

Medidas y tecnologías para preservar la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en el contexto de la descarbonización

Informe final

20 de noviembre 2024

Autores:

Rodrigo Moreno, Claudia Rahmann, Matías Olivares, Gabriel Covarrubias, Cristóbal Mujica.

Contacto: rmorenovieyra@uchile.cl

Estudio preparado por ISCI¹
Para Chile Sustentable



¹ El ISCI expresa su más profundo agradecimiento por las valiosas discusiones y aportes realizados por los revisores de este informe, entre ellos Iván Saavedra (Consultora IESD), Aldo Arriagada y Samuel Jerardino (KAS Ingeniería), Sara Larraín y Gonzalo Melej (Fundación Chile Sustentable), así como otros revisores anónimos. Sin embargo, la responsabilidad total por el contenido del informe, incluyendo posibles errores u omisiones, recae exclusivamente en los autores mencionados en la portada del mismo.

Tabla de contenidos

Resumen ejecutivo	5
1. Introducción	9
2. Problemas de robustez y soluciones tecnológicas	11
2.1. Robustez de los sistemas eléctricos de potencia	11
2.2. Soluciones de robustecimiento de red	13
2.3. Soluciones disponibles en la industria	15
2.3.1. Cambio en el modo de control de convertidores	16
2.3.2. Condensadores síncronos	17
2.3.3. Compensador estático de reactivos (SVC)	18
2.3.4. Compensador estático sincrónico (STATCOM)	18
2.3.5. Equipos de almacenamiento	19
2.3.6. Equipos híbridos	20
2.4. Análisis comparativo de tecnologías	21
3. Experiencia internacional	22
3.1. Estados Unidos	22
3.1.1. Texas	22
3.1.2. California	23
3.1.3. Hawái	23
3.1.4. Otros estados	24
3.2. Europa	24
3.2.1. Alemania	24
3.2.2. Dinamarca	25
3.2.3. Noruega	25
3.2.4. Países bálticos	26
3.2.5. Reino Unido e Irlanda	26
3.2.6. Italia	28
3.3. Oceanía	29
3.3.1. Australia	29
3.3.2. Nueva Zelanda	30
3.4. Otros	30
3.5. Resumen de experiencias	32

4. Estudios de requerimientos técnicos para la estabilidad y seguridad del SEN	36
4.1. Estudio de requerimientos mínimos de seguridad y calidad para el SEN	36
4.2. Definición de requerimientos para el fortalecimiento de la red en el SEN en 2025	41
4.3. Discusión	44
4.3.1. Robustez SEN al 2025 y 2030 con la infraestructura actual	45
4.3.2. Condensadores sincrónicos	45
4.3.3. <i>Grid forming</i>	46
4.3.4. Medidas operativas	46
5. Normas técnicas a nivel nacional e internacional	47
5.1. Normas técnicas nacionales	47
5.1.1. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	47
5.1.2. Norma Técnica de Servicios Complementarios	53
5.2. Normas técnicas internacionales	54
5.2.1. Norma técnica del sistema británico	54
5.2.2. Norma técnica del sistema australiano	56
5.2.3. Normas técnicas de NERC y ERCOT	60
5.3. Discusión comparativa de normas técnicas	64
6. Proceso de licitación para proveer servicios complementarios de control de tensión	66
6.1. Descripción del proceso de licitación	66
6.2. Conceptos clave para la licitación	68
6.2.1. Costo total de la oferta	68
6.2.2. Factores de efectividad	69
6.2.3. Mecanismo de adjudicación	69
6.3. Análisis y discusión del proceso de licitación	71
6.3.1. Limitación de opciones tecnológicas	71
6.3.2. Precisión de los factores de efectividad	72
6.3.3. Mecanismo de adjudicación parcial	74
6.3.4. Proyección en los costos de energía	75
6.3.5. Restricciones en el proceso de licitación	76
6.4. Resultados de la licitación	77
7. Portafolio óptimo de inversiones	79
7.1. Punto de operación base	79

