias nominales de los condensadores sincrónicos y de sus transformadores de bloque consideradas en las simulaciones dinámicas – Casos 1 y 2

Barras de conexión	Caso 1 ESCR 1.5 [MVA]	Caso 1 ESCR 1.3 [MVA]	Caso 2 ESCR 1.5 [MVA]	Caso 2 ESCR 1.3 [MVA]
María Elena 220 kV	414	315	392	261
Miraje 220 kV	111	104	75	0
Calama Nueva 220 kV	75	0	0	0

<b>Barras de conexión</b>	<b>Caso 1 ESCR 1.5 [MVA]</b>	<b>Caso 1 ESCR 1.3 [MVA]</b>	<b>Caso 2 ESCR 1.5 [MVA]</b>	<b>Caso 2 ESCR 1.3 [MVA]</b>
Likanantai 220 kV	0	0	0	0
El Cobre (ENGIE) 220 kV	119	134	0	0
Illapa 220 kV	268	145	223	111
<b>POTENCIA NOMINAL TOTAL [MVA]</b>	988	698	690	372

## 4.2.1 Estabilidad transitoria

El desempeño dinámico del sistema considerando en servicio los CS propuestos en cada uno de los casos de estudio resulta satisfactorio para todas las contingencias simuladas, como se observa en las tensiones en barras de 220 kV en la Figura 4 (Caso 1 con  $ESCR \geq 1.5$ ). Al disminuir el ESCR mínimo a 1.3 (Figura 5), se observa un aumento de la sobretensión transitoria inmediatamente después del despeje de la falla, pero sin que indique un riesgo de estabilidad sistémica.

Los resultados correspondientes al resto de casos (Caso 0.A, Caso 0.B y Caso 2) se incluyen en el anexo 7.5.1. En términos generales, el comportamiento del sistema en el resto de casos de estudio es similar al del Caso 1.

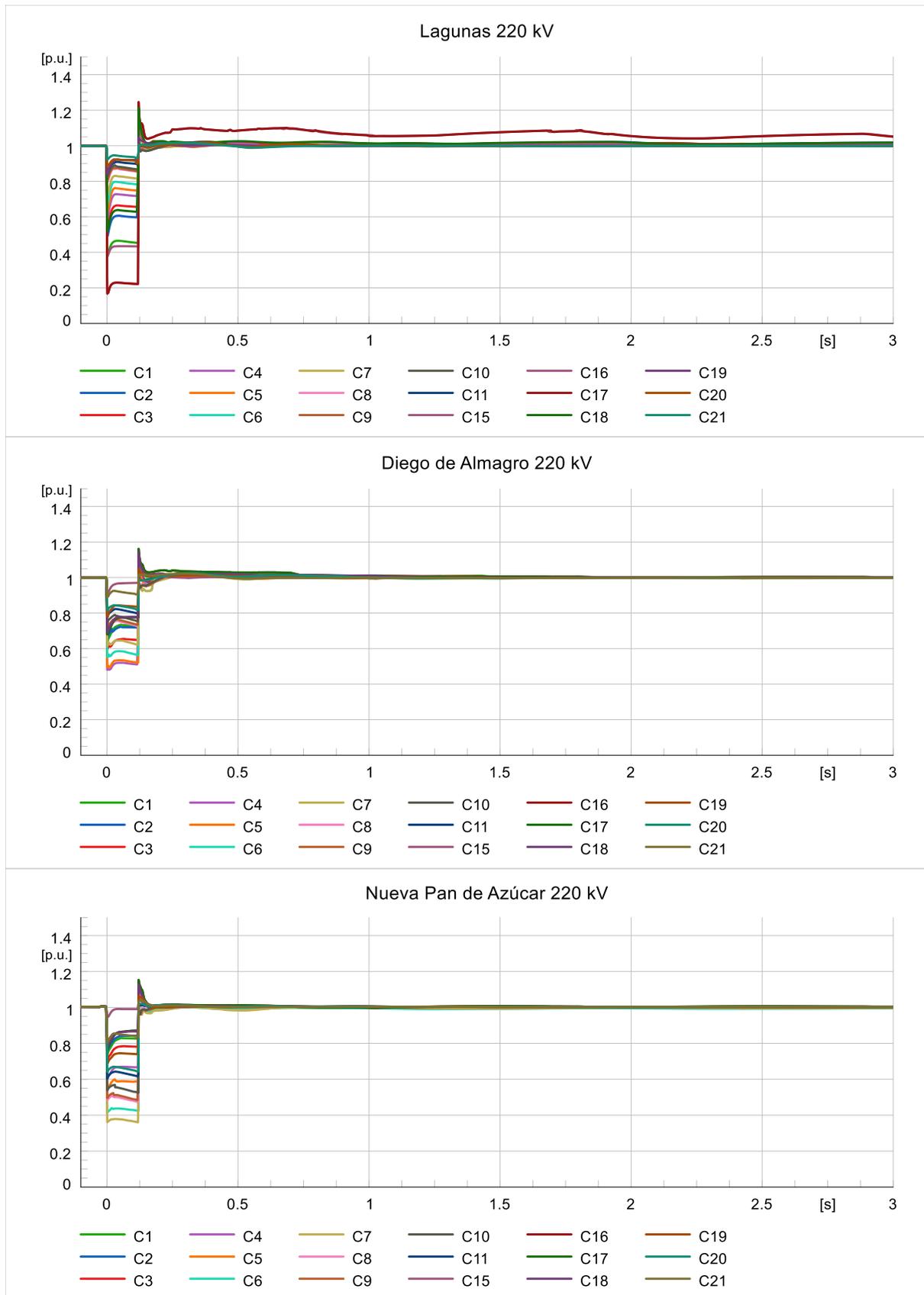


Figura 4. Tensiones en tres barras de 220 kV para fallas de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV considerando los CS de la solución propuesta en el Caso 1 ( $ESCR \geq 1.5$ )

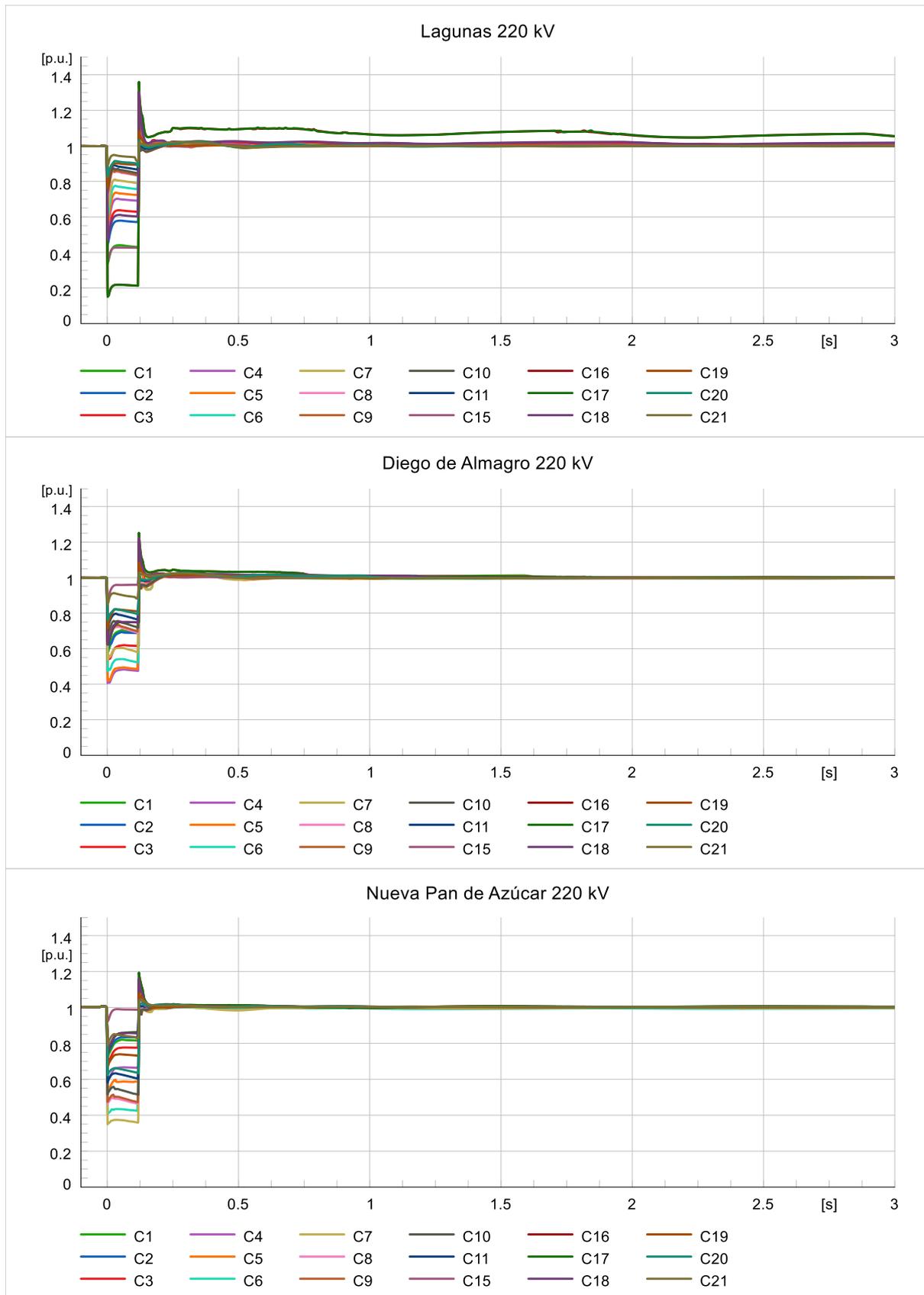


Figura 5. Tensiones en tres barras de 220 kV para fallas de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV considerando los CS de la solución propuesta en el Caso 1 ( $ESCR \geq 1.3$ )

## 4.2.2 Estabilidad en pequeña señal

La Figura 6 muestra los autovalores en el Caso 1 para un ESCR mínimo de 1,3.

En la parte superior se muestran la totalidad de los modos oscilatorios, donde no se observa la presencia de ningún modo inestable.

En la parte inferior se muestra el área correspondiente a los modos de menor amortiguamiento, donde se observa cómo la presencia de los CS no modifica de forma sustancial los modos ya existentes.

Los resultados correspondientes al resto de casos (Caso 0.A, Caso 0.B y Caso 2) se incluyen en el anexo 7.5.2. En términos generales, el comportamiento del sistema en el resto de casos de estudio es similar al del Caso 1.



