Resumen de los Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el SEN

Versión septiembre 2022

CONTENIDO

1 INTRODUCCIÓN 2

2 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES 3

2.1. Abreviaturas 3
2.2. Definiciones 3

3 ANTECEDENTES 4

3.1. Antecedentes del Consultor 4
3.2. Antecedentes del Coordinador 4
3.3. Antecedentes Bibliográficos 4

4 ESTUDIO DE REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE SEGURIDAD Y CALIDAD PARA EL SEN 5

4.1. Análisis de Estabilidad de la Frecuencia 5
4.2. Análisis de Estabilidad de la Tensión 7
4.2.1 Escenarios 7
4.2.2 Resultados dinámicos escenarios de mínima inercia 8
4.2.3 Fortaleza de la red 9
4.2.4 Métricas para evaluar la fortaleza de la red (SCR y ESCR) 11
4.2.5 Valores de referencia de los indicadores de fortaleza de la red 13
4.2.6 Resultados de ESCR en el SEN 14
4.2.7 Soluciones para un ESCR Mínimo en el SEN 19
4.2.8 Desempeño Dinámico de la Solución de Condensadores Síncronos 20
4.2.9 Sensibilidades para Otras Alternativas de Mitigación 22
4.3. Inversores Formadores de Red (GFM) 22
4.3.1 Tipos de Inversor 22
4.3.2 Control del Inversor 23
4.3.3 Dimensionamiento de Instalaciones con Tecnología GFM 23
4.4. Consolidación de la Base de Datos 25

5 ESTUDIO DE DEFINICIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA EL FORTALECIMIENTO DE LA RED 26

5.1. Definición de la Ubicación de los Condensadores Sincrónicos 27
5.1.1 Metodología 27
5.1.2 Definición de barras candidatas y barras monitoreadas 29
5.1.3 Resultados del proceso de optimización 32
5.1.4 Verificación de la respuesta dinámica 34
5.2. Análisis de Sensibilidad y Módulos de los Condensadores Sincrónicos 35
5.3. Casos y Condiciones Actualizadas de Operación del SEN al año 2025 36

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 38

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 40

1 INTRODUCCIÓN

El Coordinador ha venido desarrollando estudios y análisis para evaluar el impacto y los requerimientos en el SEN derivados de la transición hacia una matriz energética 100% renovable. Uno de los principales desafíos que esta transición impone en el sistema eléctrico tiene que ver con dos factores relacionados:

1) El retiro de unidades sincrónicas asociadas a generación térmica, lo que provoca una disminución en los niveles de potencia de cortocircuito y, por tanto, una disminución de la denominada fortaleza de la red.

2) La cada vez más alta penetración de generación con energía renovable variable (ERV) basada en la tecnología de inversores (IBR) seguidores de red o "Grid Following" (GFL). Esta clase de generación requiere conectarse a una red con un nivel de fortaleza o potencia de cortocircuito lo suficientemente altos como para asegurar una sincronización y funcionamiento estable.

La presencia de estos factores conlleva potenciales riesgos para la operación estable del SEN, especialmente en las zonas del Norte Grande y Norte Chico, donde ambos factores se presentan en forma combinada.

Dentro de este marco, el año 2021 el Coordinador encargó al consultor internacional DIgSILENT GmbH un estudio de requerimientos mínimos de seguridad y calidad para el SEN, el que analizó escenarios de operación proyectados para los años 2025 y 2030. Durante el año 2022, este estudio fue extendido y enfocado en la definición de los requerimientos para el fortalecimiento de la red para el escenario proyectado al año 2025.

La principal conclusión de estos estudios es que el SEN, en el horizonte 2025-2030, requiere aumentar la fortaleza de la red mediante el aumento de la potencia de cortocircuito en ciertas barras de las zonas del Norte Grande y del Norte Chico. Para lograr lo anterior se identificaron y analizaron las siguientes soluciones:

- Instalación de Condensadores Síncronos.
- Reconversión de Generadores Síncronos existentes.
- Instalación de proyectos del tipo Formadores de Red o "Grid Forming" (GFM) que emulen el comportamiento de una máquina síncrona[1]. La factibilidad de uso de este tipo de tecnología se considera factible solo después del año 2025, pues aún no es una tecnología probada técnica ni comercialmente en proyectos a gran escala.

El presente documento tiene como objetivo describir y resumir los principales resultados, conclusiones y definiciones de requerimientos de los estudios recién mencionados.

[1] También denominados VSM por las siglas en inglés de la designación "Virtual Synchronous Machine"

2 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

2.1. Abreviaturas

CCSS	: Condensadores Sincrónicos
CPF	: Control Primario de Frecuencia
ERV	: Energía Renovable Variable
ESCR	: Effective Short-Circuit Ratio
GFL	: Grid Following
GFM	: Grid Forming
IBR	: Inverter-Based Resources
NTSSCC	: Norma Técnica de Servicios Complementarios
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
Potencia CC o Skss	: Potencia de cortocircuito
RoCoF	: Rate of Change of Frequency
SCR	: Short Circuito Ratio
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional
VSM	: Virtual Synchronous Machine

2.2. Definiciones

- **ESCR (Equivalent Short Circuit Ratio):** es una métrica que relaciona el nivel de cortocircuito trifásico en un punto de la red y la suma ponderada de la generación renovable variable basada en inversores seguidores de red que tiene influencia en la tensión de dicho punto. Para este indicador, el nivel de cortocircuito trifásico se debe calcular sin el aporte de la generación renovable variable basada en inversores seguidores de red (por eso se habla también de cortocircuito sincrónico). Por otra parte, la ponderación de la generación renovable da cuenta de la distancia eléctrica al punto de la red en cuestión. La literatura técnica muestra que un sistema eléctrico debiera tener en sus barras un ESCR ≥ 1.5.

- **SCR (Short Circuit Ratio):** la relación de Corto Circuito o SCR, es una métrica correspondiente a la relación entre la potencia de cortocircuito en un lugar determinado de la red y la potencia nominal de la generación conectada a ese lugar. Es un indicador analítico común utilizado en la industria para cuantificar la fortaleza de la red en términos de la estabilidad y control de tensión.

3 ANTECEDENTES

3.1. Antecedentes del Consultor

Informes redactados por el Consultor DIgSILENT GmbH asociados a los estudios encargados por el Coordinador. A continuación se presenta la designación de estos documentos:

Documentos asociados al Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN (publicados en la página WEB del Coordinador[2]):

- Informe Final Actividad 1 - Análisis de Estabilidad de la Frecuencia.
  Archivo: P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_1_Informe_Final_r03_v3.pdf. Fecha: 15-11-2021.
- Informe Final Actividad 2 - Análisis de Estabilidad de la Tensión.
  Archivo: P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_2_Informe Final_r10-V4.pdf. Fecha: 03-12-2021.
- Informe Final Actividad 3 - Inversores Formadores de Red.
  Archivo: P2053_CEN-Estudio-RMSC-Actividad-3_Informe-Final_r8-V3.pdf. Fecha: 06-12-2021.
- Informe Final Actividad 4 - Consolidación de la Base de Datos.
  Archivo: P2053_CEN_Estudio_RMSC_Actividad_4_r02-V1.pdf. Fecha:16-11-2021.
- Resumen Ejecutivo.
  Archivo: P2053_CEN_Estudio_RMSC_Resumen Ejecutivo.pdf. Fecha:06-12-2021.

Documentos asociados al Estudio de Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025 (publicados en la página WEB del Coordinador[3]):

- Informe Final Actividades 1 y 2.
  Archivo: P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Actividad-1-2_R14-V06.pdf). Fecha: 25-08-2022.
- Informe Preliminar – Análisis Adicional.
  Archivo: P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Análisis-Adicional_R01-V02.pdf. Fecha: 28-09-2022.

3.2. Antecedentes del Coordinador

- Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022[4].

3.3. Antecedentes Bibliográficos

Finalmente, el Consultor y el Coordinador, en sus propios análisis y en la revisión crítica de los estudios desarrollados por el consultor, ha tenido en cuenta bibliografía técnica en los temas de fortaleza de la red, condensadores sincrónicos, tecnologías de inversores del tipo seguidores de red, formadores de red, máquinas síncronas virtuales, etc. Esta bibliografía se encuentra referenciada en diversas partes del presente documento y se lista en el capítulo 7.

[2] https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-inercia-y-cortocircuito/estudios-2025-2030-digsilent-power-factory/

[3] https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/estudios-de-inercia-y-cortocircuito/estudio-definicion-de-requerimientos-de-fortaleza-de-la-red-al-ano-2025-digsilent-power-factory/

[4] https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/Informe-PET-enero-2022.pdf

4 ESTUDIO DE REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE SEGURIDAD Y CALIDAD PARA EL SEN

El estudio fue estructurado sobre la base de cuatro actividades o análisis específicos:

- Actividad 1 - Análisis de Estabilidad de la Frecuencia.
- Actividad 2 - Análisis de Estabilidad de la Tensión.
- Actividad 3 - Inversores Formadores de Red.
- Actividad 4 - Consolidación de la Base de Datos.

Todos los análisis se hicieron a partir de cuatro casos o escenarios base, definidos por el Coordinador, y que se describen a continuación:

- **Escenario Año 2025 – Caso 1:** demanda alta (≈11820 MW), día, con transferencias en el sentido Norte→Sur de unos 1600 MW aprox. por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Porcentajes de penetración de generación renovable variable: total SEN ≈ 54%, en el Norte Grande ≈ 80% y en el Norte Chico ≈ 95%.
- **Escenario Año 2025 – Caso 2:** demanda baja (≈7930 MW), noche, con transferencias en el sentido Sur→Norte de unos de 1400 MW aprox. por el tramo Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV. Porcentajes de penetración de generación renovable variable: total SEN ≈ 26%, en el Norte Grande ≈ 25% y en el Norte Chico ≈ 80%.
- **Escenario Año 2030 – Caso 1:** demanda alta (≈12330 MW), día, con transferencias en el sentido Norte→Sur de unos 2400 MW por el enlace HVDC Lo Aguirre – Kimal. Porcentajes de penetración de generación renovable variable: total SEN ≈ 72%, en el Norte Grande ≈ 83% y en el Norte Chico ≈ 99%.
- **Escenario Año 2030 – Caso 2:** demanda baja (≈9170 MW), noche, con transferencias en el sentido Sur→Norte de unos 1500 MW por el enlace HVDC Lo Aguirre – Kimal. Porcentajes de penetración de generación renovable variable: total SEN ≈ 27%, en el Norte Grande ≈ 13% y en el Norte Chico ≈ 77%.

Todos los estudios, que incluyeron análisis estáticos y dinámicos RMS, se realizaron con el software PowerFactory de DIgSILENT GmbH, y a partir de una base de datos del SEN para los años 2025 y 2030, proporcionada por el Coordinador.

A continuación se resumen los principales resultados y conclusiones de cada uno de los análisis y actividades.

4.1. Análisis de Estabilidad de la Frecuencia

Este análisis tuvo como principal objetivo evaluar la estabilidad de la frecuencia del SEN para distintas combinaciones de niveles de inercia y distribución de la reserva primaria, en conformidad con los estándares de desempeño mínimo establecidos en la NTSyCS.

La metodología consistió en la simulación dinámica de contingencias de severidad 5 de las siguientes unidades generadoras: IEM, U16, Santa María, Ralco U2, Pehuenche U1 y San Isidro 2 (TV+TG).

Se analizó la estabilidad de la frecuencia y se verificó la suficiencia de reservas para control primario de frecuencia (CPF) en los casos base entregados por el Coordinador. Además, se analizaron casos base

adicionales en los que se modificó el despacho de generación de modo de reducir la cantidad de unidades sincrónicas en servicio.