7.2.	Portafolio estándar propuesto por DIgSILENT GmbH	81
7.3.	Portafolios alternativos propuestos por DIgSILENT GmbH	81
7.3.1.	Reconversión de centrales próximas a salir de operación	81
7.3.2.	Implementación de GFM	82
7.4.	Portafolio híbrido optimizado	82
7.5.	Comparación	83
7.5.1.	Comparación técnica	84
7.5.2.	Comparación económica	90
7.6.	Discusión	91
Referencias		93
Anexos		103
	Anexo 1: Aporte de los CS a la potencia de CC en la barra de referencia	103
	Anexo 2: Fallas estudiadas en el análisis dinámico	104
	Anexo 3: Comparación entre las tensiones en las barras de 500 kV ante fallas	105
	Anexo 4: Respuesta de las unidades del portafolio estándar	110
	Anexo 5: Respuesta de las unidades del portafolio híbrido	112

Resumen ejecutivo

Introducción al contexto de descarbonización del sistema eléctrico

La transición energética hacia sistemas eléctricos sustentables y resilientes es un imperativo global para enfrentar el cambio climático. En este escenario, la descarbonización del sistema eléctrico chileno, mediante la integración de energías renovables variables (ERV), como la solar fotovoltaica y la eólica, representa un desafío técnico y económico significativo. La reducción de la dependencia en generación basada en combustibles fósiles, y el consecuente aumento en la penetración de ERV, implica enfrentar retos asociados a la estabilidad y la operación segura del sistema eléctrico.

Desafíos técnicos de la integración de ERV

La alta penetración de ERV introduce desafíos importantes debido a su naturaleza intermitente y no sincrónica, tales como la reducción de robustez, producto de disminuciones de inercia sistémica y de niveles de cortocircuito. Estas características aumentan la susceptibilidad del sistema a fluctuaciones y contingencias, potencialmente comprometiendo la seguridad y la estabilidad del suministro eléctrico. Por tanto, es crucial desarrollar e implementar estrategias y tecnologías que permitan mantener una operación segura y estable del sistema eléctrico en este nuevo paradigma energético.

Soluciones tecnológicas para la robustez del sistema

El informe elaborado por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) evalúa una gama de tecnologías destinadas a reforzar la robustez de la red eléctrica. Entre estas tecnologías se destacan los condensadores sincrónicos, los sistemas de almacenamiento de energía, equipos FACTS (Sistemas de Transmisión de Corriente Alterna Flexible), convertidores electrónicos innovadores (denominados *grid forming* o formadores de red), entre otros. Estas soluciones tecnológicas ofrecen capacidades cruciales para enfrentar los desafíos asociados a la integración de ERV, permitiendo mejorar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Experiencias internacionales y aplicaciones

Este informe analiza experiencias internacionales relevantes en la implementación de estas tecnologías para fortalecer sistemas eléctricos con alta penetración de ERV. Países como Estados Unidos, Reino Unido, Alemania, y Australia presentan casos de estudio donde se han adoptado soluciones innovadoras para aumentar la robustez de sus redes eléctricas, demostrando la viabilidad y la efectividad de varias tecnologías (tanto tradicionales como innovadoras) en entornos operativos reales.

Estudios de requerimientos técnicos para la estabilidad y seguridad del SEN

Durante los años 2021 y 2022, el CEN encargó a DlgSILENT GmbH dos estudios orientados a la definición de requerimientos para garantizar la operación segura y estable del SEN a mediano y largo plazo. Cada estudio se subdivide en actividades que abordan diferentes temas, los cuales se reportan en informes parciales. A continuación, se enlistan las conclusiones más importantes de estos informes:

- En los escenarios estudiados, la frecuencia del SEN presenta un comportamiento adecuado frente a contingencias. Por lo tanto, no se requieren restricciones de inercia por área, ni un mayor despliegue de reservas para control primario de frecuencia.
- Considerando la infraestructura prevista para el SEN en el horizonte de estudio, no será posible aprovechar al máximo las ERV, a menos que se tomen medidas para mejorar la robustez (fortalecer) de la red.
- Se requiere actualizar la Norma Técnica, para cuantificar de mejor manera la fortaleza de red en escenarios de alta penetración de ERV. En los estudios se recomienda el indicador ESCR (*Effective Short-Circuit Ratio*).
- En escenarios de demanda alta de día, es posible aumentar la fortaleza de la red mediante la incorporación de condensadores sincrónicos (CS).
- En escenarios de demanda baja de noche, se propone utilizar medidas operacionales para complementar a los CS en la tarea de aumentar la fortaleza de la red. El objetivo de esto es evitar el sobredimensionamiento de CS, que pudieran elevar demasiado los costos de inversión asociados.
- Los convertidores *grid forming* representan una alternativa factible al uso de CS. Sin embargo, se pone en duda la factibilidad de implementarlo en el horizonte 2025. Esto, debido a que su desarrollo comercial es aún incipiente y a que se requeriría una capacidad instalada muy importante.
- La reconversión de centrales existentes para operar como CS es una opción complementaria, pero insuficiente por sí sola para garantizar un nivel de fortaleza adecuado. La razón principal de esto es que sus lugares de emplazamiento suelen ser lejanos a las ubicaciones óptimas, según los estudios.
- Un aumento en el número de generadores sincrónicos (GS) despachados reduce significativamente los requisitos de compensación. Además, modificar el valor mínimo de ESCR permitido de 1,5 a 1,3 también disminuye los requisitos de compensación.

El resumen anterior proporciona una visión integrada de las medidas necesarias para asegurar la estabilidad y seguridad en el suministro eléctrico en Chile, destacando la importancia de actualizar normativas y adoptar tecnologías adecuadas conforme a las demandas actuales y futuras del sistema eléctrico nacional.

Normas técnicas a nivel nacional e internacional

Se analizan las normas técnicas nacionales e internacionales que regulan los procesos de planificación de la expansión y operación de la red, particularmente con respecto a los requisitos necesarios para garantizar su seguridad y estabilidad. De un análisis comparativo, se destaca que todas las normativas requieren que se mantenga la estabilidad de sus sistemas eléctricos, tanto en condiciones normales como frente a un conjunto de contingencias relacionadas con eventos creíbles. Esto se puede garantizar

Medidas y tecnologías para la estabilización del SEN

mediante una serie de mecanismos que incluyen la definición de servicios complementarios, indicadores o métricas, y acciones mandatadas de planificación. También se observa que, en el contexto actual de descarbonización, las regulaciones buscan un nivel de especificidad cada vez mayor en la definición de servicios, criterios y métricas de seguridad, en la medida que los actuales no sean suficientes para garantizar la estabilidad del sistema.

Si bien todas las normas buscan garantizar la estabilidad del sistema mediante un portafolio eficiente de tecnologías, incentivadas en parte por la existencia de mercados de servicios complementarios, se reconoce que, dependiendo del diseño de los servicios e indicadores de robustez, como la inercia y el nivel de cortocircuito, esto podría presentar un sesgo a favor de ciertas tecnologías que contribuyen más directamente a dichos servicios y/o métricas. Por ejemplo, operadores como el australiano, que trabajan con métricas estáticas de robustez, están considerando mejorar el reconocimiento de las tecnologías que pueden aportar a la estabilidad del sistema, particularmente tecnologías avanzadas de control en convertidores *grid forming*, cuyo aporte a métricas estáticas no está claramente definido, aunque pueden contribuir a la estabilidad del sistema.

Un aprendizaje importante de esta sección es que, si la regulación se vuelve demasiado específica en el requerimiento de servicios y métricas, generalmente coherentes con el paradigma clásico de sistemas dominados por máquinas sincrónicas, podría discriminar injustificadamente contra tecnologías que podrían ser más eficientes en la estabilización de la red, pero que utilizan soluciones diferentes a las convencionales. Esto es de crucial importancia y debe ser considerado en el diseño de mercados y mecanismos de seguridad en el futuro.