Figura 6. Autovalores en el Caso 1 ( $ESCR \geq 1,3$ ) con y sin los condensadores sincrónicos de la solución

## 5 Conclusiones

La metodología de optimización desarrollada y aplicada en las Actividades 1 y 2 del Estudio, que minimiza la compensación sincrónica requerida en el sistema para garantizar una fortaleza mínima de red, fue aplicada nuevamente para el análisis de los varios casos de estudio adicionales. Las principales diferencias de estos casos de estudio con respecto a los análisis en estudios anteriores consistían son las siguientes:

- Disponibilidad de varias centrales convencionales en el despacho de generación en las regiones del Norte Grande y Atacama.
- Reducción en el número de barras candidatas disponibles para la instalación de CS
- Valores mínimos de ESCR (indicador de la fortaleza de red) de 1,5 y 1,3

Los resultados de la optimización indican en todos los casos que será necesario instalar equipos de compensación que aseguren una contribución a la potencia de cortocircuito, aunque existen diferencias sustanciales según el caso de estudio (despacho de generación convencional) y el valor límite de ESCR mínimo considerado.

En el caso de mayor exigencia (Caso 0.A y ESCR 1,5), serían necesarios 8081 MVA de contribución adicional a la potencia de cortocircuito. Por el contrario, en caso de disponer de un mayor número de unidades convencionales en operación (Caso 2) y fijando el límite de ESCR en 1,3, este valor se reduciría a 2482 MVA.

La distribución para cada nodo candidato se muestra en las siguientes tablas. Además de la potencia de cortocircuito, se indica la potencia nominal de los equipos correspondientes a la solución Estándar asumiendo una reactancia subtransitoria total del conjunto máquina sincrónica - transformador de bloque igual a 0,15 p.u. Este valor es conservador ya que se encuentra en el rango inferior de los valores típicos para estos componentes, y su valor final dependerá en última instancia de los productos disponibles en el mercado y de los diseños específicos que puedan ofrecer los fabricantes. Por lo tanto, se recomienda utilizar la contribución a la potencia de cortocircuito ( $Sk''$ ) en cada nodo candidato como referencia para el diseño de los equipos adicionales de compensación, y considerar los valores de potencia nominal ( $Sn$ ) presentados sólo como indicativos de los tamaños mínimos necesarios.

Tabla 9. Resultados de las soluciones finales propuestas –Casos 0.A y 0.B

Nodo Candidato	Caso 0.A ESCR 1.5 [MVA]		Caso 0.A ESCR 1.3 [MVA]		Caso 0.B ESCR 1.5 [MVA]		Caso 0.B ESCR 1.3 [MVA]	
	$Sk''$	$Sn$	$Sk''$	$Sn$	$Sk''$	$Sn$	$Sk''$	$Sn$
María Elena 220 kV	3795	569	2429	364	-	-	-	-
Ana María 220 kV	-	-	-	-	2774	416	1970	295
Miraje 220 kV	2081	312	1619	243	0	0	0	0
Calama Nueva 220 kV	500	75	510	77	-	-	-	-
Nueva Chuquicamata 220 kV	-	-	-	-	543	81	500	75
Likanantai 220 kV	0	0	0	0	1773	266	0	0
El Cobre (ENGIE) 220 kV	0	0	0	0	0	0	1123	168
Illapa 220 kV	1705	256	971	146	1728	259	1072	161
<b>Total</b>	<b>8081</b>	<b>1212</b>	<b>5529</b>	<b>829</b>	<b>6817</b>	<b>1023</b>	<b>4665</b>	<b>700</b>

Tabla 10. Resultados de las soluciones finales propuestas –Casos 1 y 2

Nodo Candidato	Caso 1 ESCR 1.5 [MVA]		Caso 1 ESCR 1.3 [MVA]		Caso 2 ESCR 1.5 [MVA]		Caso 2 ESCR 1.3 [MVA]	
	Sk''	Sn	Sk''	Sn	Sk''	Sn	Sk''	Sn
María Elena 220 kV	2761	414	2100	315	2614	392	1743	261
Miraje 220 kV	741	111	694	104	501	75	0	0
Calama Nueva 220 kV	502	75	0	0	0	0	0	0
Likanantai 220 kV	0	0	0	0	0	0	0	0
El Cobre (ENGIE) 220 kV	794	119	892	134	0	0	0	0
Illapa 220 kV	1789	268	966	145	1485	223	739	111
<b>Total</b>	<b>6585</b>	<b>988</b>	<b>4653</b>	<b>698</b>	<b>4600</b>	<b>690</b>	<b>2482</b>	<b>372</b>

Se verifica que la disponibilidad de un mayor número de unidades convencionales despachadas repercute en una disminución muy significativa de los requisitos de compensación. Por ejemplo, para un ESCR mínimo de 1,5, si se compara el Caso 0.A con el Caso 2, el aumento de unidades convencionales despachadas disminuiría la compensación sincrónica necesaria de 8081 MVA de contribución adicional a la potencia de cortocircuito hasta un valor de 4600 MVA, lo que supone una reducción de aproximadamente el 43%.

De igual forma, los requisitos de compensación disminuyen cuando, manteniendo las mismas unidades convencionales despachadas, se modifica el valor mínimo de ESCR de 1,5 a 1,3. En el Caso 2, la contribución adicional a la potencia de cortocircuito se reduciría desde los 4600 MVA de contribución adicional a la potencia de cortocircuito ( $ESCR \geq 1,5$ ) hasta 2482 MVA ( $ESCR \geq 1,3$ ), lo que supone una reducción de aproximadamente el 46%.

Los resultados también indican que, de entre todos los nodos candidatos, las subestaciones María Elena e Illapa son aquellas en las que la instalación de CS sería más eficiente. La subestación Ana María, considerada como nodo candidato en el Caso 0.B, también indica un alto potencial como alternativa a la subestación María Elena.

## 6 Referencias

- [1] DIgSILENT GmbH, «Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025 - Actividades 1 y 2,» DIgSILENT GmbH, 2022.
- [2] DIgSILENT GmbH para el Coordinador Eléctrico Nacional, «Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN,» Dic. 2021.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional, «Propuesta de Expansión de la Transmisión – Proceso de Planificación de la Transmisión 2022,» Enero 2022.
- [4] 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.
- [5] F. Gao y L. Han, «Implementing the Nelder-Mead simplex algorithm with adaptive parameters,» *Computational Optimization and Applications*, May 2010.
- [6] 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.
- [7] CIGRE, «System strength,» *CIGRE Science & Engineering Volume N° 20*, pp. 5-26, 02 2021.
- [8] 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.
- [9] 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

Tabla 11. Generación por red en el Caso Base (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 12. Generación por red en el Caso 0

Red	*PV	*Wind	Biogas	Coal	Gas	Geot.	Hidro	Oil	Wind Asm	Total
00-Norte Grande	2914	653	0	85	0	18	5	0	12	3687
01-Atacama	1628	28	0	183	0	0	5	0	0	1844
02-Coquimbo	262	456	0	0	0	0	5	0	10	734
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	591	0	0	591
06-Troncal_Qui-Cha	0	146	0	0	398	0	790	0	0	1334
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	38	0	585	3	0	626
08-Charrúa	0	41	4	0	0	0	1390	3	0	1439
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	5336	1602	4	268	463	18	4146	10	24	11871

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

Tabla 13. Generación por red en el Caso 1

Red	*PV	*Wind	Biogas	Coal	Gas	Geot.	Hidro	Oil	Wind Asm	Total
00-Norte Grande	2914	653	0	170	0	18	5	0	12	3772
01-Atacama	1628	28	0	183	0	0	5	0	0	1844
02-Coquimbo	262	390	0	0	0	0	5	0	10	667
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	589	0	0	589
06-Troncal_Qui-Cha	0	146	0	0	398	0	788	0	0	1332
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	38	0	585	3	0	626
08-Charrúa	0	41	4	0	0	0	1386	3	0	1434
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	5336	1536	4	353	463	18	4137	10	24	11881

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

Tabla 14. Generación por red en el Caso 2

Red	*PV	*Wind	Biogas	Coal	Gas	Geot.	Hidro	Oil	Wind Asm	Total
00-Norte Grande	2914	653	0	416	0	18	5	0	12	4018
01-Atacama	1628	28	0	183	0	0	5	0	0	1844
02-Coquimbo	94	310	0	0	0	0	5	0	10	419
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	594	0	0	594
06-Troncal_Qui-Cha	0	146	0	0	398	0	793	0	0	1337
07-Sistema154 - 66 kV (Centro)	0	0	0	0	38	0	585	3	0	626
08-Charrúa	0	41	4	0	0	0	1397	3	0	1445
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	5168	1456	4	599	463	18	4158	10	24	11900

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

## 7.2 Soluciones propuestas

### 7.2.1 Resultados de las iteraciones

Tabla 15. Resultados de la cada una de las iteraciones en el proceso de optimización (Casos 0.A y 0.B)

<b>Nodos Candidatos</b>	<b>Caso 0.A ESCR 1.5 Iter1 [MVA]</b>	<b>Caso 0.A ESCR 1.5 Iter2 [MVA]</b>	<b>Caso 0.A ESCR 1.5 BH [MVA]</b>	<b>Caso 0.A ESCR 1.3 Iter1 [MVA]</b>	<b>Caso 0.A ESCR 1.3 BH [MVA]</b>	<b>Caso 0.B ESCR 1.5 Iter1 [MVA]</b>	<b>Caso 0.B ESCR 1.5 Iter2 [MVA]</b>	<b>Caso 0.B ESCR 1.5 BH [MVA]</b>	<b>Caso 0.B ESCR 1.3 Iter1 [MVA]</b>	<b>Caso 0.B ESCR 1.3 Iter2 [MVA]</b>	<b>Caso 0.B ESCR 1.3 BH [MVA]</b>
María Elena 220 kV	2009	2796	3795	2718	2429	-	-	-	-	-	-
Ana María 220 kV	-	-	-	-	-	2796	2802	2774	1615	1890	1970
Miraje 220 kV	2164	3107	2081	938	1619	345	0	0	495	0	0
Calama Nueva 220 kV	586	545	500	999	510	-	-	-	-	-	-
Nueva Chuquicamata 220 kV	-	-	-	-	-	585	500	543	629	640	500
Likanantai 220 kV	163	0	0	0	0	551	1784	1773	130	0	0
El Cobre (ENGIE) 220 kV	389	0	0	0	0	439	0	0	590	1090	1123
Illapa 220 kV	1772	1710	1705	968	971	1846	1739	1728	1486	1068	1072
<b>Sk" TOTAL [MVA]</b>	7083	8158	8081	5623	5529	6563	6825	6817	4945	4687	4665
<b>Sn TOTAL [MVA]</b>	1062	1224	1212	844	829	984	1024	1023	742	703	700

Tabla 16. Resultados de la cada una de las iteraciones en el proceso de optimización (Casos 1 y 2)