Para cada caso base se realizaron análisis de sensibilidad para evaluar la dependencia de las reservas para CPF con la inercia sistémica ante la desconexión del ciclo combinado San Isidro 2, que es el de mayor inercia del sistema.

Los análisis mostraron que el sistema resulta estable y cuenta con recursos suficientes de CPF para garantizar el desempeño satisfactorio de la frecuencia ante las contingencias de Severidad 5 más críticas en los casos analizados.

El cálculo teórico de las tasas máximas de variación de la frecuencia ante desconexiones de generación (RoCoF) se hizo con la siguiente expresión:

$$ROCOF = \frac{-\Delta P_{desbalance}}{2H_{Sistema(postcontingencia)}} \times f_{nominal}$$

En los casos base este cálculo del RoCoF arrojó valores entre -0,2 y -0,36 Hz/s, menores en magnitud que la tasa de activación del EDAC por caída de frecuencia (-0,6 Hz/s) y que la máxima variación que deben soportar los generadores sin desconectarse de la red de acuerdo con la NTSyCS (-2 Hz/s).

En algunos análisis adicionales del escenario 2025, en los que se forzó la reducción de inercia sacando de servicio unidades sincrónicas (hasta alcanzar inercias en el Norte Grande por debajo de 3,3 GVAs y 1 GVAs en escenarios de demanda alta de día y baja de noche, respectivamente) se observó inestabilidad de tensión incluso antes de aplicar la contingencia. En dichos casos, para lograr un desempeño satisfactorio del control de frecuencia, fue necesario despachar a las unidades de las centrales Angamos y Cochrane operando como condensadores sincrónicos (es decir, con potencia activa nula y participando del control dinámico de tensión). Este resultado es reflejo de los potenciales problemas de estabilidad de tensión debido a la disminución de la potencia de cortocircuito sincrónico en la zona norte del SEN.

Las contingencias analizadas no provocaron la separación del sistema en áreas asincrónicas y las frecuencias medidas en las distintas áreas mostraron evoluciones coherentes luego de las desconexiones de generación. Por lo tanto, los resultados obtenidos no indican la necesidad de establecer requerimientos mínimos de inercia y reservas para CPF por área del sistema.

La siguiente tabla muestra los niveles sistémicos de inercia y penetración ERV en los casos de mínima inercia en los que el sistema presentó un desempeño satisfactorio desde el punto de vista de la estabilidad y control de la frecuencia.

Tabla 1: Inercia y penetración ERV en los casos de mínima inercia en los que el sistema presenta un desempeño satisfactorio

Año	Demanda	Inercia SEN (GVAs)	Penetración ERV (%)	Generación (MW)		
				PV	Eólica	Total
2025	Alta	25.9	62	5791	1496	11840
	Baja	30.0	37	93	2866	7913
2030	Alta	28.5	72	6548	2311	12277
	Baja	38.9	30	58	2654	9105

Si bien estos casos de mínima inercia mostraron un desempeño satisfactorio desde el punto de vista de la estabilidad y control de la frecuencia, fue necesario verificar su desempeño en cuanto a la estabilidad de tensión, análisis este que se resume en el siguiente capítulo.

4.2. Análisis de Estabilidad de la Tensión

Este análisis tuvo como principal objetivo evaluar la estabilidad de tensión del SEN con el propósito de asegurar su operación estable y el cumplimiento de los requerimientos de la Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio (NTSyCS).

4.2.1 Escenarios

Se analizaron los cuatro escenarios base definidos por el Coordinador (demanda alta de día y demanda baja de noche, para los años 2025 y 2030) y a partir de cada uno de ellos se construyeron escenarios de mínima inercia sistémica.

Para construir los escenarios de mínima inercia sistémica se retiró de servicio generación sincrónica principalmente en la zona norte del SEN (priorizando aquella generación planificada para retiro o reconversión) y se la reemplazó por generación ERV. Se destaca que los escenarios de mínima inercia, si bien representan una condición de operación menos probable de ocurrir, son relevantes para el estudio pues exigen al sistema hasta sus límites de estabilidad.

La siguiente tabla muestra los escenarios analizados y su designación:

Tabla 2: Nomenclatura utilizada para los escenarios de operación

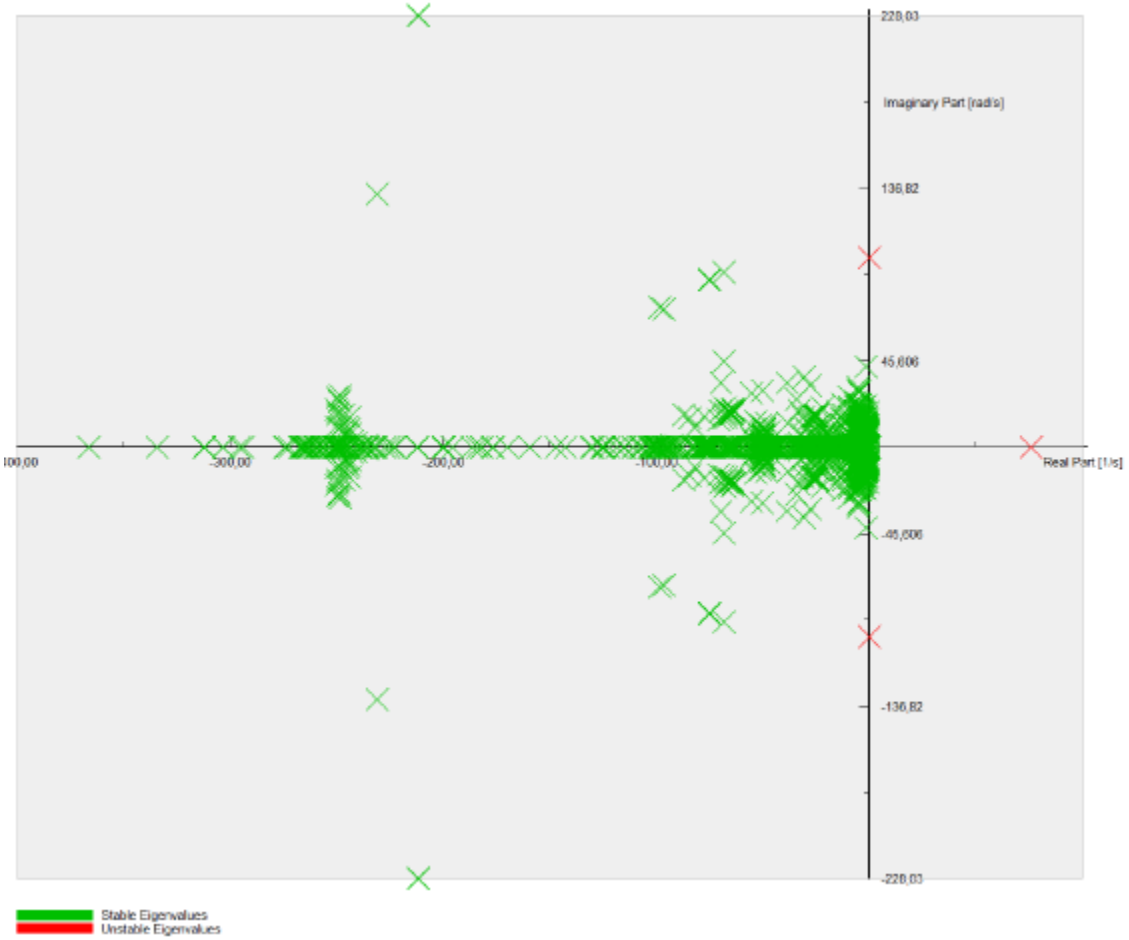
Grupo	Escenario	Año	Demanda
Base	25T1a	2025	Alta/Día
	25T2a	2025	Baja/Noche
	30T1a	2030	Alta/Día
	30T2a	2030	Baja/Noche
Mínima inercia	25T1	2025	Alta/Día
	25T2	2025	Baja/Noche
	30T1	2030	Alta/Día
	30T2	2030	Baja/Noche

4.2.2 Resultados dinámicos escenarios de mínima inercia

El primer resultado relevante del análisis fue la constatación de que los escenarios de inercia mínima presentan una inestabilidad de tensión incluso antes de aplicar una contingencia. Vale decir, el punto de operación del sistema es dinámicamente inestable.

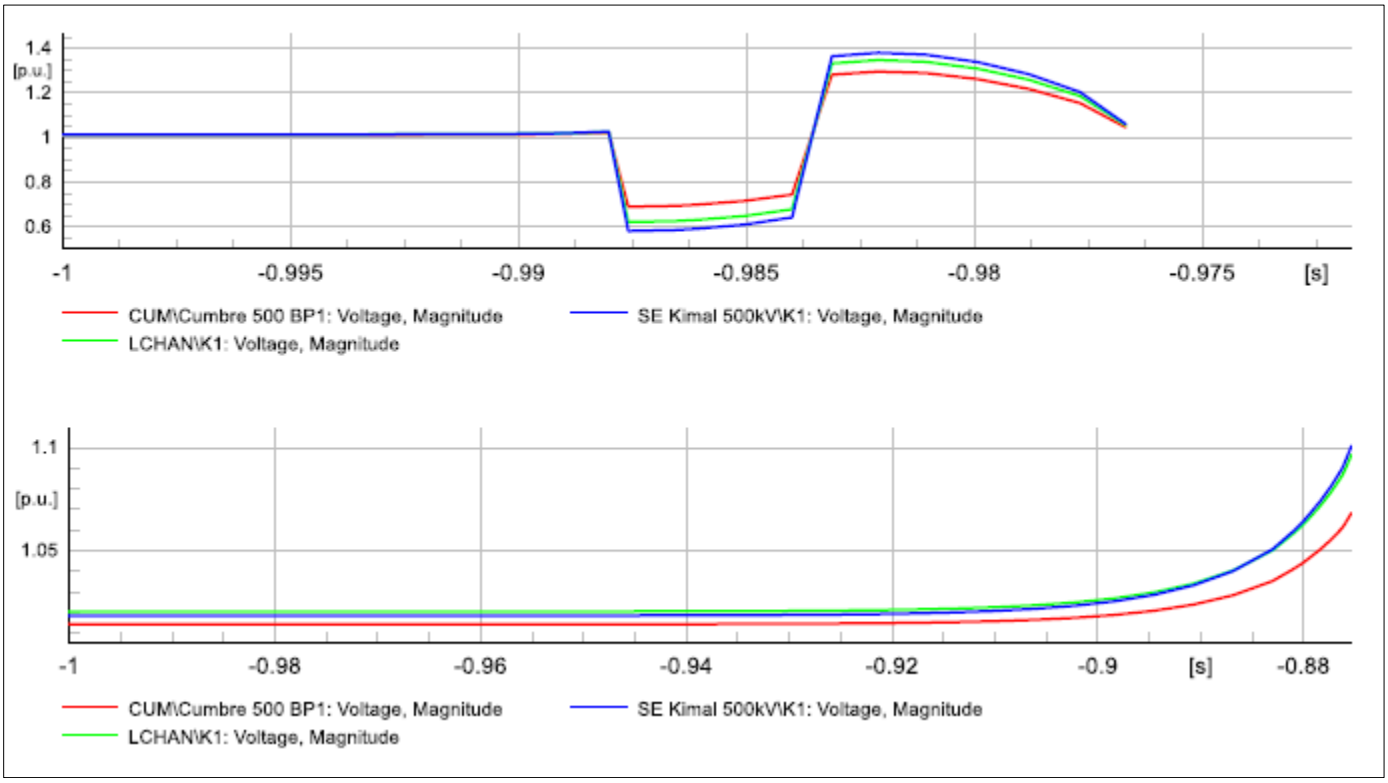
Esta inestabilidad se confirmó mediante un análisis de valores propios. El sistema evidenció la existencia de polos inestables (en el semiplano derecho) para las condiciones iniciales del sistema, como se muestra en la siguiente figura para el escenario 25T1:

Figura 1: valores propios para el escenario de mínima inercia, demanda alta, año 2025 (25T1)



Específicamente, el polo real positivo se traduce en una divergencia de las tensiones respecto de su punto de operación inicial, la que crece exponencialmente. En efecto, luego de iniciada la simulación y sin aplicación de la falla, las tensiones comienzan a desviarse: al principio lentamente y luego en forma exponencial, hasta que la tensión colapsa después de cierto tiempo (según la constante de tiempo correspondiente a la parte real del polo inestable). Lo anterior puede observarse en las siguientes figuras de la simulación dinámica:

Figura 2: Tensiones en el Norte Grande para el escenario 25T1 y dos niveles de inercia. Simulación dinámica sin falla. Arriba: inercia NG=3,2 GVAs. Abajo: inercia NG=2,6 GVAs



Estos resultados mostraron que la disminución de la generación sincrónica conectada, unida a la alta penetración de generación ERV basada en inversores seguidores de red, tiene un impacto relevante en la estabilidad de tensión del SEN. En particular, se identificó que estos dos factores están relacionados con la denominada fortaleza de la red, cuyo análisis se aborda a continuación.