Proceso de licitación para proveer servicios complementarios de control de tensión

Se examina el proceso de licitación para proveer servicios complementarios de control de tensión, llevado a cabo por el Coordinador Eléctrico Nacional durante el año 2024. Dicha licitación tiene como objetivo la implementación de condensadores sincrónicos para mejorar la robustez del SEN en escenarios con alta penetración de ERV. En primer lugar, se describe el proceso de licitación de manera general, incluyendo los objetivos y los procedimientos asociados al proceso. Luego, se explican ciertos conceptos clave, como el cálculo del costo total de la oferta, la determinación de los factores de efectividad (utilizados para determinar los aportes de cortocircuito en la barra de referencia de la licitación en base al aporte en la barra de oferta o instalación del proyecto), y el mecanismo de adjudicación utilizado para seleccionar el portafolio óptimo. Una vez presentados los aspectos más relevantes, se realiza un análisis del proceso, el cual se centra en los siguientes aspectos:

- Tecnología seleccionada: la licitación sólo permite la instalación de condensadores sincrónicos como solución a los problemas de robustez. Sin embargo, existen otras tecnologías que podrían contribuir para el mismo objetivo. Por lo tanto, se discute la (no) apertura de la licitación para ofrecer soluciones distintas a las impuestas.
- Factores de efectividad: el aporte en potencia de cortocircuito de cada oferta se calcula mediante los “factores de efectividad”. Estos factores corresponden a una simplificación, cuya precisión puede verse comprometida cuando los proyectos ofertados se encuentran cercanos unos de otros.

Medidas y tecnologías para la estabilización del SEN

- Mecanismo de adjudicación parcial: se discute este mecanismo, ya que, puede ser una práctica que genera ineficiencias en la selección de ofertas y que detone costos mayores para la red en el largo plazo. Además, como regla general, debieran evitarse las adjudicaciones parciales y utilizar criterios distintos a los de mínimo costo.
- Costos de energía: se discute el hecho de que la proyección de costos realizada (y, por lo tanto, las diferencias de costos marginales entre las barras dentro una zona determinada) presenta un alto nivel de incertidumbre, por lo que podría no ser la mejor forma para discriminar ciertos proyectos sobre otros. En su lugar, se podría utilizar un mejor proxy de los costos operacionales a futuro utilizando la eficiencia de los equipos y/o los consumos energéticos (más que su valorización).
- Restricciones de tamaño, costos unitarios y combinaciones de proyectos: el uso de parámetros que puedan discriminar ciertas ofertas debe estar debidamente analizado y justificado, especialmente cuando dichas ofertas podrían formar parte de un portafolio óptimo de mínimo costo. Por ejemplo, la aplicación de límites sobre los costos unitarios de las ofertas puede eliminar la formación de portafolios eficientes que contienen equipos de menor tamaño, los que tienden, unitariamente, a ser menos económicos.

Determinación del portafolio óptimo de inversiones

Se analizan diversas alternativas para garantizar la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) al 2025 y determinar la opción con menores costos de inversión. Se comparan dos portafolios: la solución estándar propuesta por DigSILENT GmbH y la solución híbrida desarrollada por ISCI². El primero contempla la instalación de CS, mientras que el segundo, combina convertidores GFM con CS reconvertidos. Los estudios dinámicos muestran que ambos portafolios son efectivos para asegurar la estabilidad del SEN. La diferencia clave entre ambos portafolios es el costo de inversión, ya que un portafolio híbrido permite una mejor optimización de los costos, los que, estimativamente, presentan un ahorro significativo de aproximadamente un 40% con respecto a un portafolio puro con CS. En síntesis, aunque ambos portafolios cumplen con los requisitos de estabilidad bajo el escenario analizado, el portafolio híbrido presenta un gran potencial como la opción más eficiente, especialmente en el contexto de la descarbonización, debido a su capacidad para reducir los costos de inversión.

Este análisis también destaca la importancia de aprovechar la infraestructura existente con un enfoque multipropósito, lo que permite obtener el máximo valor de los activos ya instalados (o por instalarse³), reducir la necesidad de inversión en nuevos activos y, en consecuencia, disminuir la tarifa al consumidor final.

² La solución híbrida propuesta en este reporte nace a partir de las propuestas realizadas y estudiadas por DigSILENT GmbH para el CEN. Para las evaluaciones, se utilizan las mismas bases de datos y modelos de simulación.

³ Actualmente, existe una cantidad significativa de sistemas BESS instalados en el norte del país (370 MW) y se proyecta un incremento considerable de nueva capacidad en los próximos años (existen aproximadamente 1.300 MW en proyectos en prueba y construcción, y aproximadamente 9000 MW en proyectos en etapa temprana). Además, existen unidades térmicas que podrían ser candidatas atractivas para procesos de reconversión.