<b>Nodos Candidatos</b>	<b>Caso 1 ESCR 1.5 Iter1 [MVA]</b>	<b>Caso 1 ESCR 1.5 Iter2 [MVA]</b>	<b>Caso 1 ESCR 1.5 BH [MVA]</b>	<b>Caso 1 ESCR 1.3 Iter1 [MVA]</b>	<b>Caso 1 ESCR 1.3 Iter2 [MVA]</b>	<b>Caso 1 ESCR 1.3 BH [MVA]</b>	<b>Caso 2 ESCR 1.5 Iter1 [MVA]</b>	<b>Caso 2 ESCR 1.5 Iter2 [MVA]</b>	<b>Caso 2 ESCR 1.5 BH [MVA]</b>	<b>Caso 2 ESCR 1.3 Iter1 [MVA]</b>	<b>Caso 2 ESCR 1.3 Iter2 [MVA]</b>	<b>Caso 2 ESCR 1.3 BH [MVA]</b>
María Elena 220 kV	1971	2558	2761	1419	1947	2100	1578	2204	2614	1293	1743	1743
Miraje 220 kV	876	882	741	1001	782	694	1114	935	501	38	0	0
Calama Nueva 220 kV	1806	586	502	346	0	0	249	0	0	255	0	0
Likanantai 220 kV	17	0	0	25	0	0	48	0	0	60	0	0
El Cobre (ENGIE) 220 kV	614	782	794	807	982	892	0	0	0	167	0	0
Illapa 220 kV	1788	1797	1789	978	950	966	1505	1479	1485	702	739	739
<b>Sk" TOTAL [MVA]</b>	7071	6605	6585	4576	4661	4653	4494	4618	4600	2517	2482	2482
<b>Sn TOTAL [MVA]</b>	1061	991	988	686	699	698	674	693	690	378	372	372

## 7.2.2 Valores de ESCR

Tabla 17. ESCR en los puntos de interconexión de las centrales ERNC (Casos 0.A y 0.B)

Nodo Monitoreado	Grid	Caso 0	Caso 0.A ESCR 1.5	Caso 0.A ESCR 1.3	Caso 0.B ESCR 1.5	Caso 0.B ESCR 1.3
Andes IIB_POI	00-Norte Grande	0.68	1.52	1.31	1.90	1.33
Cardones_POI	01-Atacama	0.97	2.09	1.77	2.07	1.75
DIEGO DE ALMAGRO 220 kV B1	01-Atacama	0.83	1.91	1.55	1.90	1.55
Elena_POI	00-Norte Grande	0.70	2.22	1.77	1.80	1.54
Las Salinas_POI	00-Norte Grande	0.69	1.67	1.42	1.57	1.43
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV B1	12-Zona Interconexión	1.45	3.00	2.59	2.96	2.54
PF Gabriela_POI	00-Norte Grande	0.68	1.50	1.30	1.50	1.40
PF Pedro de Valdivia_POI	00-Norte Grande	0.69	1.71	1.45	1.66	1.45
Sol de Varas_POI	01-Atacama	0.85	1.86	1.55	1.85	1.54
Valle Escondido_POI	01-Atacama	0.97	2.09	1.77	2.07	1.75
Amp Finis Terrae Etapa I_POI	00-Norte Grande	0.71	2.20	1.77	1.79	1.53
FV_CAMPOS_DEL_SOL_II_POI	01-Atacama	0.83	1.99	1.59	1.97	1.59
EOL_TALTAL_PARINAS_POI	12-SIC-SING	0.74	1.74	1.48	1.89	1.45
FV Coya_POI	00-Norte Grande	0.71	2.15	1.73	1.77	1.52
FV_LALACKAMA_PARINAS_POI	12-SIC-SING	0.74	1.74	1.48	1.89	1.45
FV_VALLE_DEL_SOL_POI	00-Norte Grande	0.71	2.43	1.91	1.81	1.54
FV_WILLKA_POI	00-Norte Grande	0.65	1.63	1.38	1.50	1.30
La cruz_POI	00-Norte Grande	0.71	2.18	1.75	1.79	1.53
PE Ckani_POI	00-Norte Grande	0.75	2.14	1.75	1.79	1.54
PE_LLANOS_DEL_VIENTO_POI	00-Norte Grande	0.70	1.71	1.45	1.69	1.41
PV Tamaya Solar_POI	00-Norte Grande	0.70	1.93	1.61	1.64	1.43
Pampa Tigre_POI	00-Norte Grande	0.69	1.57	1.35	1.61	1.33
Sol de Atacama_POI	01-Atacama	0.88	1.50	1.31	1.50	1.32

<b>Nodo Monitoreado</b>	<b>Grid</b>	<b>Caso 0</b>	<b>Caso 0.A ESCR 1.5</b>	<b>Caso 0.A ESCR 1.3</b>	<b>Caso 0.B ESCR 1.5</b>	<b>Caso 0.B ESCR 1.3</b>
Sol de lila_POI 220 kV	00-Norte Grande	0.68	1.52	1.31	1.90	1.33
Sol del desierto Fase I_POI	00-Norte Grande	0.70	2.38	1.85	1.84	1.56
Sol del desierto fase II_POI	00-Norte Grande	0.70	2.38	1.85	1.84	1.56
BOLERO 220 kV B1	00-Norte Grande	0.69	1.68	1.42	1.68	1.52
SAN SIMON 220 kV B2	00-Norte Grande	0.69	1.93	1.59	1.76	1.50
VALLE DE LOS VIENTOS 110 kV B1	00-Norte Grande	0.68	1.77	1.53	1.53	1.36
Parque Eolico Calama 220 kV B1	00-Norte Grande	0.69	2.02	1.70	1.70	1.49
S/E Inca de Oro 220kV	01-Atacama	0.83	1.99	1.59	1.98	1.59
HADES 220 kV	00-Norte Grande	0.68	1.50	1.30	1.62	1.30
PV Granja Solar 220 kV	00-Norte Grande	0.68	1.84	1.52	1.67	1.43
PE Sarco SE 220 kV	01-Atacama	1.33	2.63	2.29	2.61	2.25
Sol de los Andes	01-Atacama	0.81	1.52	1.30	1.52	1.30
CUMBRE 220 kV B1	06-Troncal_Qui-Cha	0.87	2.05	1.69	2.03	1.66
Lasana 220 kV B1	00-Norte Grande	0.69	1.99	1.68	1.69	1.48
PEQ 220 KV	00-Norte Grande	0.70	2.09	1.68	1.90	1.59
Río Escondido 220 kV	01-Atacama	0.97	2.09	1.77	2.07	1.75
S/E Usya 110kV	00-Norte Grande	0.71	1.83	1.58	1.58	1.40
ANDES (AES GENER) 220 kV B2	00-Norte Grande	0.68	1.52	1.31	1.90	1.33
Don Antonio 220kV	00-Norte Grande	0.70	2.23	1.77	2.03	1.67
URIBE 110 kV B1	00-Norte Grande	0.69	1.66	1.42	1.54	1.33
SOLAR JAMA 220 kV B1	00-Norte Grande	0.69	1.99	1.68	1.69	1.48
CALAMA 110 kV B1	00-Norte Grande	0.66	1.82	1.56	1.56	1.37
CONEJO 220 kV B1(1)	01-Atacama	0.87	1.77	1.48	1.77	1.48
CARRERA PINTO 220 kV B1	01-Atacama	0.85	1.86	1.55	1.85	1.54
CAPRICORNIO 110 kV B1	00-Norte Grande	0.68	1.59	1.36	1.56	1.37
FARELLÓN 220 kV B1	00-Norte Grande	0.69	1.57	1.35	1.61	1.33

<b>Nodo Monitoreado</b>	<b>Grid</b>	<b>Caso 0</b>	<b>Caso 0.A ESCR 1.5</b>	<b>Caso 0.A ESCR 1.3</b>	<b>Caso 0.B ESCR 1.5</b>	<b>Caso 0.B ESCR 1.3</b>
Seccionadora Pallata 220 kV	00-Norte Grande	0.72	1.99	1.64	1.66	1.44
Tap Chañares 110 kV	01-Atacama	0.79	1.53	1.30	1.52	1.30
POZO ALMONTE 110 kV B1	00-Norte Grande	0.66	1.73	1.45	1.58	1.36
CENTRAL LLANO DE LLAMPOS 220 kV B1(1)	01-Atacama	0.99	1.98	1.71	1.96	1.68
PFV Los Loros	01-Atacama	1.07	1.96	1.72	1.95	1.70
Terminal	00-Norte Grande	0.99	2.23	1.91	2.07	1.82
Tap PV Salvador 110 kV	01-Atacama	0.92	1.67	1.44	1.67	1.44
SAN ANDRÉS 220 kV B1	01-Atacama	0.90	1.95	1.64	1.94	1.62
PFV PAMPA SOL NOR 220 KV	01-Atacama	0.87	1.81	1.50	1.81	1.51
PFV Cerro Dominador 220 kV	00-Norte Grande	0.78	2.32	1.88	1.90	1.63
CENTRAL LUZ DEL NORTE 220 kV B1	01-Atacama	0.86	1.87	1.55	1.86	1.55
MARÍA ELENA 220 kV B1	00-Norte Grande	0.70	2.38	1.85	1.84	1.56
CENTRAL JAVIERA 110 kV B1	01-Atacama	1.00	1.73	1.51	1.73	1.51
Lalackama_220	01-Atacama	0.78	1.72	1.48	1.87	1.46
RANDE 220 kV B1	00-Norte Grande	0.72	2.17	1.75	1.77	1.52
PASTORA 220 KV	01-Atacama	0.86	1.86	1.55	1.85	1.54
ILLAPA 220 kV B1	01-Atacama	0.83	1.99	1.59	1.98	1.59
S/E Matilla 220kV	00-Norte Grande	0.67	1.75	1.46	1.60	1.38
<b>ESCR promedio [-]</b>		<b>0.79</b>	<b>1.92</b>	<b>1.60</b>	<b>1.81</b>	<b>1.52</b>

Tabla 18. ESCR en los puntos de interconexión de las centrales ERNC (Casos 1 y 2)