4.2.3 Fortaleza de la red

Definición de fortaleza la red

La fortaleza de red se define como la habilidad de un sistema eléctrico de mantener y controlar la forma de onda de la tensión (en amplitud y fase) en sus barras, tanto durante el estado estacionario como luego de una falla. Es una característica esencial para el sistema eléctrico, necesario para mantener la seguridad y estabilidad de este [1].

Fortaleza de la red y máquinas sincrónicas

La fortaleza de la red ha sido aportada históricamente de manera natural, al igual que la inercia, por las máquinas sincrónicas, debido a las siguientes razones:

- La rigidez de la amplitud de la tensión en una barra está relacionada con el nivel de cortocircuito definido por la impedancia equivalente de la red en dicha barra (cuanto menor la impedancia, más rígida será la tensión) y el aporte al nivel de cortocircuito proviene fundamentalmente de las máquinas sincrónicas.

- La fase o ángulo eléctrico de la tensión en una barra está acoplada a la posición mecánica del rotor de las máquinas sincrónicas eléctricamente cercanas; vale decir, existe un acoplamiento electromecánico entre la fase de la tensión de la barra y el rotor de las máquinas sincrónicas eléctricamente cercanas. Dado que la posición del rotor no puede cambiar abrupta o instantáneamente, tampoco lo hará la fase de la tensión. Esto explica la propiedad intrínseca de una máquina sincrónica de aumentar la fortaleza de la red.

Dado lo anterior, el retiro de unidades sincrónicas asociadas a generación térmica provocará una disminución en los niveles de potencia de cortocircuito y una disminución de la fortaleza de la red.

Fortaleza de la red e inversores seguidores de red (GFL)

Asimismo, la generación ERV basada en la tecnología de inversores seguidores de red o “Grid Following”, podrá ver afectada su operación en condiciones de disminución de la fortaleza de la red. Lo anterior por cuanto esta clase de tecnología requiere conectarse a una red con un nivel de fortaleza o potencia de cortocircuito lo suficientemente altos como para asegurar una sincronización y funcionamiento estable.

En efecto, estos inversores operan acoplados a la red mediante inversores controlados por corriente, como una fuente de corriente (poseen un control interno de corriente rápido) y necesitan que la red imponga la tensión terminal para poder funcionar. En un proceso de sincronización con la red, el inversor genera una señal de referencia para su funcionamiento a partir de la fase de la tensión de la red en su punto de conexión, mecanismo conocido como phase-locked loop (o PLL, por sus siglas en inglés). En función de esta señal, el inversor ajusta la fase (y la amplitud) de la corriente inyectada en función de sus consignas de control, típicamente consignas de potencia activa y de potencia reactiva o de tensión.

Tras la ocurrencia de una falla, el inversor deberá resincronizarse rápidamente con la fase de la tensión para asegurar una operación estable. En condiciones de baja fortaleza de red, la fase de la tensión puede cambiar muy abruptamente, aumentado considerablemente la diferencia entre la fase antes y después de la falla, y dificultando el proceso de resincronización. Si esta resincronización resulta incorrecta, la inyección de la corriente con una referencia errónea provocará una mayor distorsión de la tensión, lo que a su vez impactará en el mecanismo de sincronización (PLL). Esta realimentación puede llevar a inestabilidades de los inversores y finalmente, según la extensión del área afectada, a una desconexión en cascada de generación ERV basada en inversores GFL.

Los inversores seguidores de red actualmente disponibles en el mercado utilizan estrategias propias del fabricante para estabilizar el proceso de sincronización en condiciones de baja potencia de cortocircuito (congelamiento de la señal de referencia, filtrado, aumento de la ganancia del PLL, etc.), pero esto es efectivo solo hasta cierto nivel de fortaleza de la red. Además, los modelos dinámicos para la simulación de transitorios electromecánicos (RMS) no suelen capturar estas características, aun tratándose de modelos específicos de fabricante. Para capturar su comportamiento es necesaria una simulación de transitorios electromagnéticos (EMT).

Actualmente, el Coordinador está trabajando en la construcción de una base de datos del SEN para simulaciones del tipo EMT. Es un proyecto de gran magnitud y que requerirá la colaboración de los Coordinados para proporcionar los mejores modelos EMT de sus instalaciones. Para lo anterior, el Coordinador publicó recientemente un procedimiento interno de modelación y homologación de instalaciones[5], donde el tema de los modelos EMT tiene un lugar destacado.

[5] https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/modelacion-del-sen/procedimiento-interno-modelacion-del-sen/

Conclusiones de cómo abordar el desafío de la fortaleza de la red

Teniendo en cuenta todo lo señalado en esta sección, se concluye que el SEN requerirá de un nivel de fortaleza de la red mínima para garantizar su operación estable, especialmente en las zonas del Norte Grande y Norte Chico, donde la descarbonización y la alta penetración de generación ERV del tipo GFL son dos fenómenos que se presentan en forma simultánea.

Mientras no se cuente con una base de datos del SEN con modelos de usuario EMT fidedignos y validados, la mejor forma de abordar el problema de la disminución en la fortaleza de la red es mediante el cálculo de indicadores o métricas para evaluar la fortaleza de la red, y a partir de ahí diseñar soluciones técnicas óptimas y factibles.

4.2.4 Métricas para evaluar la fortaleza de la red (SCR y ESCR)

El indicador más común para estimar la fortaleza de la red en una barra es la denominada razón de cortocircuito SCR (por las siglas en inglés de “Short Circuit Ratio”). Este indicador se ha usado tradicionalmente para cuantificar la fortaleza de la red en el punto de conexión de electrónica de potencia (por ejemplo, el inversor de un enlace de corriente continua o de un proyecto ERV basado en inversores). La relación de cortocircuito se define como:

$$\mathrm{SCRi} = \frac{Skssi}{Pi}$$

donde $Skssi$ es la potencia subtransiente de cortocircuito en MVA en el nodo i y Pi la potencia en MW inyectada por los inversores conectados al mismo nodo. En definiciones más estrictas o conservadoras, Pi corresponde la potencia nominal en MVA de la instalación basada en inversores conectada al nodo.

Sin embargo, esta definición no considera la presencia de otros inversores en nodos eléctricamente cercanos al nodo i, condición a esperar en un escenario de alta penetración de generación ERV. En tales circunstancias, la potencia de cortocircuito $Skssi$ resultará “compartida” entre los inversores conectados a nodos eléctricamente cercanos. Para tomar cuenta de este efecto, se han propuesto diferentes índices derivados del SCR, los denominados índices compuestos o equivalentes [2] [3] [4]. Por su generalidad y aplicabilidad a cualquier topología de red se adoptó la denominada Razón de Cortocircuito Equivalente ESCR (por las siglas en inglés de “Equivalent Short-Circuit Ratio”), que se define como sigue:

$$\mathrm{ESCRi} = \frac{Skssi}{[Pi + \Sigma j(IFji \times Pj)]}$$

donde $IFji$ representa el factor de interacción entre los nodos i y j, y se define como:

$$IFji = \frac{\Delta Uj}{\Delta Ui}$$

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

Según la siguiente Figura 3, las tensiones en los nodos de la red pueden calcularse en función de las corrientes inyectadas y las impedancias de rama del sistema como sigue:

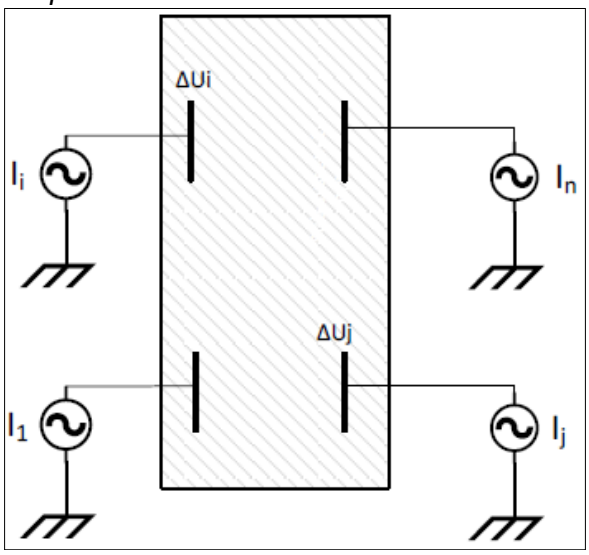
$$\begin{bmatrix} U_1 \\ U_i \\ U_j \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} = \boldsymbol{Z} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_i \\ I_j \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix}$$

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

$$IF_{ji} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i} = \frac{Z_{ji} \times \Delta I_i}{Z_{ii} \times \Delta I_i} = \frac{Z_{ji}}{Z_{ii}}$$

donde Zii es la impedancia propia del nodo i y Zji la impedancia mutua entre los nodos i, j.

Figura 3: Ilustración para el cálculo de la interacción entre dos nodos de la red



Para calcular los ESCR en PowerFactory, el Consultor empleó el método completo de cálculo de cortocircuito, determinando el factor de interacción $IFji$ a partir del cociente entre las diferencias de tensión antes y después de la falla ($\Delta U = \Delta U_{ref}$ - ΔU_{shc}) del nodo j y del nodo i, respectivamente.