1. Introducción

La descarbonización⁴ representa un paso fundamental para cumplir con las metas climáticas. Dicho proceso de descarbonización requiere de la incorporación masiva de energías renovables y almacenamiento, además de la desconexión de centrales térmicas basadas en combustibles fósiles para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Esta desconexión puede, a su vez, agudizar el ingreso de plantas renovables dado el reemplazo de la generación convencional por fuentes no contaminantes, como la generación fotovoltaica y eólica, conocidas como energías renovables variables (ERV). En efecto, durante la última década, la capacidad instalada a nivel global de estas tecnologías pasó de 0,4 a 2 TW, representando un 500% de crecimiento [1]. Sin embargo, el reemplazo masivo de generación convencional por estas fuentes de generación está presentando cada vez más desafíos, particularmente asociados a la operación segura y confiable de los sistemas eléctricos.

Los sistemas eléctricos que presentan una alta penetración de generación a partir de fuentes renovables variables enfrentan desafíos significativos, que ponen a prueba las metodologías de operación y planificación tradicionales. Estos desafíos se derivan principalmente de los bajos niveles de inercia y de corrientes de cortocircuito, resultando en una red que es más susceptible a contingencias. Esta vulnerabilidad incrementa la probabilidad de interrupciones en el suministro de energía tras perturbaciones, lo cual puede acarrear consecuencias económicas y sociales de gran envergadura.

En este escenario, la transición hacia un sistema eléctrico sustentable y resiliente exige la adopción de nuevos paradigmas. Es imperativo explorar y desarrollar estrategias innovadoras de robustecimiento de la red que permitan asegurar una operación segura y estable del sistema eléctrico, incluso bajo escenarios de elevada penetración de ERV. La integración de tecnologías emergentes juega un papel crucial en este proceso, ofreciendo soluciones para aumentar la robustez y estabilidad del sistema frente a contingencias que pueden comprometer la seguridad del suministro eléctrico.

En el contexto nacional, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se encuentra en una etapa de transición energética, y hasta la fecha presenta más de 13 GW de capacidad instalada en ERV, lo que representa aproximadamente el 37% de la capacidad total instalada en el país [2]. Para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) ha encargado diferentes estudios técnicos para enfrentar los desafíos asociados a la transición energética, con especial énfasis en los efectos del retiro de unidades térmicas a carbón [3]-[7]. A partir de uno de los estudios realizados [6], se han determinado ciertas medidas necesarias para mantener los requerimientos mínimos de seguridad y calidad de servicio eléctrico en el SEN. Teniendo en cuenta lo anterior, en abril del 2023, el CEN realizó un llamado a licitación pública para incrementar los niveles de cortocircuito en 4 barras de la zona norte del país, cuya adjudicación se realizó en mayo de 2024 y su puesta en servicio está planificada para el año 2027.

⁴ En el contexto mundial, el proceso de descarbonización hace referencia a la transición energética en la cual se busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a través de la transformación de las fuentes de generación de energía y consumo.

Este documento, que corresponde al informe final del proyecto preparado por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), se estructura de la siguiente manera. En el capítulo 2, se desarrolla el marco teórico relativo a la robustez de la red eléctrica, el cual incluye una detallada descripción del conjunto de tecnologías disponibles para implementar mejoras que robustezcan la red. Posteriormente, en el capítulo 3, se examina la experiencia internacional en la aplicación de estas diversas tecnologías con el fin de robustecer la red eléctrica. Luego, en el capítulo 4, se presenta un análisis de los estudios de requerimientos técnicos para la estabilidad y seguridad del SEN. En el capítulo 5, se analizan las normas técnicas chilenas y algunos casos seleccionados de la experiencia internacional, con el fin de identificar cómo son llevados a cabo los procesos de robustecimiento de la red, considerando la planificación, operación y la capacidad de integrar nuevas tecnologías para garantizar la estabilidad en sistemas eléctricos. En el capítulo 6 se analiza el proceso de licitación para proveer servicios complementarios de control de tensión, mediante el cual se busca instalar condensadores sincrónicos, para robustecer la red en escenarios de alta penetración de ERV. Finalmente, en el capítulo 7 se desarrolla un análisis técnico-económico sobre distintas alternativas de inversión que permiten garantizar la estabilidad del SEN al 2025.