Nodo Monitoreado	Grid	Caso 1	Caso 1 ESCR 1.5	Caso 1 ESCR 1.3	Caso 2	Caso 2 ESCR 1.5	Caso 2 ESCR 1.3
Andes IIB_POI	00-Norte Grande	0.73	1.54	1.37	1.14	1.66	1.44
Cardones_POI	01-Atacama	1.03	2.09	1.78	1.42	2.20	1.86
DIEGO DE ALMAGRO 220 kV	01-Atacama	0.87	1.92	1.55	1.14	1.92	1.55
Elena_POI	00-Norte Grande	0.78	2.00	1.67	1.17	2.04	1.66
Las Salinas_POI	00-Norte Grande	0.76	1.68	1.49	1.16	1.75	1.50
NUEVA PAN DE AZUCAR 500 kV	12-Zona Interconexión	1.56	3.02	2.63	2.22	3.33	2.85
PF Gabriela_POI	00-Norte Grande	0.73	1.59	1.43	1.16	1.66	1.46
PF Pedro de Valdivia_POI	00-Norte Grande	0.75	1.72	1.51	1.53	2.33	1.99
Sol de Varas_POI	01-Atacama	0.90	1.86	1.55	1.18	1.89	1.57
Valle Escondido_POI	01-Atacama	1.03	2.09	1.78	1.42	2.20	1.86
Amp Finis Terrae Etapa I_POI	00-Norte Grande	0.80	1.97	1.67	1.18	2.01	1.64
FV_CAMPOS_DEL_SOL_II_POI	01-Atacama	0.87	1.99	1.59	1.16	2.00	1.60
EOL_TALTAL_PARINAS_POI	12-SIC-SING	0.80	1.73	1.50	1.23	1.87	1.59
FV Coya_POI	00-Norte Grande	0.79	1.95	1.64	1.17	2.01	1.64
FV_LALACKAMA_PARINAS_POI	12-SIC-SING	0.80	1.73	1.50	1.23	1.87	1.60
FV_VALLE_DEL_SOL_POI	00-Norte Grande	0.80	2.05	1.73	1.20	2.09	1.66
FV_WILLKA_POI	00-Norte Grande	0.71	1.50	1.31	0.99	1.52	1.30
La cruz_POI	00-Norte Grande	0.79	1.97	1.66	1.18	2.03	1.66
PE Ckani_POI	00-Norte Grande	0.83	1.96	1.66	1.22	2.01	1.67
PE_LLANOS_DEL_VIENTO_POI	00-Norte Grande	0.76	1.68	1.48	1.27	1.95	1.66
PV Tamaya Solar_POI	00-Norte Grande	0.77	1.77	1.46	1.09	1.72	1.46
Pampa Tigre_POI	00-Norte Grande	0.74	1.55	1.38	1.20	1.76	1.52
Sol de Atacama_POI	01-Atacama	0.90	1.50	1.31	1.08	1.50	1.31
Sol de lila_POI 220 kV	00-Norte Grande	0.73	1.54	1.37	1.14	1.66	1.44
Sol del desierto Fase I_POI	00-Norte Grande	0.78	2.10	1.73	1.16	2.14	1.70

<b>Nodo Monitoreado</b>	<b>Grid</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 1 ESCR 1.5</b>	<b>Caso 1 ESCR 1.3</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 2 ESCR 1.5</b>	<b>Caso 2 ESCR 1.3</b>
Sol del desierto fase II_POI	00-Norte Grande	0.78	2.10	1.73	1.16	2.14	1.70
BOLERO 220 kV B1	00-Norte Grande	0.75	1.76	1.56	1.23	1.87	1.60
SAN SIMON 220 kV B2	00-Norte Grande	0.77	1.75	1.51	1.09	1.79	1.49
VALLE DE LOS VIENTOS 110 kV	00-Norte Grande	0.74	1.65	1.30	1.02	1.50	1.30
Parque Eolico Calama 220 kV	00-Norte Grande	0.75	1.87	1.42	1.07	1.67	1.42
S/E Inca de Oro 220kV	01-Atacama	0.88	1.99	1.60	1.16	2.00	1.60
HADES 220 kV	00-Norte Grande	0.73	1.50	1.34	1.16	1.66	1.45
PV Granja Solar 220 kV	00-Norte Grande	0.75	1.67	1.45	1.06	1.70	1.43
PE Sarco SE 220 kV	01-Atacama	1.40	2.64	2.31	1.95	2.90	2.49
Sol de los Andes	01-Atacama	0.84	1.52	1.30	1.03	1.52	1.30
CUMBRE 220 kV B1	06-Troncal_Qui-Cha	0.93	2.04	1.69	1.30	2.13	1.75
Lasana 220 kV B1	00-Norte Grande	0.75	1.84	1.40	1.07	1.65	1.41
PEQ 220 KV	00-Norte Grande	0.77	1.87	1.59	1.12	1.91	1.57
Río Escondido 220 kV	01-Atacama	1.03	2.09	1.78	1.42	2.20	1.86
S/E Usya 110kV	00-Norte Grande	0.77	1.71	1.34	1.05	1.55	1.34
ANDES (AES GENER) 220 kV B2	00-Norte Grande	0.73	1.54	1.37	1.14	1.66	1.44
Don Antonio 220kV	00-Norte Grande	0.78	1.98	1.66	1.15	2.02	1.64
URIBE 110 kV B1	00-Norte Grande	0.75	1.60	1.41	1.22	1.83	1.56
SOLAR JAMA 220 kV B1	00-Norte Grande	0.76	1.84	1.41	1.07	1.65	1.41
CALAMA 110 kV B1	00-Norte Grande	0.72	1.69	1.31	1.01	1.53	1.31
CONEJO 220 kV B1(1)	01-Atacama	0.90	1.77	1.48	1.14	1.78	1.48
CARRERA PINTO 220 kV B1	01-Atacama	0.90	1.86	1.55	1.18	1.90	1.57
CAPRICORNIO 110 kV B1	00-Norte Grande	0.73	1.60	1.42	1.28	1.90	1.64
FARELLÓN 220 kV B1	00-Norte Grande	0.74	1.56	1.38	1.20	1.76	1.52
Seccionadora Pallata 220 kV	00-Norte Grande	0.80	1.81	1.56	1.15	1.85	1.54

<b>Nodo Monitoreado</b>	<b>Grid</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 1 ESCR 1.5</b>	<b>Caso 1 ESCR 1.3</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 2 ESCR 1.5</b>	<b>Caso 2 ESCR 1.3</b>
Tap Chañares 110 kV	01-Atacama	0.82	1.53	1.30	1.02	1.53	1.30
POZO ALMONTE 110 kV B1	00-Norte Grande	0.72	1.58	1.37	1.01	1.60	1.35
CENTRAL LLANO DE LLAMPOS 220 kV	01-Atacama	1.04	1.97	1.71	1.39	2.07	1.77
PFV Los Loros	01-Atacama	1.11	1.95	1.72	1.44	2.03	1.77
Terminal	00-Norte Grande	1.07	2.06	1.83	1.44	2.11	1.83
Tap PV Salvador 110 kV	01-Atacama	0.94	1.67	1.44	1.15	1.67	1.43
SAN ANDRÉS 220 kV B1	01-Atacama	0.95	1.95	1.64	1.28	2.01	1.68
PFV PAMPA SOL NOR 220 KV	01-Atacama	0.90	1.81	1.51	1.15	1.82	1.50
PFV Cerro Dominador 220 kV	00-Norte Grande	0.87	2.09	1.77	1.27	2.14	1.75
CENTRAL LUZ DEL NORTE 220 kV	01-Atacama	0.90	1.87	1.56	1.19	1.90	1.57
MARÍA ELENA 220 kV B1	00-Norte Grande	0.78	2.10	1.73	1.16	2.14	1.70
CENTRAL JAVIERA 110 kV B1	01-Atacama	1.02	1.73	1.51	1.22	1.73	1.50
Lalackama_220	01-Atacama	0.83	1.71	1.50	1.25	1.85	1.60
RANDE 220 kV B1	00-Norte Grande	0.80	1.95	1.65	1.18	1.99	1.63
PASTORA 220 KV	01-Atacama	0.90	1.86	1.55	1.19	1.90	1.57
ILLAPA 220 kV B1	01-Atacama	0.87	1.99	1.59	1.16	2.00	1.60
S/E Matilla 220KV	00-Norte Grande	0.74	1.60	1.39	1.03	1.63	1.38
<b>ESCR promedio [-]</b>		<b>0.85</b>	<b>1.84</b>	<b>1.56</b>	<b>1.21</b>	<b>1.90</b>	<b>1.60</b>

## 7.3 Definición de Contingencias

Tabla 19. 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.

## 7.4 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

- Se activó el modelo de planta en el generador PFV Granja Solar

Adicionalmente, y para evitar problemas de inicialización en el análisis de autovalores, se desactivó el modelo dinámico de planta del parque fotovoltaico "PFV Quillagua" y el modelo dinámico del SVC en Nueva Pan de Azúcar 500 kV.