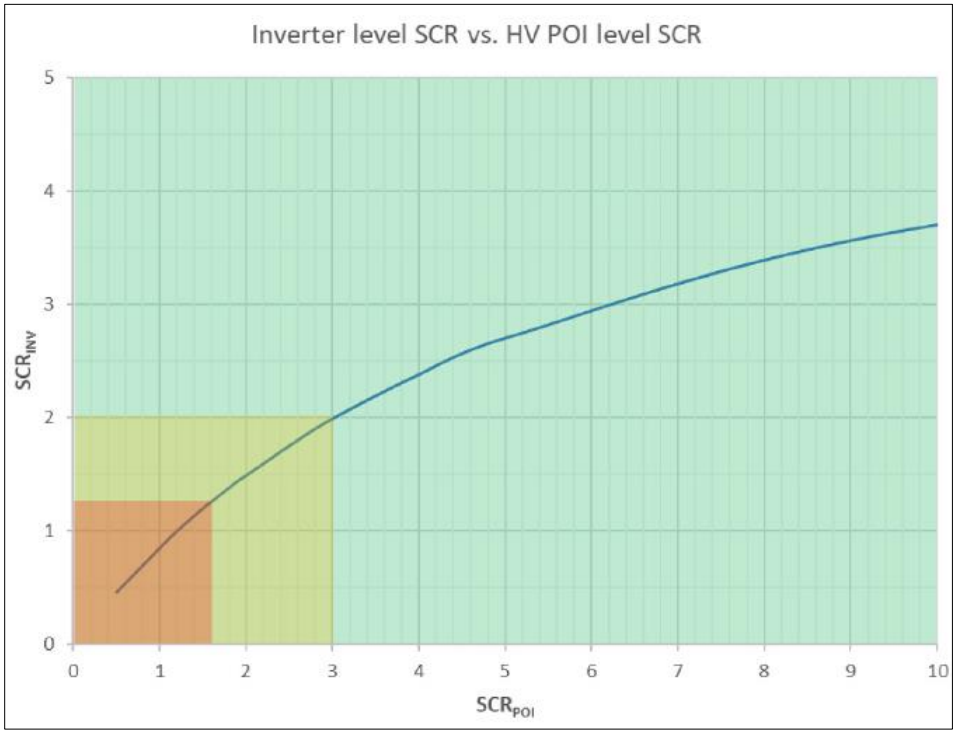
Finalmente, conviene hacer un par de comentarios importantes respecto de la potencia de cortocircuito $Skssi$ que aparece en el numerador de los índices SCR y ESCR recién presentados:

- De acuerdo con [5], la potencia de cortocircuito (en MVA) en cualquier nodo del sistema se corresponde con la máxima corriente que puede circular si hay una falla de cortocircuito en ese nodo. Es una práctica recurrente común y extendida utilizar el nivel de cortocircuito trifásico.
- De acuerdo con [6], se debe tener cuidado con no incluir la contribución a la corriente de falla de la generación basada en inversores en la determinación de los requerimientos de fortaleza de red. Por lo anterior, esencialmente se entenderá como potencia de cortocircuito aquella proporcionada por las máquinas sincrónicas, con exclusión de la generación ERV basada en inversores GFL.

4.2.5 Valores de referencia de los indicadores de fortaleza de la red

De acuerdo con [5], pueden identificarse los siguientes rangos o zonas de valores de SCR o ESCR para una instalación en su punto de conexión a la red (POI). Ver la siguiente figura:

Figura 4: Impacto del rango de fortaleza de la red en la complejidad de la conexión de una instalación IBR



- *Zona verde (SCR_{POI}>3):* la fortaleza del sistema es lo suficientemente alta para alcanzar una respuesta estable del inversor, aun con parámetros de control estándares. Se puede descartar la interacción con otros inversores en el sistema, por lo que el ajuste del control del inversor puede hacerse de manera individual.
- *Zona amarilla (1.5≤SCR_{POI}≤3):* existe riesgo mayor de interacción con otros inversores en el sistema, con lo que el ajuste de los parámetros del control del inversor deberá ser coordinado en forma conjunta con los otros inversores eléctricamente cercanos, con el fin de tener una respuesta en conjunto estable.
- *Zona naranja (SCR_{POI}<1.5):* el ajuste específico de los parámetros del control del inversor podrá no ser suficiente para alcanzar una respuesta dinámica estable y, por lo tanto, equipo adicional será

necesario para estabilizar la respuesta: instalación de condensadores sincrónicos (CCSS) o de inversores tipo formadores de red (GFM).

Para la planificación de la red, se concluyó que es necesario alcanzar una relación de cortocircuito ESCR≥1.5 en barras de alta tensión de la red. De esta forma, la estabilidad de nueva generación ERV conectada al sistema podrá alcanzarse mediante una sintonización específica del control del inversor con un estudio detallado (estudio EMT con modelos específicos de usuario del controlador).

4.2.6 Resultados de ESCR en el SEN

Las Figuras 5 a la 8 al final de este numeral presentan los resultados del cálculo del índice de fortaleza de red en barras del SEN para los escenarios del horizonte de estudio 2025 y 2030. Se muestran gráficamente los resultados para todas las barras de 500kV del sistema y para las barras de 220kV en la zona del Norte Grande y Atacama por ser las más relevantes para el análisis. Estas figuras presentan resultados para los casos case, de inercia mínima y de inercia mínima con condensadores sincrónicos (denominación "-CS"). La propuesta de estos considerados sincrónicos como solución para alcanzar ESCR mínimo de 1.5 se aborda en detalle en el siguiente capítulo.

Del análisis de los resultados de ESCR se observa lo siguiente:

Escenarios de demanda alta de día (25T1, 30T1):

- El índice de fortaleza de red resulta demasiado bajo (< 1) en numerosas barras de 220 kV e incluso en barras de 500 kV de la región del Norte Grande y Atacama. La baja fortaleza de la red se explica por la alta generación ERV (fundamentalmente solar PV) en la zona para atender la demanda alta durante el día, frente a generación sincrónica muy baja o incluso casi nula en la misma zona.
- Hacia el centro y sur del sistema el índice de fortaleza de red aumenta y es en todo caso mayor que 1,5.
- Este índice bajo permite prever problemas de fortaleza de la red en la zona del Norte Grande y Atacama, lo que requiere la definición de medidas adicionales. La generación sincrónica residual en la zona no será suficiente para mantener la amplitud y fase de la tensión en dichas barras tal que los inversores seguidores de red (GFM) de la generación ERV puedan sincronizarse adecuadamente. Este problema ya fue descrito en el numeral 4.2.2 del presente documento donde se mostró la divergencia de las simulaciones dinámicas.

Escenarios de demanda baja de noche (25T2, 30T2):

- El índice de fortaleza de red resulta suficientemente alto (en cualquier caso >2) como se muestra en la Figura 7 (25T2) y en la Figura 8 (30T2). En efecto, se trata aquí de un escenario de baja demanda de noche, donde la generación ERV en la zona del Norte Grande es relativamente baja, al tiempo que hay una mayor generación sincrónica residual en la zona para atender la demanda.
- En consecuencia, se pueden descartar problemas de fortaleza de la red para estos escenarios.

Finalmente, en todos los escenarios se verifica que los índices de fortaleza de red suben por encima de 1,5 en todos los nodos monitoreados al considerar en servicio los condensadores sincrónicos propuestos.

[Nota: el cálculo del índice ESCR puede considerar la potencia nominal de las centrales ERV-GFL conectadas o la potencia inyectada (o de despacho) de dichas centrales. En el caso de los escenarios del SEN al 2025 y 2030 se observa que la potencia nominal de varios generadores ERV en el modelo de simulación reflejan valores agregados de futuras conexiones en el nodo, y con ello, su potencia nominal podría no ser necesariamente un indicador preciso de la potencia efectivamente conectada. Además, usar la potencial nominal no considera otros factores como la posible desconexión prolongada de bloques de generación dentro de un parque ERV en condiciones de viento nulo o irradiación bajas). El uso de la potencia nominal en el cálculo representa, entonces, un supuesto conservador para el cálculo del índice ESCR.]

Figura 5: Fortaleza de red para los escenarios 25T1a (base), 25T1 (mínima inercia) y 25T1-CS (mínima inercia con condensadores sincrónicos). Izquierda: barras de 500kV. Derecha: barras de 220kV en el Norte Grande y Atacama

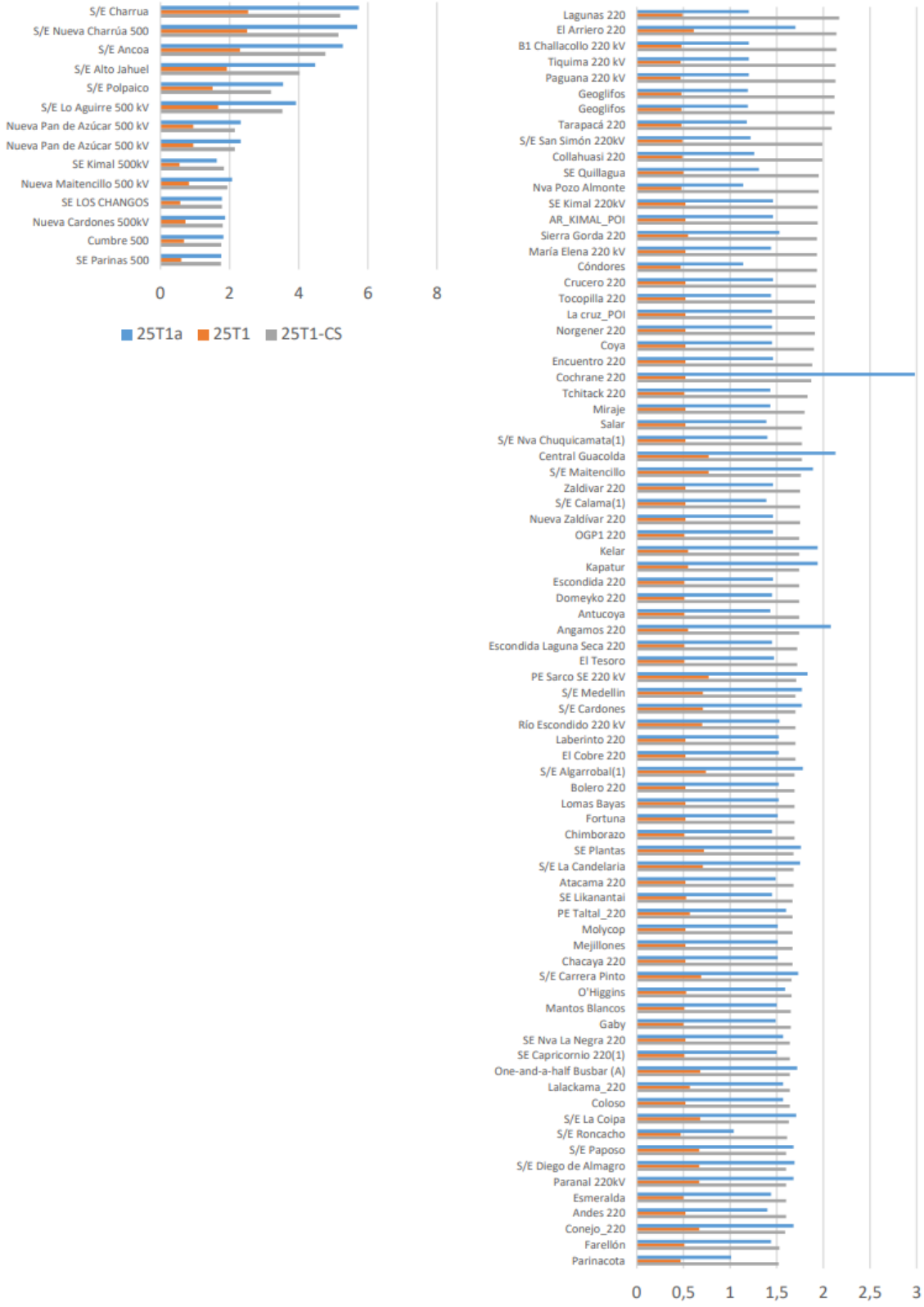


Figura 6: Fortaleza de red para los escenarios 30T1a (base), 30T1 (mínima inercia) y 30T1-CS (mínima inercia con condensadores sincrónicos). Izquierda: barras de 500kV. Derecha: barras de 220kV en el Norte Grande y Atacama.