2. Problemas de robustez y soluciones tecnológicas

2.1. Robustez de los sistemas eléctricos de potencia

En los sistemas eléctricos de potencia (SEP), el término *robustez*⁵ se usa típicamente para caracterizar el desempeño dinámico del sistema bajo cualquier condición de operación. Este concepto da una idea de qué tan bien el sistema es capaz de soportar diferentes contingencias y mantener un comportamiento estable. En este sentido, los indicadores comúnmente utilizados para cuantificar la robustez de una red son la inercia sistémica y el nivel de cortocircuito en las barras del sistema.

- La inercia se define como la resistencia que oponen las masas giratorias de un SEP ante cambios en su velocidad de giro [8],[9]. Desde la perspectiva de la estabilidad, la inercia es una medida de qué tan bien un sistema puede soportar desbalances de potencia manteniendo un comportamiento estable y sin pérdida de suministro [8],[9]. La respuesta inercial influye tanto en la activación de los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) o generación (EDAG) como en el desempeño del control de frecuencia del sistema en estado estacionario (es decir, frente a fluctuaciones pequeñas de carga/generación) [8]-[10]. La respuesta inercial provee de manera natural las masas rotatorias de los SEP como los generadores síncronos (GS) y los motores. Durante los primeros segundos después de ocurrido un desbalance intempestivo entre generación y carga, la frecuencia del sistema disminuye (o aumenta), a una tasa determinada principalmente por la inercia total del sistema: mientras menor sea la inercia total del sistema, más rápida será la tasa de cambio de la frecuencia durante los primeros segundos después de ocurrido el desbalance [9],[10]. De esta forma, la inercia de un SEP limita la tasa de cambio de la frecuencia durante los primeros segundos después de una perturbación, ralentizando la dinámica de la frecuencia y facilitando así el control de la frecuencia del sistema. Debido a su acoplamiento electromecánico con la red, las masas giratorias del sistema inyectan (o absorben) energía cinética hacia (o desde) la red durante varios segundos después de ocurrido el desbalance para contrarrestar la desviación de frecuencia de acuerdo con el valor de su inercia [9]-[11]. La inercia de un sistema es, por ende, un factor clave en el desempeño dinámico de la frecuencia durante los primeros segundos después de una perturbación.
- El nivel de cortocircuito de una barra es un indicador típico de la *fortaleza* del sistema en dicha barra: Mientras más alto sea su valor, mayor será la fortaleza de dicha barra [11]-[14]. Este se asocia a la cantidad máxima de corriente que puede circular a través de una barra en el sistema, considerando la contribución de los dispositivos conectados a ésta. En particular, el nivel de cortocircuito representa la *rigidez* del voltaje de una barra de la red [13]: niveles de cortocircuito altos indican un sistema con voltajes robustos, lo que implica que sus valores no se desviarán

⁵ Nótese que mientras el término de robustez es más amplio, tal como se define en este párrafo, la fortaleza se refiere particularmente a la sensibilidad del voltaje frente a variaciones en los flujos de potencia, como se explica en el segundo punto a continuación.

significativamente ante pequeñas perturbaciones. Esto se debe a que las impedancias serie de sistemas robustos son relativamente bajas y, por lo tanto, la sensibilidad de los voltajes a cambios en los flujos de potencia también es baja. Teniendo en cuenta que los GS son las mayores fuentes de contribución de corrientes de cortocircuito, los niveles de cortocircuito altos suelen encontrarse en áreas cercanas a la generación sincrónica, mientras que niveles de cortocircuito bajos (que representan zonas débiles de la red), suelen estar lejos de los centros de generación [15],[16]. Los niveles de cortocircuito también son una buena métrica del desempeño dinámico de un sistema durante contingencias [12]. Los SEP con niveles altos de cortocircuito generalmente se caracterizan por tener un gran número de generadores sincrónicos que entregan altas corrientes de falla y, en consecuencia, apoyan significativamente la estabilidad del sistema [11]-[14].