---

## **7.5 Verificación de la respuesta dinámica**

### **7.5.1 Estabilidad transitoria**

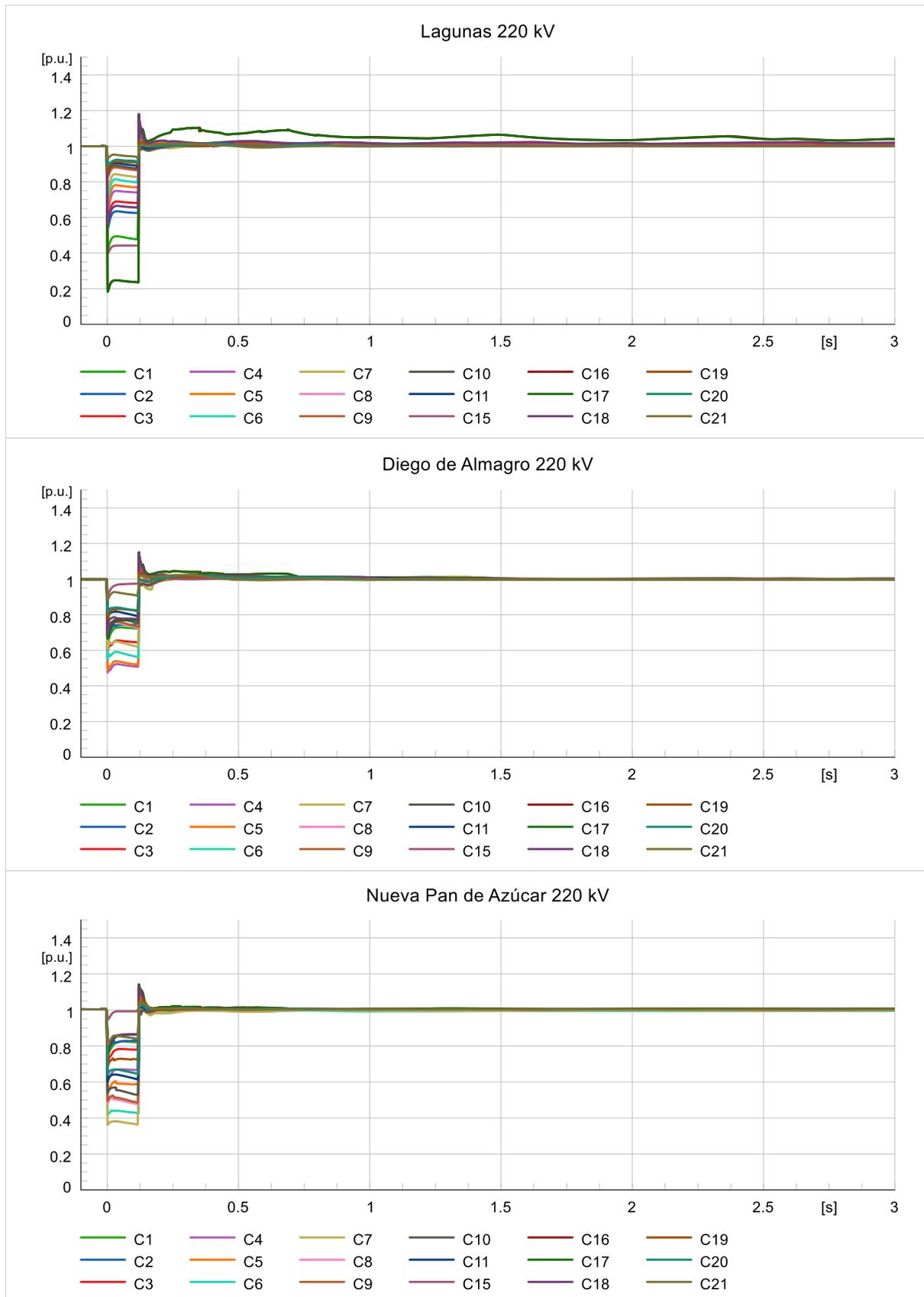


Figura 7. Tensiones en tres barras de 220 kV para fallas de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV considerando los CS de la solución propuesta en el Caso 0.A ( $ESCR \geq 1.5$ )

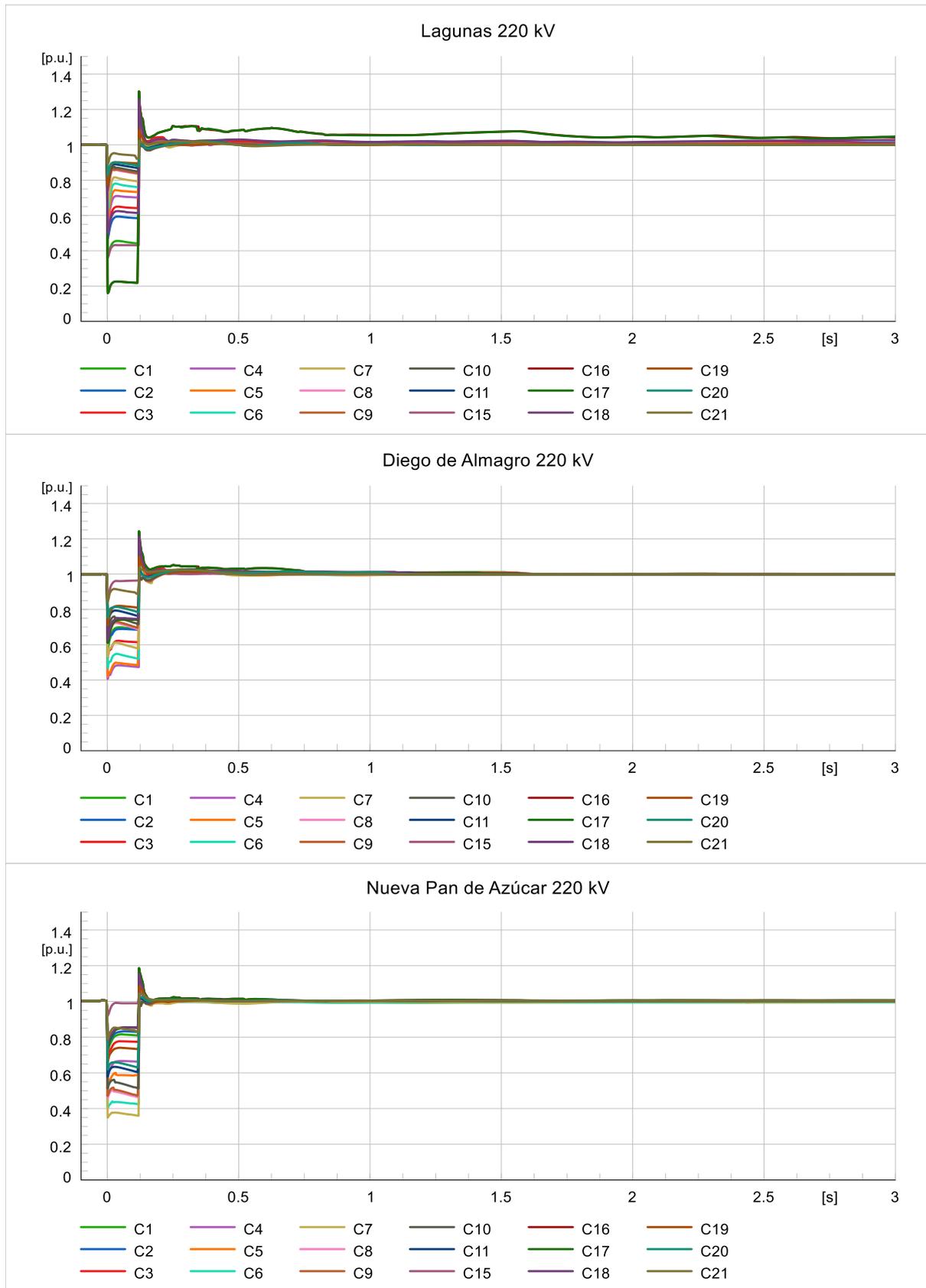


Figura 8. Tensiones en tres barras de 220 kV para fallas de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV considerando los CS de la solución propuesta en el Caso 0.A ( $ESCR \geq 1.3$ )

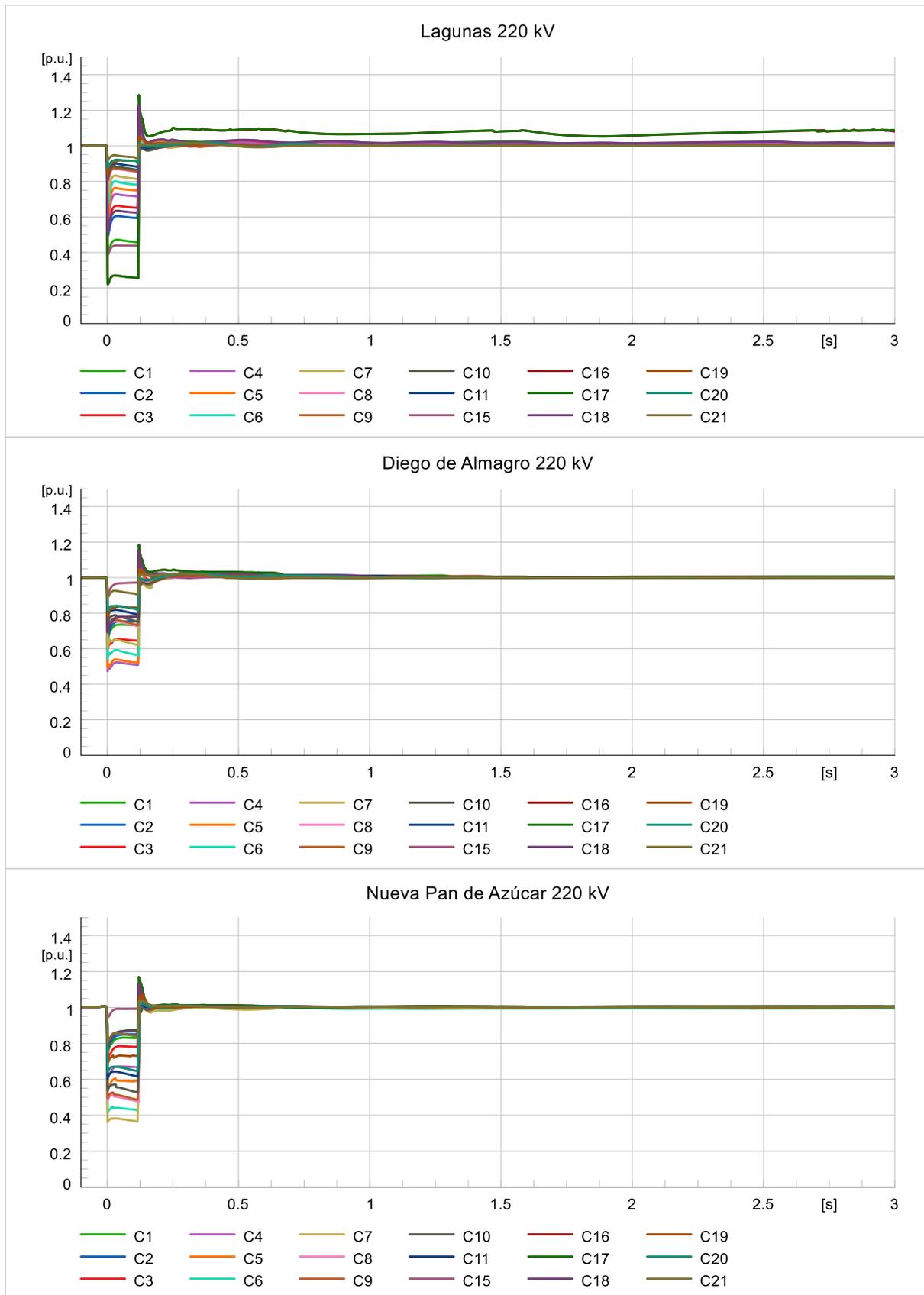


Figura 9. Tensiones en tres barras de 220 kV para fallas de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV considerando los CS de la solución propuesta en el Caso 0.B ( $ESCR \geq 1.5$ )