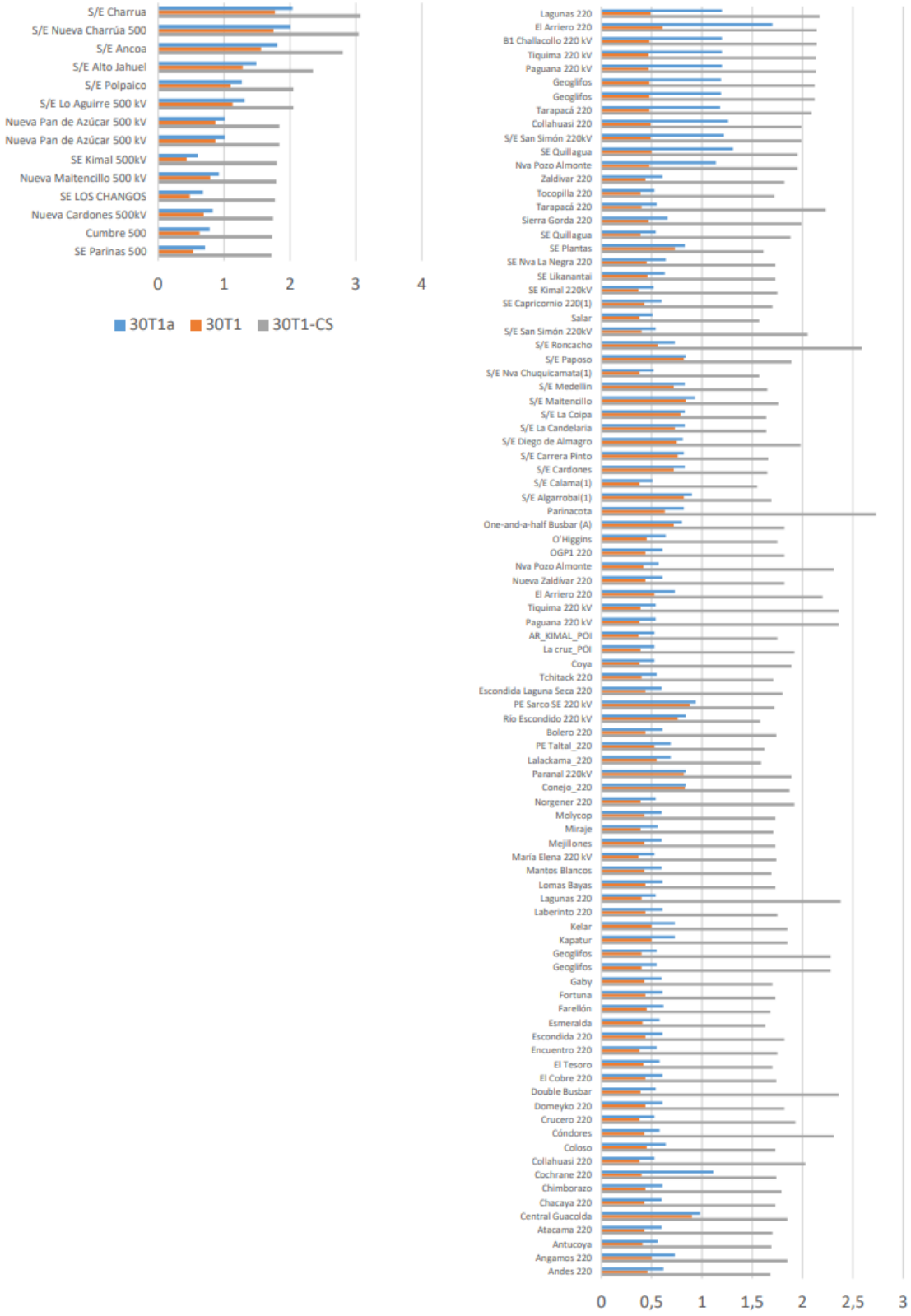


Figura 7: Fortaleza de red para los escenarios 25T2a (base), 25T2 (mínima inercia) y 25T2-CS (mínima inercia con condensadores sincrónicos). Izquierda: barras de 500kV. Derecha: barras de 220kV en el Norte Grande y Atacama.

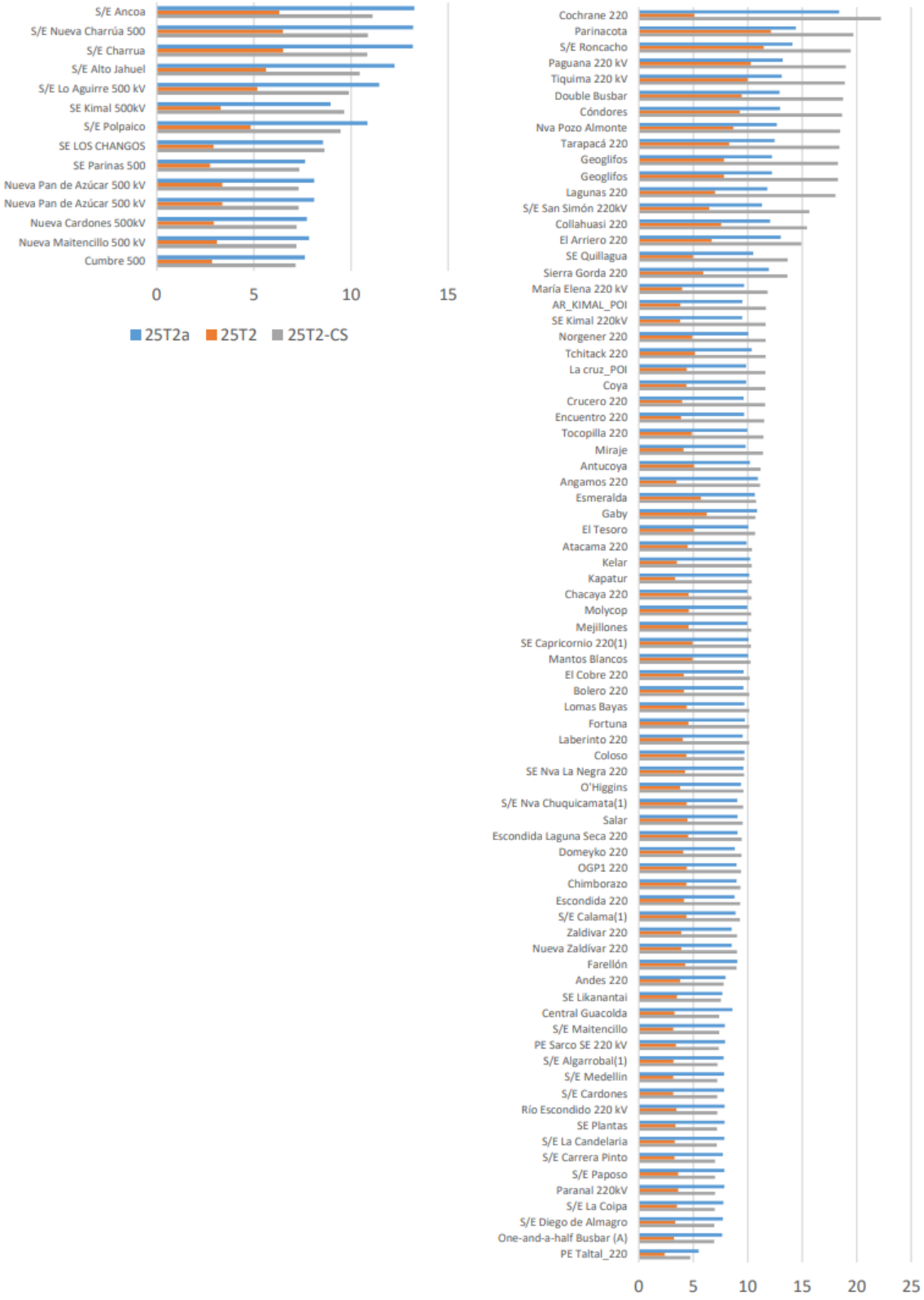
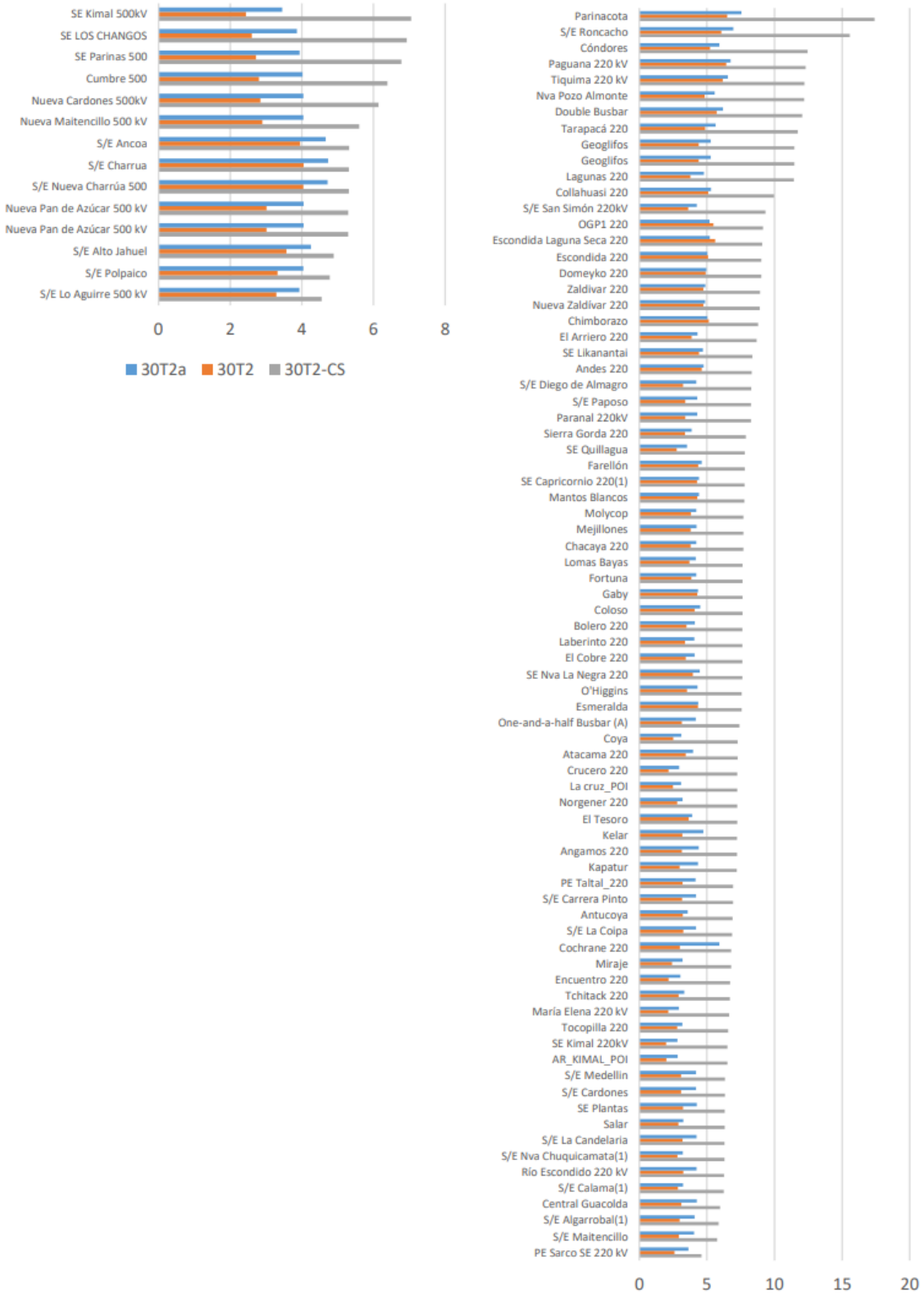


Figura 8: Fortaleza de red para los escenarios 30T2a (base), 30T2 (mínima inercia) y 30T2-CS (mínima inercia con condensadores sincrónicos). Izquierda: barras de 500kV. Derecha: barras de 220kV en el Norte Grande y Atacama.