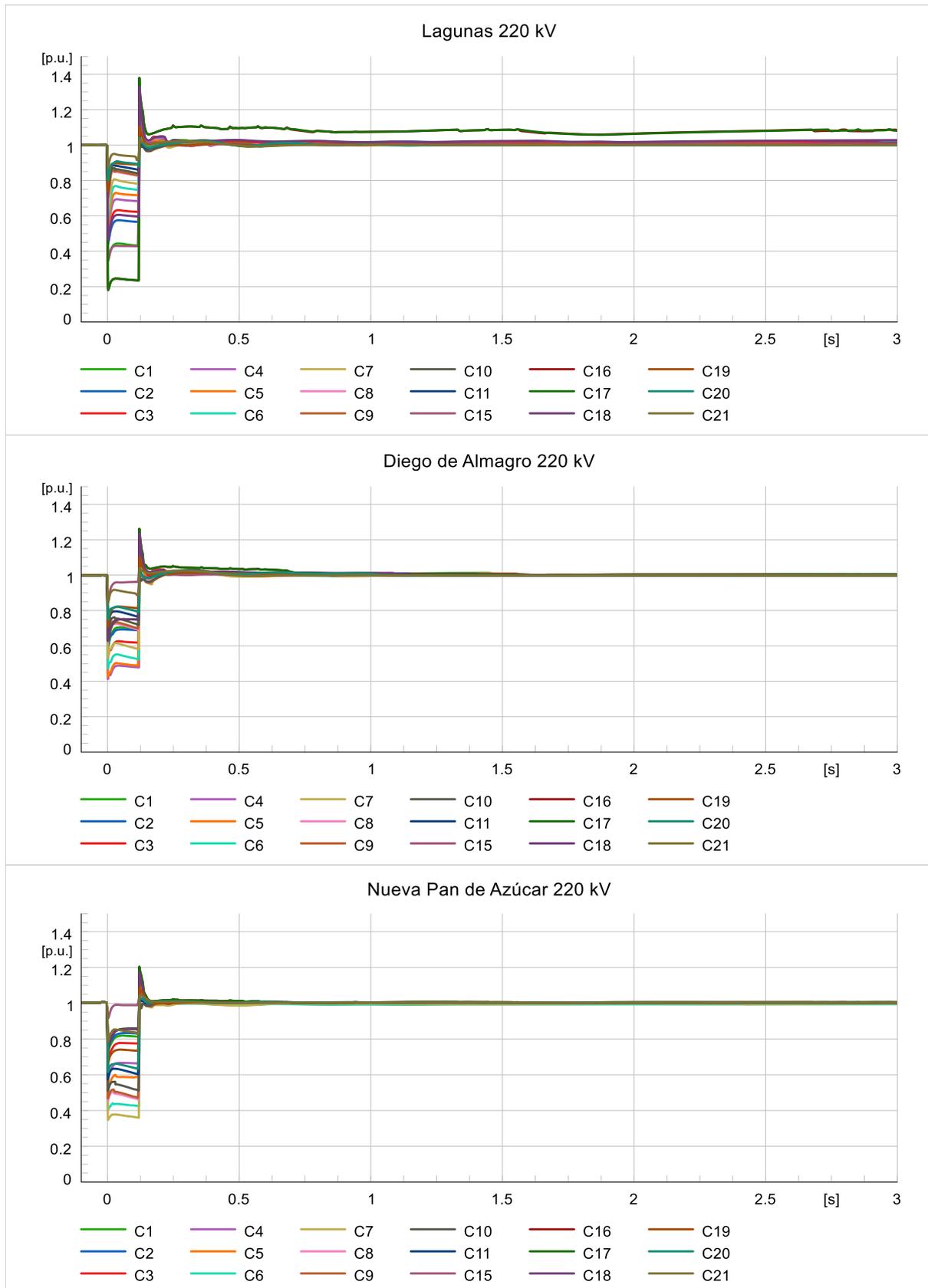


Figura 10. Tensiones en tres barras de 220 kV para fallas de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV considerando los CS de la solución propuesta en el Caso 0.B ( $ESCR \geq 1.3$ )

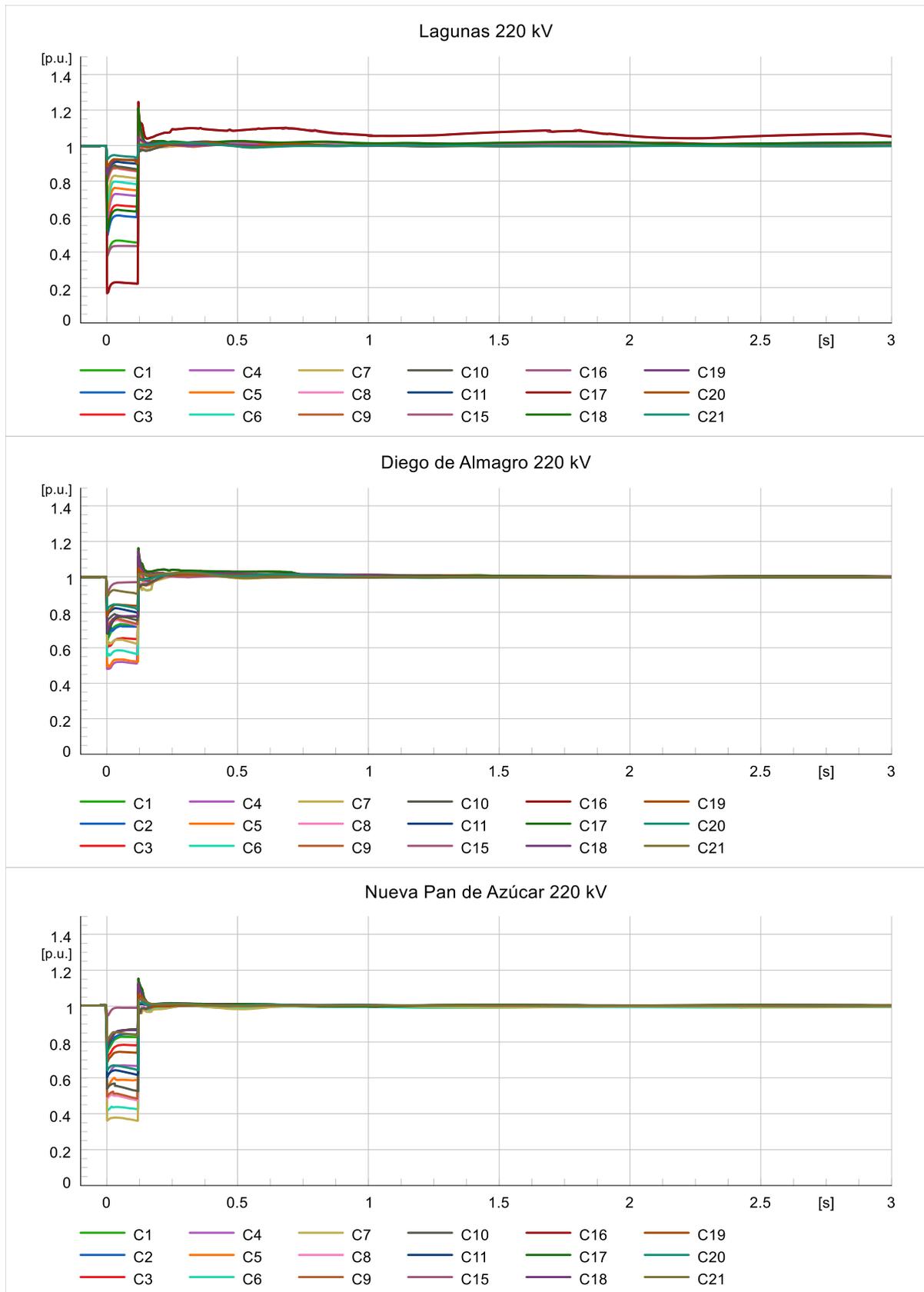


Figura 11. Tensiones en tres barras de 220 kV para fallas de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV considerando los CS de la solución propuesta en el Caso 1 ( $ESCR \geq 1.5$ )

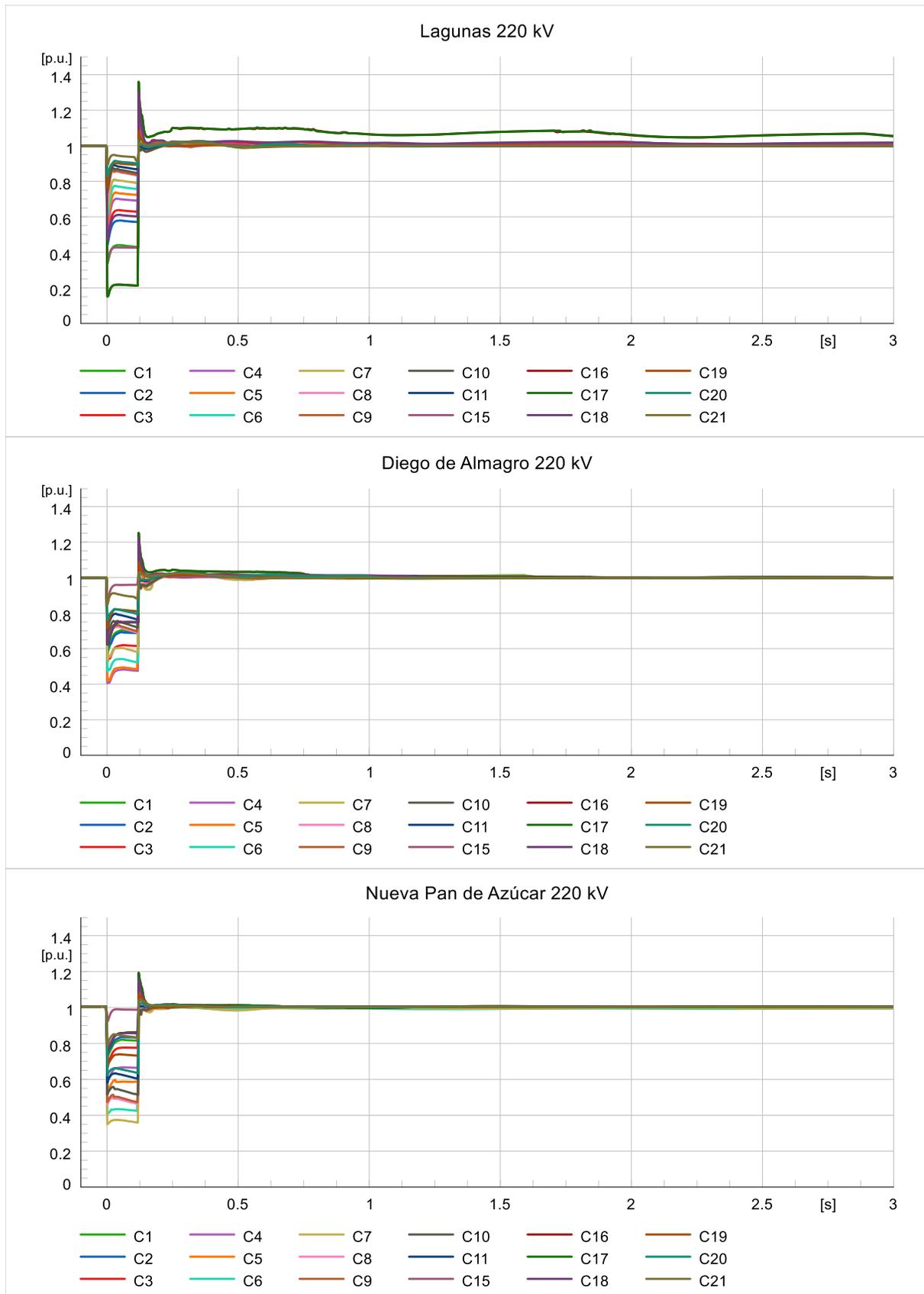


Figura 12. Tensiones en tres barras de 220 kV para fallas de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV considerando los CS de la solución propuesta en el Caso 1 ( $ESCR \geq 1.3$ )