4.2.7 Soluciones para un ESCR Mínimo en el SEN

Como se adelantó en el punto anterior los escenarios de alta demanda de día (25T1, 30T1) requieren de soluciones técnicas para aumentar la fortaleza de red y evitar posibles restricciones a la operación.

Como solución a los bajos niveles de ESCR del Norte Grande y Norte Chico se evaluó la conexión de condensadores sincrónicos. Lo anterior pues se trata de una tecnología madura y disponible en el mercado. Existe además experiencia internacional en el uso de condensadores sincrónicos para atender problemas de pérdida de fortaleza de red en condiciones similares a las del SEN. Como referencia, se puede mencionar el caso de ElectraNet, el operador del sistema de transmisión del sur de Australia con características bastante similares a las del Norte Grande del SEN. ElectraNet optó por la instalación de condensadores sincrónicos para atender la caída de la potencia de cortocircuito en partes de su sistema y evitar así restricciones operativas a la generación estática [7].

Se consideraron condensadores sincrónicos de hasta 300 Mvar con aporte a la potencia de cortocircuito de hasta 2000 MVA (correspondiente a una impedancia subtransiente de vinculación de Xd”=0,15 [6]), características actualmente disponibles en el mercado [8].

Con respecto a la inercia, la de estos condensadores sincrónicos se podría aumentar desde 250 hasta 2500 MVAs mediante el agregado de un volante de inercia. Este aspecto fue abordado en el análisis de desempeño dinámico, el que se resume en el siguiente numeral.

La ubicación y tamaño de los condensadores sincrónicos se escogió con el fin de alcanzar un índice de fortaleza de red ESCR ≥ 1,5 en barras de 220kV y 500kV del sistema. Los condensadores sincrónicos propuestos se indican en la siguiente tabla.

[6] El Coordinador comenta que este valor estaría en el límite inferior de los valores típicos para la impedancia de vinculación de un condensador sincrónico.

Tabla 3: Condensadores sincrónicos propuestos para alcanzar ESCR ≥ 1.5 en el SEN

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

Se observa que se requerirá la instalación de 1400 Mvar de compensación sincrónica al 2025, y de otros 1600 Mvar al 2030 (total de 3000 Mvar al 2030), instalados en el Norte Grande y el Norte Chico. Los valores resultantes del índice de fortaleza de red ya se mostraron en las Figuras 5 a la 8 anteriores (ver los casos con la denominación "-CS").

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

4.2.8 Desempeño Dinámico de la Solución de Condensadores Síncronos

El análisis del desempeño dinámico se centra en la simulación de contingencias de Severidad 4 y 5 en las principales líneas y generadores del SEN. Asimismo, para el año 2030, se analiza la falla de un polo del enlace HVDC Lo Aguirre – Kimal. Estas simulaciones de contingencias se utilizan para determinar la inercia mínima que deberán aportar los condensadores sincrónicos para asegurar un desempeño dinámico satisfactorio del SEN.

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

Tabla 4: Inercia mínima requerida en los condensadores sincrónicos para asegurar desempeño dinámico del sistema

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

Escenarios Demanda Alta Día

Las simulaciones en los escenarios 25T1 y 30T1 de demanda alta de día, que son los más exigentes desde el punto de vista de la fortaleza de la red en la zona norte del SEN, mostraron un desempeño dinámico satisfactorio, aun considerando que la generación ERV no participa en el control dinámico de la tensión (como es en la actualidad).

Escenarios Demanda Baja Noche

Sin embargo, para los escenarios de demanda baja de noche, las transferencias Sur→Centro resultan particularmente altas y las fallas en el corredor Charrúa - Alto Jahuel 500 kV desafían la estabilidad transitoria del sistema.

Estos escenarios de baja demanda requerirían un aumento de la inercia en el Norte Grande de hasta +7GVAs por encima de la inercia necesaria para el resto de los escenarios, y solo para atender fallas en las líneas de 500kV entre las subestaciones Charrúa y Alto Jahuel, lo que muy posiblemente no se justificaría desde el punto de vista económico. Por este motivo, se aplicó una restricción a la operación de los escenarios de demanda baja con el objetivo de limitar las transferencias Sur→Centro a 2855MW en el escenario 25T2 (-287MW) y a 3840MW en el escenario 30T2 (-190MW). Para ello, se forzó el despacho de la Central Angamos en el Norte Grande (dos unidades en el escenario 25T2, una unidad en el escenario 30T2). Notar que un efecto equivalente se conseguiría mediante el despacho forzado de otras centrales en la región, como Cochrane o IEM.

A juicio del Coordinador, además de que el aumento de inercia en los condensadores sincrónicos no se justificaría económicamente para solucionar este problema de estabilidad, tampoco se justificaría técnicamente. Este es un problema de estabilidad transitoria y de tensión en la zona Centro-Sur del SEN, que se soluciona, por ejemplo: disminuyendo las transferencias Sur→Centro o instalando soporte de tensión (FACTS del tipo STATCOM u otra solución con el mismo efecto) en la misma zona Centro-Sur.

La siguiente tabla presenta los niveles de inercia mínimos requeridos en los escenarios de demandas alta y baja de 2025 y 2030. De estos valores de inercia, en total 2,8GVAs y 4,4GVAs serán aportados por los condensadores sincrónicos en 2025 y 2030 respectivamente.

Tabla 5: Inercia mínima requerida considerando la compensación sincrónica propuesta

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

4.2.9 Sensibilidades para Otras Alternativas de Mitigación

Se analizaron las siguientes alternativas a la instalación de condensadores sincrónicos:

- Conversión de unidades existentes previstas para retiro como condensadores sincrónicos. Si bien esta medida es tecnológicamente equivalente a la instalación de condensadores sincrónicos, el punto de conexión a la red no puede, naturalmente, elegirse en forma óptima en función de la necesidad de aumentar la fortaleza de red en una barra específica.
- Instalación de STATCOMs.
- Cambios en los parámetros de los controladores de los generadores ERV.
- Aumento en el perfil de la tensión.

El objetivo de este análisis fue identificar opciones para estabilizar el desempeño dinámico del sistema. Se concluyó que, si bien estas alternativas de mitigación tienen un efecto positivo en el sistema, no solucionan el problema de fondo relacionado con la falta de fortaleza de red e de inercia en el norte del SEN.

4.3. Inversores Formadores de Red (GFM)

Se evaluó el uso de inversores formadores de red (GFM) como solución técnica para alcanzar un nivel mínimo de fortaleza de la red y de inercia en el sistema, en particular en la zona del Norte Grande, que asegure su desempeño óptimo. En este sentido, los inversores GFM presentan una alternativa al uso de condensadores sincrónicos.

4.3.1 Tipos de Inversor

Esta clase de inversores utilizan una combinación de estrategias de control cuyas principales características se describen a continuación:

- El inversor impone una tensión a la red y con ello, no necesita de la red (potencia de cortocircuito) para operar.
- A diferencia de un “seguidor de red”, el control de un inversor “formador de red” no necesita de la medición de la fase de la tensión de la red para sincronizarse con el sistema y pueden operar de

manera estable aún en sistemas con un 100% de la generación conectada a través de electrónica de potencia. Con ello, la red ve al inversor como una fuente de tensión detrás de una impedancia.

- La estrategia de control de un inversor “formador de red” permite una integración flexible con otros inversores del mismo tipo en paralelo, facilitando así su integración al sistema a gran escala.

Por tanto las características particulares distintivas de un inversor formador de red pueden resumirse como sigue:

- Fuente de tensión con capacidad de crear la tensión del sistema.
- Contribución a la inercia del sistema.
- Contribución a la potencia de cortocircuito (en general limitada a la corriente nominal del inversor, en algunos casos con una capacidad moderada de sobrecarga del 10 al 20%).
- Capacidad de contrarrestar desbalances de tensión (por ejemplo, control de la tensión de secuencia negativa).
- Capacidad de contrarrestar distorsiones de tensión (sumidero de armónicos).

4.3.2 Control del Inversor

Se han desarrollado múltiples estrategias de control del inversor formador de red, entre las que se destacan:

- Máquina sincrónica virtual (VSM).
- Control de droop en el lazo interno de control.
- Control directo de tensión.
- Control reforzado de corriente.

Para la integración a gran escala la estrategia que debe aplicarse es la de la máquina sincrónica virtual, por lo que el análisis del Consultor se enfocó en esta estrategia de control. En este caso el control del inversor emula el comportamiento físico de una máquina sincrónica, y con ello su capacidad inherente de “formar la red”. Según su implementación, el control reproduce también cierto comportamiento indeseado de la máquina sincrónica, como ser el riesgo de pérdida de estabilidad transitoria (pérdida de sincronismo) y su característica oscilatoria, con riesgo de inestabilidad dinámica en caso de poco amortiguamiento eléctrico.

La implementación del control puede ser orientada a su uso como máquina sincrónica virtual (VSM) propiamente dicha, o bien parcial para su uso como compensador sincrónico virtual (VSC).

4.3.3 Dimensionamiento de Instalaciones con Tecnología GFM

Se considera que los inversores GFM no estarán comercialmente disponibles antes del año 2025, por lo que, en un primer análisis, se considera su despliegue como medida de mitigación solo para los escenarios del año 2030. No obstante lo anterior, igual se realiza una sensibilidad para su uso a partir del 2025, como alternativa a la instalación de condensadores sincrónicos.

Escenario Año 2030:

El mecanismo de dimensionamiento es similar al utilizado para los condensadores sincrónicos. En primer lugar, se busca que la potencia de cortocircuito aportada por la nueva generación ERV-GFM asegure el nivel mínimo de fortaleza de red (ESCR≥1.5) en barras de 220kV y 500kV del sistema. Esto resulta necesario siendo que parte de la generación estática continuará siendo tipo seguidora de red (tecnología usada en la actualidad).

Se debe notar que el efecto de la generación GFM sobre el índice ESCR es doble: por un lado, aporta al nivel del cortocircuito (numerador de la ecuación) mientras que, por el otro lado, no aporta a la suma de la potencia inyectada en el denominador (en su calidad de "formador" de red o fuente de tensión, a diferencia del "seguidor" de red o fuente de corriente). Otro aspecto para resaltar es que su ubicación está asociada a aquella de plantas futuras de ERV.

Además, se debe escoger una cantidad de inercia sintética de los generadores GFM equivalente a la de los condensadores sincrónicos previstos para el año 2030. De esta forma, se garantiza un nivel de inercia en el sistema que asegure un desempeño dinámico satisfactorio del sistema, particularmente en el Norte Grande.

El total de inversores GFM propuestos resultó ser de 3135 MVA, de los cuales 2691 MVA se encuentran en el Norte Grande y 444 en el Norte Chico, como se lista en la siguiente tabla. La constante de aceleración Ta de los modelos de máquina sincrónica virtual se ajustó en 1 s, y la inercia total alcanzó los 1.6GVAs..

Tabla 6: Generadores estáticos con inversores GFM considerados en 2030

Unidad	Subestación	Zona	Potencia (MVA)	Inercia Sintética MVAs
SOLAR_FVKimal220_GEN	Kimal 220 kV	Norte Grande	939	469,5
PS_CEME_1_I_GEN	Miraje 220 kV	Norte Grande	268	134,0
Pampa Tigre_GEN	Farellon 220 kV	Norte Grande	107	53,5
SOLAR_FVMariaElena220_GEN	Maria Elena 220 kV	Norte Grande	191	95,5
Sol de lila_GEN	Andes 220 kV	Norte Grande	163	81,5
FV Coya_GEN	Coya 220 kV	Norte Grande	193	96,5
EOLICA_IParinas220_GEN	Parinas 220 kV	Norte Grande	591	295,5
PE_LOA_GEN	Encuentro 220 kV	Norte Grande	241	120,5
Sol de los Andes_GEN	Diego de Almagro 110 kV	Atacama	96	48,0
PF_GUANACO_SOLAR_GEN	Diego de Almagro 220 kV	Atacama	54	27,0
PF_SOL_DE_VARAS_GEN	Carrera Pinto 220 kV	Atacama	108	54,0
FV_INCA_DE_VARAS_GEN	Carrera Pinto 220 kV	Atacama	107	53,5
EOLICA_IIllapa220_GEN	Illapa 220 kV	Atacama	80	40,0
Total			**3135**	**1569**

Los 3135 MVA de los GFM deben compararse con los 1600 MVAr de la compensación sincrónica que se calcularon como adicionales para el 2030. Por otro lado, el valor de inercia (sintética) a aportar por los inversores GFM será equivalente a la que aportan los condensadores sincrónicos adicionales (2030) con 1.6GVAs. Siendo que la fuente de energía primaria de los inversores (solar/eólica) no es firme, se deberá prever la instalación de baterías en paralelo. La capacidad de las baterías no se investigó en este estudio. Notar que su dimensionamiento podrá realizarse en función de atender otro tipo de servicios auxiliares a la red (ej. provisión de reserva primaria).

Se verificó que el desempeño del sistema es satisfactorio en todos los casos. Las tensiones del sistema de transmisión resultan estables y se recuperan de forma satisfactoria para todas las contingencias simuladas.

Escenario Año 2025:

Como sensibilidad se investigó el uso de GFM-VSM (máquinas sincrónicas virtuales) como alternativa a la instalación de condensadores sincrónicos ya desde el año 2025. En este caso, los GFM asumen la función de los condensadores sincrónicos definidos anteriormente, en la medida de garantizar suficiente fortaleza de red e inercia en el sistema. Mientras que la solución técnicamente funciona, resultará necesario instalar condensadores GFM por un valor de 4800MVA, por lo que esta opción no puede competir con la solución anterior.

Conclusiones y recomendaciones:

- En la actualidad, la tecnología GFM tiene aplicación solo en pequeñas redes aisladas o en los parques eólicos offshore conectados al sistema mediante un enlace en corriente continua (HVDC, como por ejemplo la generación eólica en el Mar del Norte, Alemania, donde el inversor opera de manera aislada, sin necesidad de coordinar con otros inversores).
- Si bien se prevé un fuerte impulso en el desarrollo de esta tecnología como alternativa a los inversores seguidores de red utilizados en la actualidad para la generación eólica y fotovoltaica de gran escala, es poco probable que esta tecnología está disponible en el mercado antes del 2025.
- Con ello, no parece prudente contemplar el uso de inversores GFM para el escenario al año 2025. Para ese horizonte se recomienda el uso de condensadores sincrónicos.

4.4. Consolidación de la Base de Datos

Esta actividad consistió en la estructuración de la base de datos en PowerFactory con el fin de garantizar la trazabilidad de los resultados presentados en los informes correspondientes a las Actividades 1, 2 y 3 del estudio. El informe describe la estructura y consolidación de la base, los casos de estudio, las contingencias, los scripts de automatización de cálculos y un control de los cambios realizados y la revisión de los modelos dinámicos.

5 ESTUDIO DE DEFINICIÓN DE REQUERIMIENTOS PARA EL FORTALECIMIENTO DE LA RED

El estudio fue estructurado sobre la base de dos actividades o análisis específicos, complementado por un análisis adicional para casos y condiciones con datos actualizados de la proyección de la operación del SEN al año 2025:

- Actividad 1 – Definición de la Ubicación de los Condensadores Sincrónicos.
- Actividad 2 - Análisis de Sensibilidad y Especificación de los Condensadores Sincrónicos.
- Análisis Adicional – Casos y Condiciones Actualizadas de Operación del SEN al año 2025.

Se utilizaron los mismos escenarios para el año 2025 del estudio anterior, pero esta vez actualizados con la información y supuestos más recientes, entre ellos el cronograma de retiro de centrales a carbón. Los escenarios base están descritos en la Tabla 7. Por su parte la Tabla 8 resume la generación, demanda y transferencias de potencia en los escenarios de estudio.

Tabla 7: Escenarios Base del Estudio

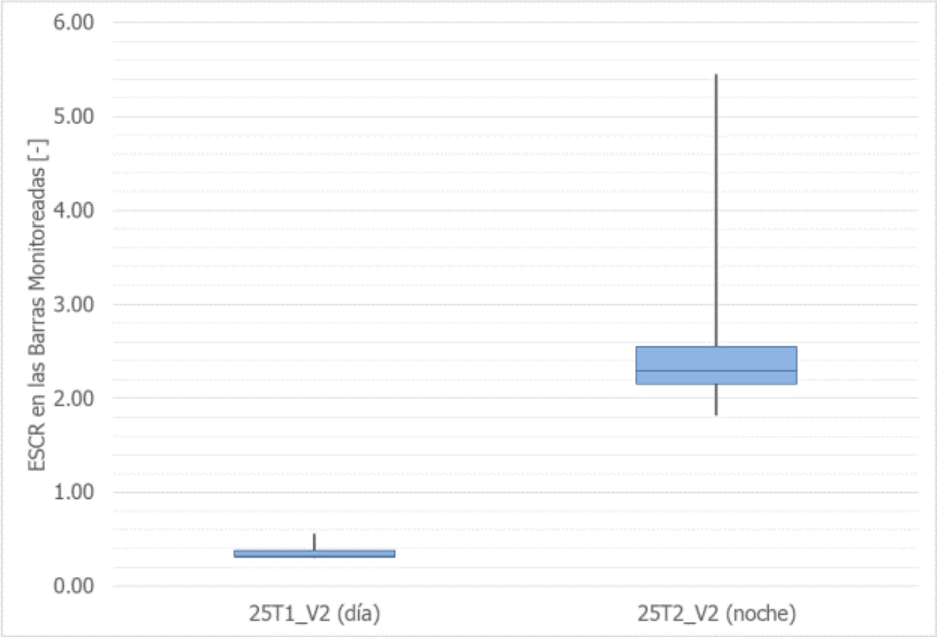
Escenario	Año	Demanda
25T1	2025	Alta de Día
25T2	2025	Baja de Noche

Tabla 8: 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

En términos de fortaleza de red, la siguiente Figura resume los ESCR asociados a los dos escenarios base:

Figura 9: ESCR en los puntos de conexión de generación ERNC sin compensación. Escenarios de día (25T1) y de noche (25T2)



De la figura se observa cómo los puntos de conexión de la generación ERV basada en inversores seguidores de red 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 no se observan indicios de problemas relacionados con la fortaleza de red.

Del análisis anterior se concluye que es necesario determinar el tamaño y ubicación óptima de la compensación sincrónica permita tener valores de ESCR iguales o superiores a 1,5 para el escenario de día. A continuación se resumen los principales resultados y conclusiones de cada uno de los análisis y actividades realizado para cumplir tal objetivo.

5.1. Definición de la Ubicación de los Condensadores Sincrónicos

El objetivo de este análisis fue determinar la ubicación y tamaños de la mejor solución, tal de minimizar la compensación sincrónica total requerida. En paralelo, y respecto a los puntos de ubicación, el Coordinador estuvo permanentemente actualizando la verificación de la factibilidad técnica de los puntos de conexión propuestos (por ejemplo: existencia de posiciones o paños libres, existencia de espacio para ampliaciones, etc.). Cabe señalar que los resultados de la verificación de factibilidad pueden cambiar en cortos periodos de tiempo debido el dinamismo de los procesos de conexión.

5.1.1 Metodología

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.

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 (la solución estándar) se obtienen multiplicando los aportes de cortocircuito por la reactancia subtransiente del conjunto máquina sincrónica - transformador de bloque[7].

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

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

donde:

- Scc_k es la potencia de cortocircuito trifásica en el nodo j.
- N_{IBR} es el número de centrales ERV basadas en inversores seguidores de red.
- P_k es la potencia nominal de la k-ésima central ERV en MVA.
- IF_{jk} = $\Delta uk/\Delta uj$ es el factor de interacción calculado en base a las 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:

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

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 [9]. Por ello, se utiliza el método Simplex [10] para minimizar la siguiente función objetivo:

[7] 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.

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

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

para 0 ≤ $Skcci$ ≤ $Sccmax$ y $\forall j$ |1 ≤ j ≤ M y $ESCR_j^0 < ESCRmin$, 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 metaheurísticos como el Simplex no tienen soluciones únicas [9], deben ejecutarse optimizaciones adicionales para distintos puntos de partida para evaluar posibles soluciones alternativas.

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.

5.1.2 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, 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 mencionado estudio del Coordinador y se presenta aquí a título informativo dado 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. Ver tabla siguiente:

Tabla 9: 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 ERV 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 el listado completo (67). La tabla siguiente presenta el listado completo, resaltando en negrita la selección incluida dentro del algoritmo de optimización

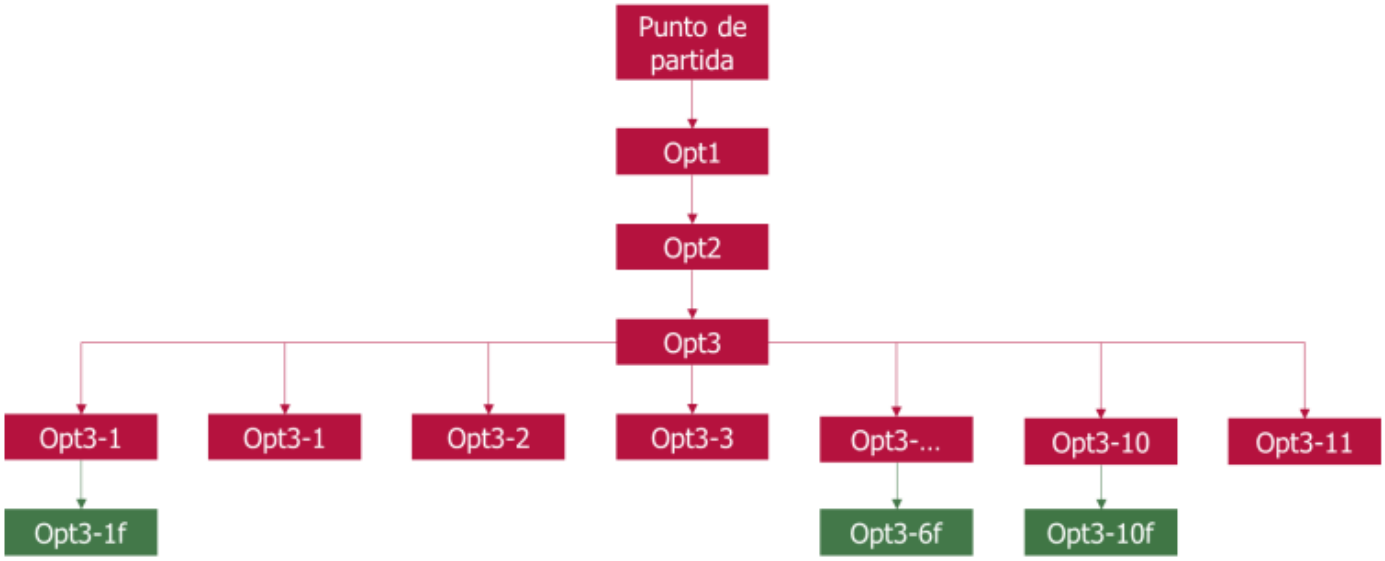
Tabla 10: Barras monitoreadas para el cumplimiento del valor mínimo del ESCR

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	

5.1.3 Resultados del proceso de optimización

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

Figura 10: Proceso de optimización



El punto de partida corresponde a una combinación de compensación sincrónica que está basada en la solución de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 que el Coordinador identificó en ese momento como una de las soluciones con mayores probabilidades (factibilidad) 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 instalada[8]).