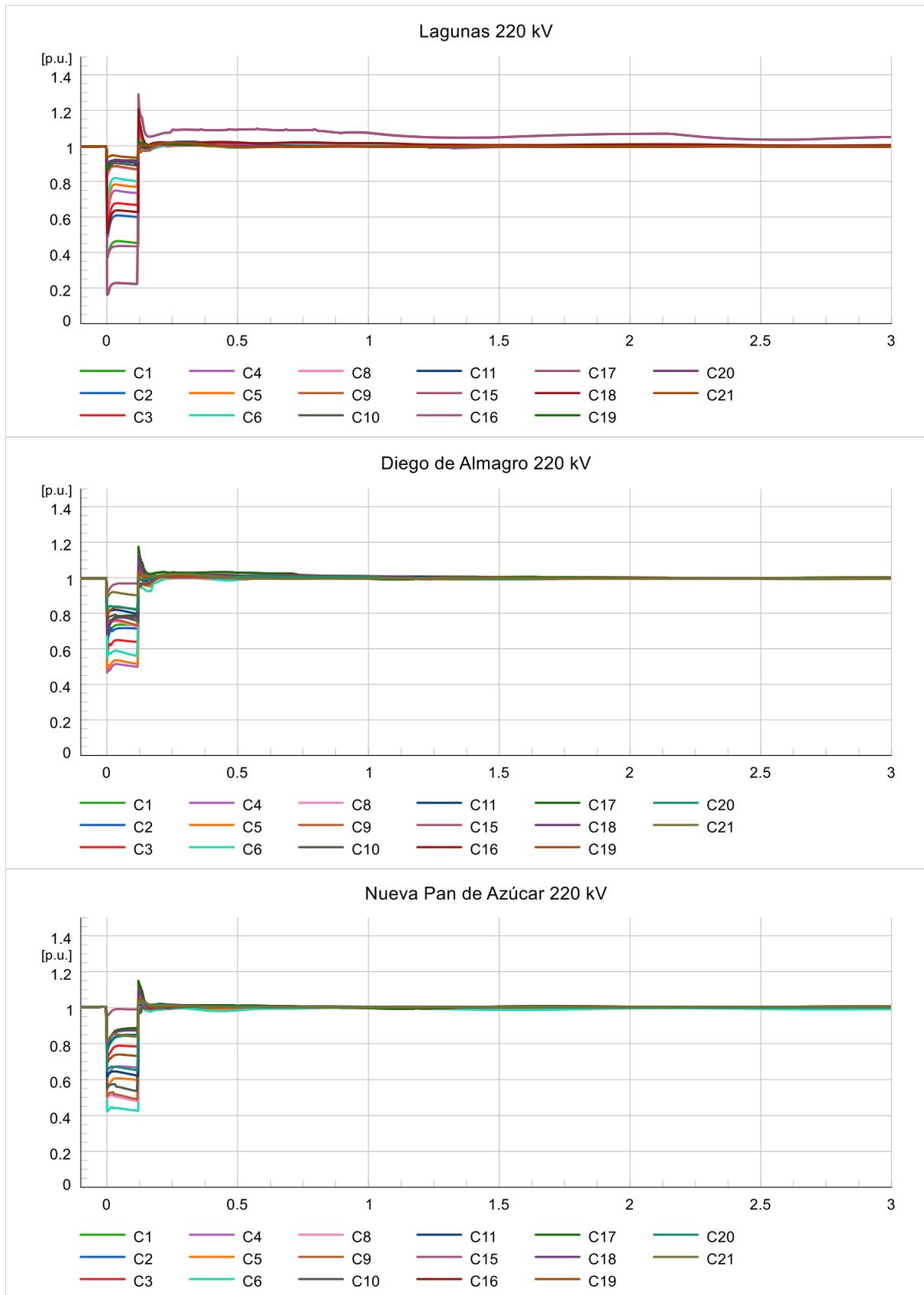


Figura 13. Tensiones en tres barras de 220 kV para fallas de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV considerando los CS de la solución propuesta en el Caso 2 ( $ESCR \geq 1.5$ )

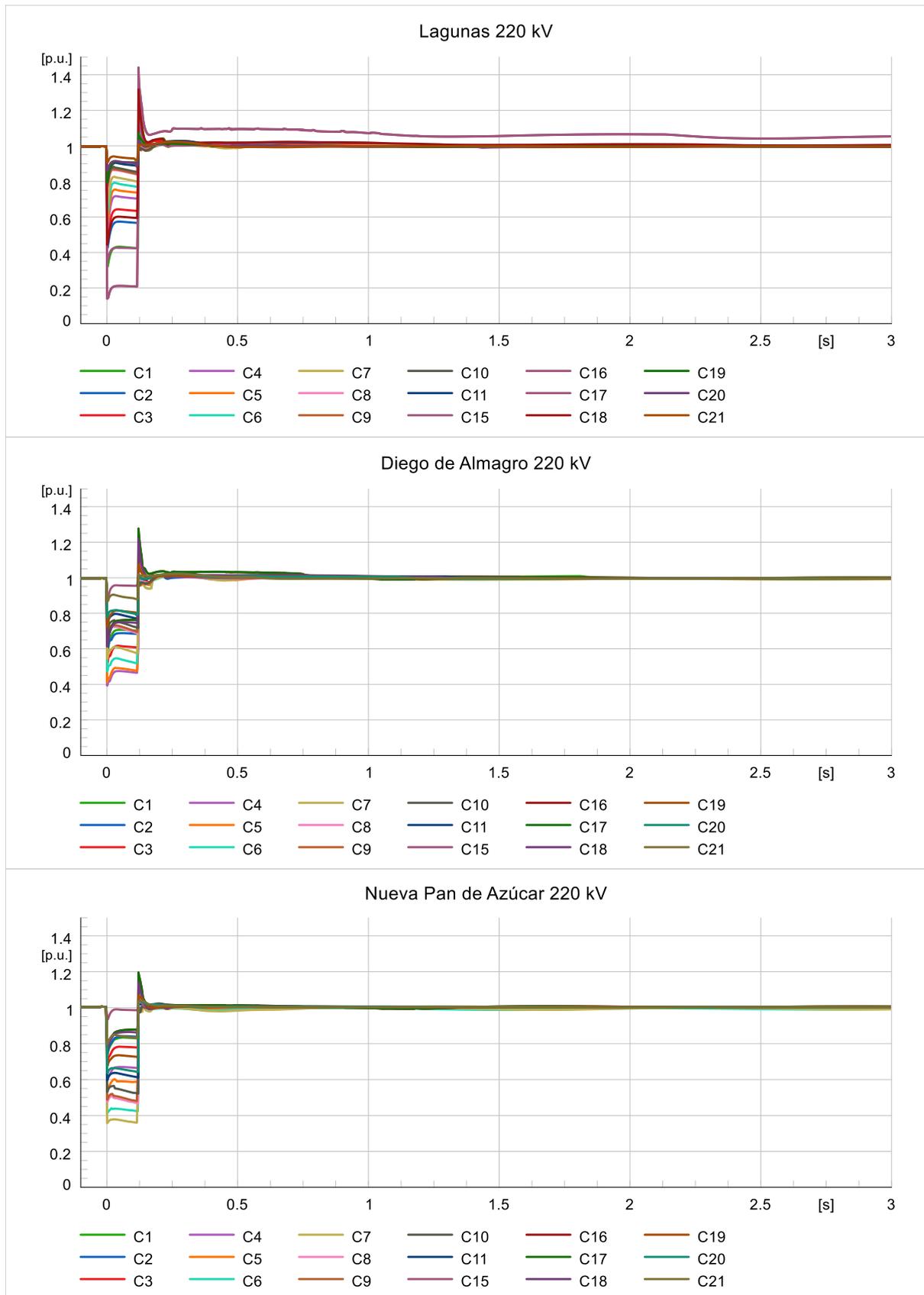


Figura 14. Tensiones en tres barras de 220 kV para fallas de Severidad 4 en líneas de 220 kV y 500 kV considerando los CS de la solución propuesta en el Caso 2 ( $ESCR \geq 1.3$ )

## 7.5.2 Estabilidad en pequeña señal



Figura 15. Autovalores en el Caso 0.A ( $ESCR \geq 1,5$ ) con y sin los condensadores sincrónicos de la solución



Figura 16. Autovalores en el Caso 0.A ( $ESCR \geq 1,3$ ) con y sin los condensadores sincrónicos de la solución



Figura 17. Autovalores en el Caso 0.B ( $ESCR \geq 1,5$ ) con y sin los condensadores sincrónicos de la solución



Figura 18. Autovalores en el Caso 0.B ( $ESCR \geq 1,3$ ) con y sin los condensadores sincrónicos de la solución

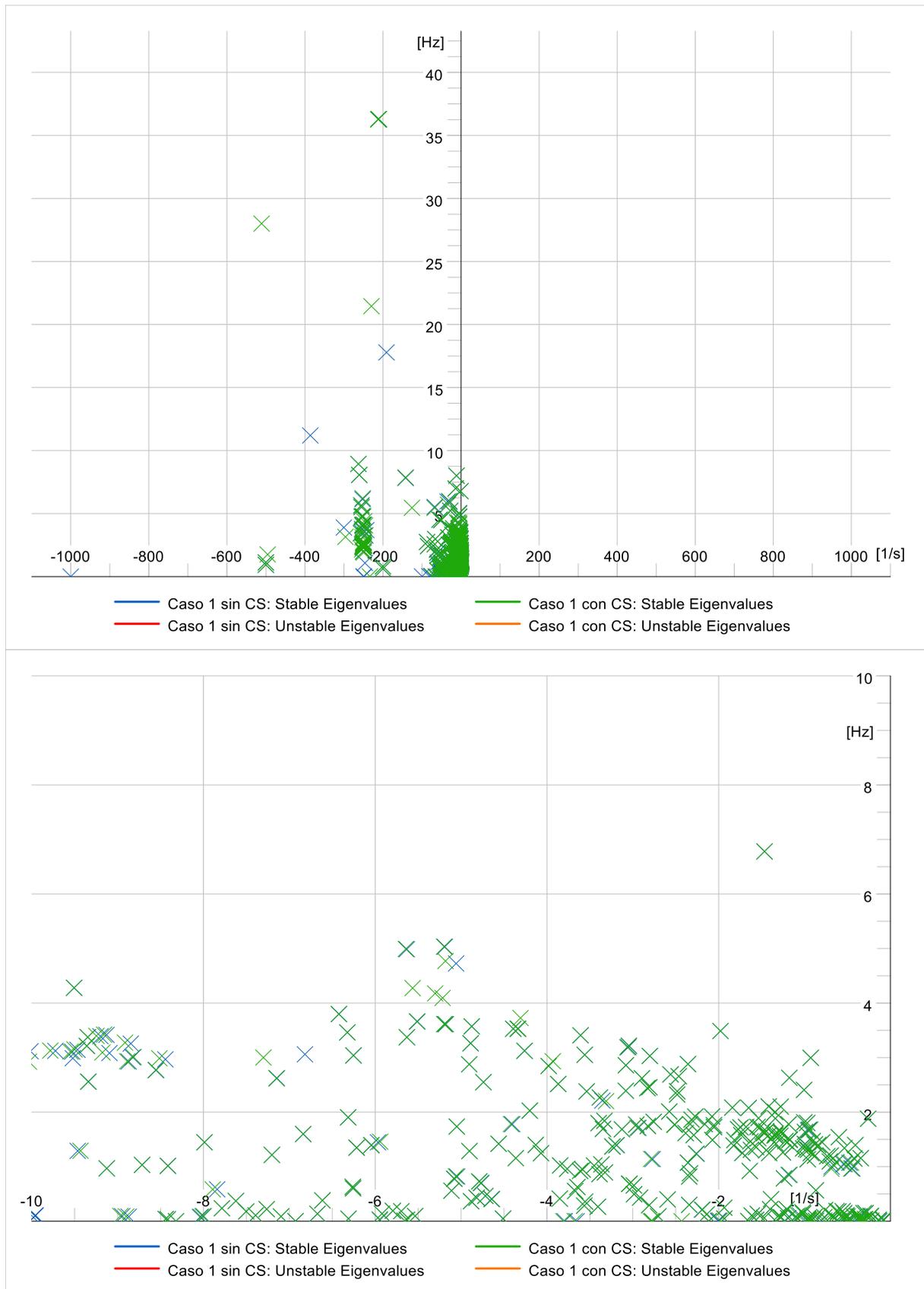


Figura 19. Autovalores en el Caso 1 ( $ESCR \geq 1,5$ ) con y sin los condensadores sincrónicos de la solución



Figura 20. Autovalores en el Caso 1 ( $ESCR \geq 1,3$ ) con y sin los condensadores sincrónicos de la solución

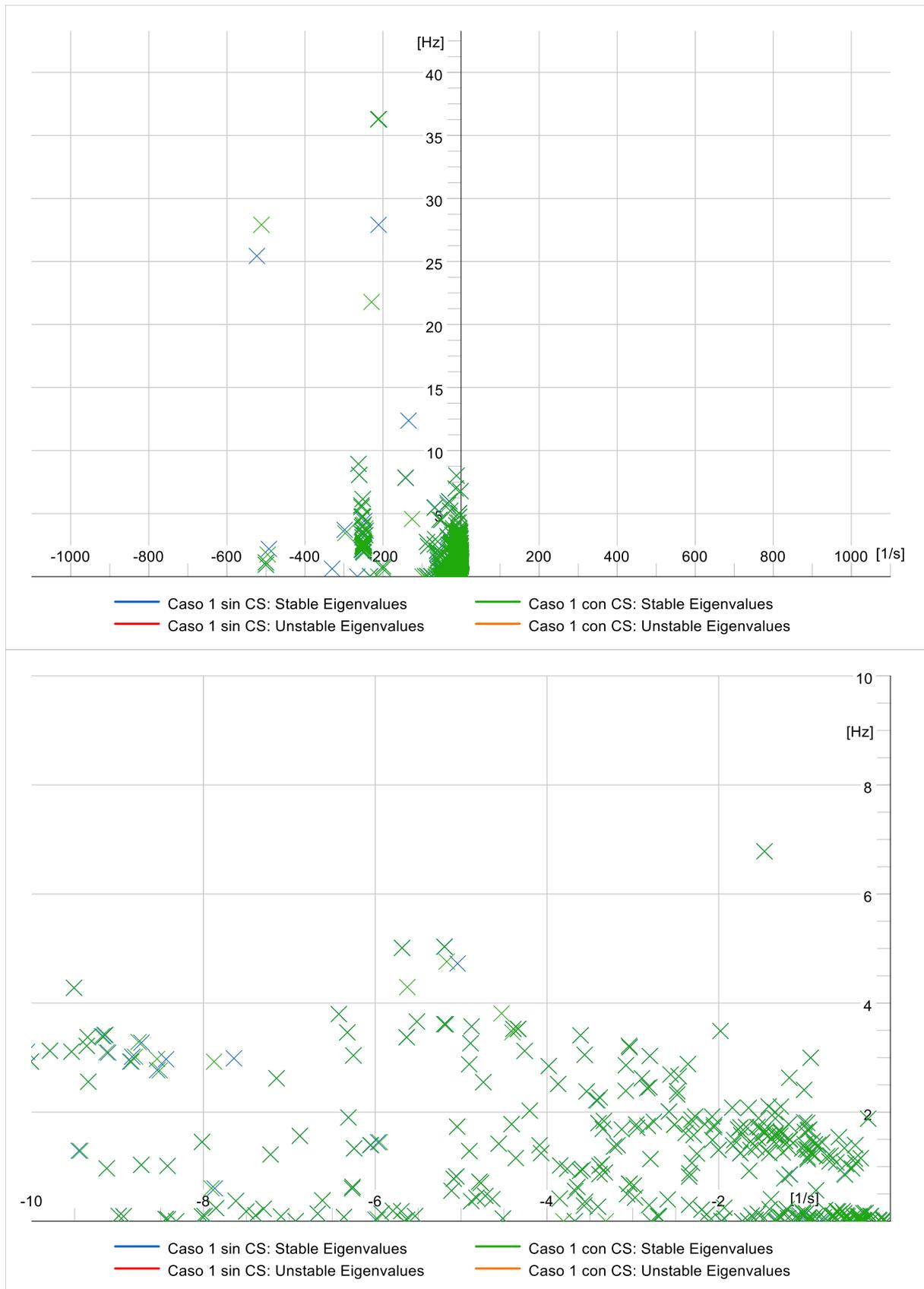


Figura 21. Autovalores en el Caso 2 ( $ESCR \geq 1,5$ ) con y sin los condensadores sincrónicos de la solución

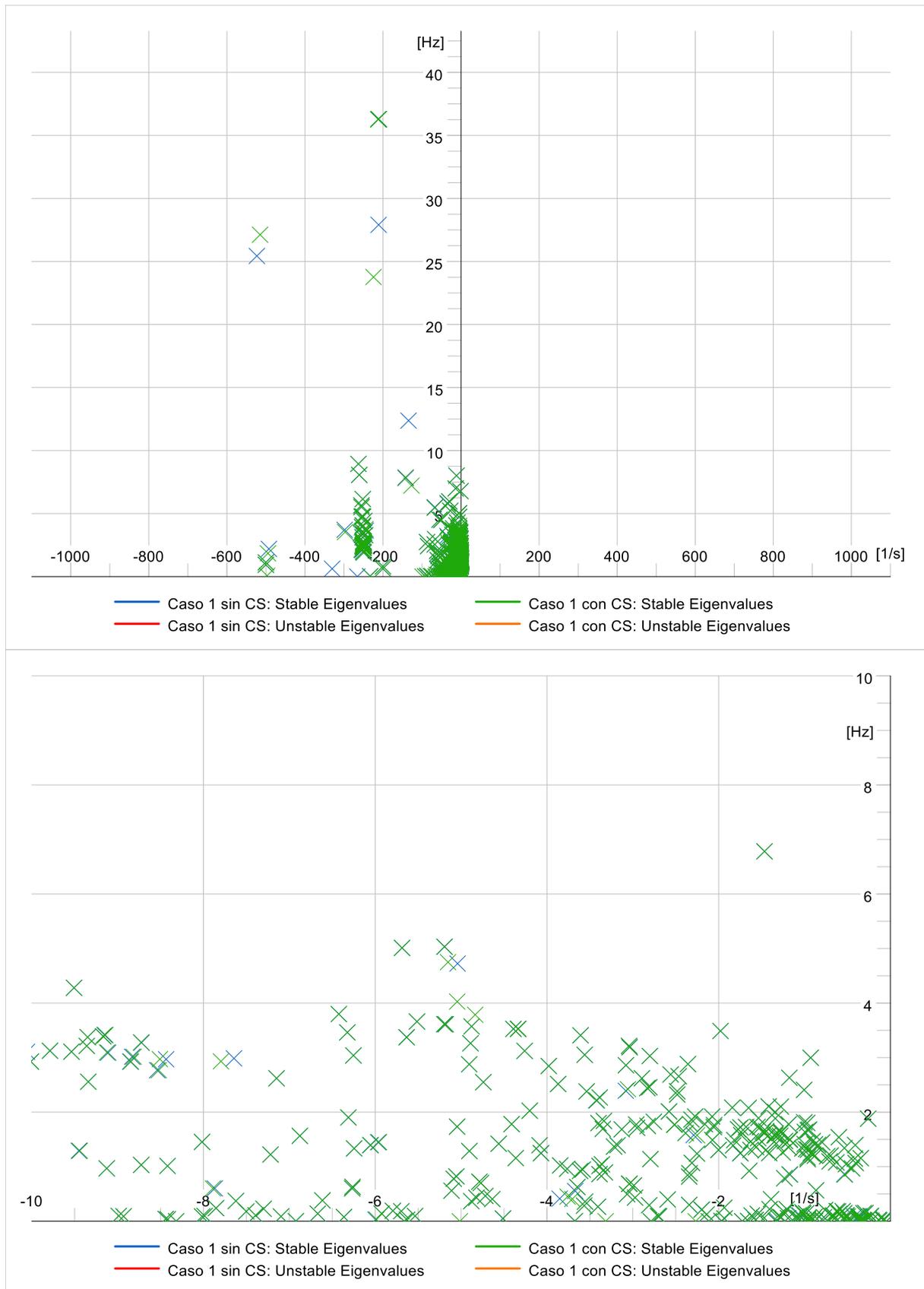


Figura 22. Autovalores en el Caso 2 ( $ESCR \geq 1,3$ ) con y sin los condensadores sincrónicos de la solución