El objetivo de las dos primeras etapas de optimización (Opt1 y Opt2) fue reducir la función objetivo acercándose al mínimo teórico global, pero sin emplear un tiempo excesivo en la ejecución del algoritmo.

La etapa 3 (Opt3) tiene como objetivo buscar otros mínimos locales que potencialmente puedan seguir reduciendo la función objetivo más allá de los valores obtenidos en la dos primeras etapas. 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.

Luego se seleccionan las tres mejores soluciones de la etapa 3 (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

[8] Asumiendo un generador sincrónico tipo con una reactancia subtransiente de 0,15 p.u.

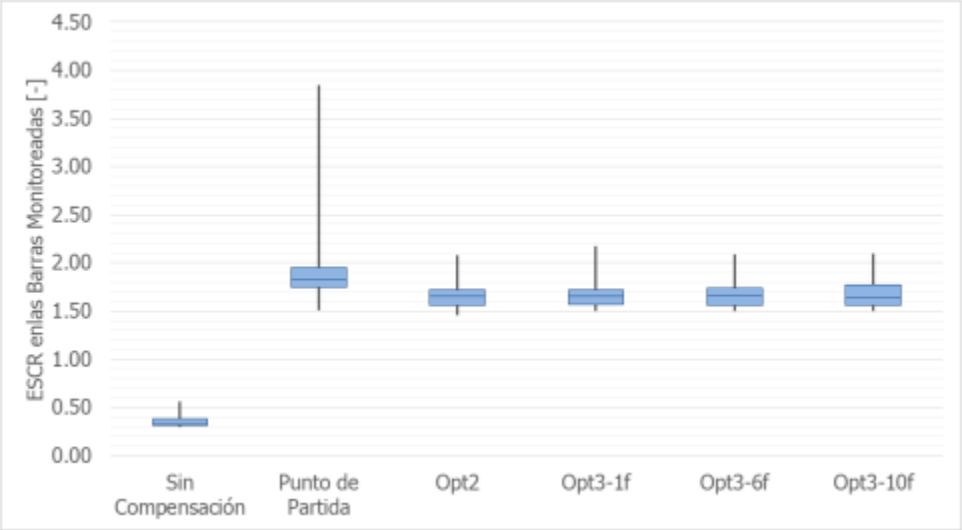
en las subestaciones. De esta manera se obtienen las soluciones finales propuestas Opt3-1f, Opt3-6f y Opt3-10f, con contribuciones a la potencia de cortocircuito totales que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 11: 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 (POI de las ERNC) se sitúan, para todas las soluciones propuestas, en valores iguales o superiores a 1,5. La distribución de los ESCR se muestra en la siguiente figura:

Figura 11: ESCR en las barras monitoreadas. Escenario de día 25T1



Por tanto la solución optima se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 12: solución óptima Opt3-6f

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**

De la lista anterior, el Coordinador decidió priorizar 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 final es el que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 13: 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

Finalmente, con estos CCSS se volvieron a calcular los índices de fortaleza de red ESCR, pero esta vez usando la potencia generada de cada parque ERV y se llegó a que la fortaleza de red en las barras monitoreadas estaba sobre el valor mínimo de ESCR de 1.5. Como se señaló antes. se consideró que el criterio de considerar la potencia nominal de los parques ERV (y no la potencia efectivamente despachada) puede ser muy exigente y provocar un sobredimensionamiento de los requerimientos.

5.1.4 Verificación de la respuesta dinámica

El ESCR es un indicador conservador de la fortaleza de red adecuado para estudios de planificación de la red. Cuando 1,5 ≤ ESCR ≤ 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 ESCR< 1,5 no pueden descartarse problemas locales de estabilidad [5].

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 fue 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 las principales líneas de 220 kV y 500 kV del SEN. La verificación demostró que el desempeño dinámico RMS es satisfactorio.

5.2. Análisis de Sensibilidad y Módulos de los Condensadores Sincrónicos

Se realizó 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 ~ 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.

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.

Tabla 14: Número mínimo de módulos requeridos en caso de indisponibilidad total de los CS

Condensador Sincrónico			Despacho Forzado
Barra Candidata	**Potencia Nominal [MVA][16]**	**Módulos Requeridos[17]**	
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

5.3. Casos y Condiciones Actualizadas de Operación del SEN al año 2025

Ahora, con el fin de evaluar un escenario de operación menos conservador y más realista a la luz de antecedentes más actualizados, se modificó el escenario 25T1 anterior. De esta forma se incluyeron unidades síncronas en el Norte Grande y la región de Atacama que, de acuerdo con la simulación de la operación de largo plazo, estarían en servicio gran parte del tiempo con el fin de abastecer la demanda local en las horas de noche.

Asimismo, se mantuvo el criterio de utilizar la potencia generada (y no la nominal) de cada parque ERV en el cálculo del ESCR, que es, además, lo que se está utilizado actualmente para el monitoreo del ESCR en la operación real.

Por otra parte, y debido a restricciones de espacio y constructivas, se sacaron de las opciones las subestaciones María Elena y Calama Nueva, las que fueron reemplazadas por las subestaciones Ana María y Nueva Chuquicamata. Estas nuevas subestaciones demostraron ser más efectivas para el objetivo de minimizar el monto de los requerimientos.

Con todo lo anterior, el resultado de la optimización fue el siguiente, donde la solución final seleccionada la correspondiente al “Caso 0.B ESCR 1.5”:

Tabla 15: 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
Total	**8081**	**1212**	**5529**	**829**	**6817**	**1023**	**4665**	**700**

Finalmente, es importante indicar que los valores de cortocircuito corresponden al aporte de una instalación conectada directamente a la barra respetiva, sin considerar los aportes efectivos que también hacen las instalaciones conectadas en las otras barras candidatas. Por tanto, el requerimiento total para cada barra debe calcularse considerando los aportes efectivos provenientes de las instalaciones de las otras barras donde se instalarán los nuevos equipos que aportarán a la potencia de cortocircuito.

Para determinar dicho requerimiento total, el Coordinador calculó la resta entre el nivel de potencia de cortocircuito total para un escenario con los nuevos proyectos (CCSS) conectados versus el mismo escenario pero sin los nuevos proyectos (CCSS) conectados. Ver siguiente tabla:

Tabla 16: Requerimientos Totales de Potencia de CC por Barra (considerando aportes cruzados)

Barra Candidata	Potencia de CC Total Escenario con CCSS [MVA] (1)	Potencia de CC Total Escenario sin CCSS [MVA] (2)	Requerimiento Adicional de Potencia de CC Total [MVA] (1)-(2)
Ana María 220 kV	6313	2623	3690
Nueva Chuquicamata 220 kV	2950	1748	1202
Likanantai 220 kV	4480	2087	2393
Illapa 220 kV	4922	2822	2100

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los diversos análisis resumidos en este documento demuestran que, en el horizonte 2025-2030, el SEN requiere aumentar la fortaleza de la red mediante el aumento de la potencia de cortocircuito en ciertas barras de las zonas del Norte Grande y del Norte Chico. Para lograr lo anterior se propusieron las siguientes soluciones, todas con el objetivo de alcanzar un nivel de ESCR igual o mayor a 1,5:

- Para el escenario al año 2025 se recomienda la instalación de condensadores sincrónicos por una potencia total de 1023 MVAr, según la siguiente ubicación y tamaño:

Tabla 17: Selección final de un subgrupo de barras candidatas resultantes del proceso de optimización

Zona	Barra Candidata	Subconjunto del Caso Óptimo Potencia de CC [MVA]	CCSS equivalente [MVAR]
2	Ana María 220 kV	2774	416
	Nueva Chuquicamata 220 kV	543	82
3	Likanantai 220 kV	1773	266
4	Illapa 220 kV	1728	259

- Para el año 2030 se recomienda la instalación de al menos otros 1600 MVAr en condensadores sincrónicos.

- La solución de condensadores sincrónicos corresponde a una tecnología madura, probada y de amplia aplicación para este tipo de servicios.

- Alternativamente, y solo después del año 2025, se evaluó la conexión de nuevas instalaciones del tipo formadoras de red o “Grid Forming”. Como mínimo, se requerirían más de 3000 MVA GFM al 2030, sumados a la solución de condensadores sincrónicos necesaria para el año 2025. Esta capacidad de GFM corresponde a un 35% de la capacidad de las ERV instaladas en el Norte Grande al año 2030.

- El análisis de estabilidad de la frecuencia permite descartar problemas en los escenarios analizados. Las simulaciones indican un comportamiento satisfactorio de la frecuencia en los escenarios con CS/GFM para la mayor desconexión intempestiva de generación (Falla de diseño: ciclo combinado San Isidro 397.8MW, 3.4GVAs), sin activación del EDAC y con un ROCOF < 0.6 Hz/s en todos los casos. Al mismo tiempo, la reserva para el control primario de frecuencia resulta suficiente.

El Consultor hace una serie de recomendaciones en cuanto a los próximos pasos y tareas que deberían ser abordadas en un corto plazo en preparación a la planificación y operación del sistema con una alta penetración de generación ERV basada en inversores seguidores de red:

- Confirmar con los responsables de plantas ERV existentes su capacidad de operar en condiciones de baja fortaleza de red (potencia de cortocircuito mínima requerida en el punto de conexión).

- Confirmar mediante simulaciones EMT detalladas la operación estable de los inversores, en particular de aquellos ya existentes en la zona del Norte Grande. Un estudio EMT detallado podrá descartar

interacciones inestables entre los controles de los inversores para la fortaleza de red mínima que sirvió de base para el diseño de la compensación sincrónica en este estudio.

- Se reconoce que el desarrollo de un modelo EMT detallado de al menos la región del Norte Grande del sistema no es una tarea menor y requerirá de tiempo y esfuerzo considerable. No obstante, estas simulaciones permitirán hacer un dimensionamiento más ajustado de la compensación sincrónica necesaria.

- Actualizar la Norma Técnica para incorporar el índice ESCR como indicador de la fortaleza de red.

- Finalmente, la provisión de potencia de cortocircuito para mantener una fortaleza de red mínima será un servicio decisivo para mantener la seguridad de operación en un sistema con alta penetración de generación ERV. En tal sentido, se podría pensar en la provisión de potencia de cortocircuito como servicio complementario, similar por ejemplo a la provisión de reserva primaria.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] A. E. M. Commission, «INVESTIGATION INTO SYSTEM STRENGTH FRAMEWORKS IN THE NEM,» Marzo 2020. [En línea]. Available: https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/system_strength_investigation_-_discussion_paper.pdf.

[2] CIGRE, «Connection of wind farms to weak AC networks» WG B4.62, 2016.

[3] CIGRÉ, «SYSTEMS WITH MULTIPLE DC INFEED», WG B4.41, 2018

[4] NERC, Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems. Reliability Guideline. December 2017

[5] CIGRÉ, «System strength,» CIGRE *SCIENCE & ENGINEERING, V*ol. N° 20, pp. 5-26, 02-2021.

[6] AEMO, «System strength requirements methodology,» 2018. [En línea]. Available: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/System-Security-Market-Frameworks-Review/2018/System_Strength_Requirements_Methodology_PUBLISHED.pdf.

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

[8] General Electric, «GE Synchronous Condenser,» General Electric , 2020.

[9] S. Hadavi, M. Z. Mansour and 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.

[10] F. Gao and L. Han, “Implementing the Nelder-Mead simplex algorithm with adaptive parameters,” Computational Optimization and Applications, May 2010.

FIN DEL DOCUMENTO