Los sistemas eléctricos de potencia convencionales históricamente se han caracterizado por operar en base a GS como pilares fundamentales para suministrar energía y mantener la seguridad y estabilidad frente a contingencias [17]. En régimen permanente, estas unidades regulan su tensión en bornes y responden a variaciones en la frecuencia del sistema mediante sus reguladores de velocidad. Durante contingencias, los GS aportan con altas corrientes de falla, las cuales contribuyen a recuperar las tensiones después de un cortocircuito y la frecuencia después de un desbalance intempestivo entre carga y generación. Por último, las máquinas sincrónicas participan en el proceso de *formación* de la frecuencia y tensión de una red⁶.

A diferencia de los GS, las ERV como la solar fotovoltaica y eólica, se conectan a la red mediante convertidores de potencia, los que conllevan a diferencias fundamentales en su funcionamiento con respecto a la generación convencional. En primer lugar, la contribución de corrientes de cortocircuito por parte de las ERV conectadas mediante convertidores se limita a valores entre 1,0 y 1,2 veces su corriente nominal [8],[12],[17]. Estos valores son considerablemente menores a las corrientes de falla que puede entregar una máquina sincrónica, las cuales pueden llegar a proveer hasta 6 veces su corriente nominal [8]. La contribución exacta de corrientes de falla que pueden aportar las ERV varía dependiendo de la falla, su duración y la condición de operación pre-falla. La estrategia de control implementada en el convertidor también influye enormemente en la corriente de falla que inyectan las ERV. Esta es otra diferencia con los generadores convencionales, en los que la corriente de falla depende casi únicamente de las características eléctricas y físicas de la máquina. Desde la perspectiva de la frecuencia, la principal diferencia es que las ERV no contribuyen a la respuesta inercial como lo hacen los GS convencionales. En particular, las plantas fotovoltaicas no poseen elementos rotatorios, por lo que no cuentan con energía (cinética) almacenada disponible como en el caso de las máquinas sincrónicas [8]. En el caso de las turbinas eólicas, el convertidor desacopla parcial (o totalmente) al generador de la red, lo que implica que la energía cinética almacenada en sus partes rotatorias no puede ser usada para regular frecuencia a menos que se diseñe una estrategia de control especial para dicho propósito [11].

⁶ Este tipo de fuentes de generación se conoce como generadores formadores de red o *grid forming* (por su nombre en inglés).

Dado que en los SEP los GS se encuentran entre las principales fuentes de corrientes de cortocircuito e inercia, su reemplazo por ERV conduce, bajo las prácticas tradicionales, a una reducción de los niveles de inercia y cortocircuito [8],[11],[17]. Debido a lo anterior, los SEP con altos niveles de ERV tienden a ser sistemas más débiles y con mayores riesgos de inestabilidad. No obstante, existen varias medidas remediales basadas tanto en tecnologías clásicas como en nuevos avances que permiten revertir esta tendencia, permitiéndole a los SEP soportar diferentes contingencias y mantener un comportamiento estable incluso en condiciones de alta penetración de ERV. Estas medidas y tecnologías se analizan a continuación.

2.2. Soluciones de robustecimiento de red

En esta sección se examinan las opciones tecnológicas disponibles para mejorar los niveles de cortocircuito e inercia en los SEP, así como alternativas que, aunque no aumentan directamente los niveles de cortocircuito o inercia, ayudan a mitigar los riesgos de comportamientos inestables en condiciones de red débil. La revisión abarca tanto tecnologías consolidadas, disponibles en el mercado, como aquellas que se encuentran en fase de desarrollo o investigación [8],[11],[16],[17]-[23].

Hoy en día existe un amplio grupo de soluciones que permiten enfrentar los desafíos de estabilidad de los SEP débiles. En términos de tiempo, las soluciones cubren un amplio espectro; abordando desde la planificación intradiaria y diaria hasta la planificación de largo plazo. La Figura 1 presenta de manera general algunas de las medidas existentes para mitigar las condiciones de red débil en función de los plazos (estimados) asociados a su implementación.

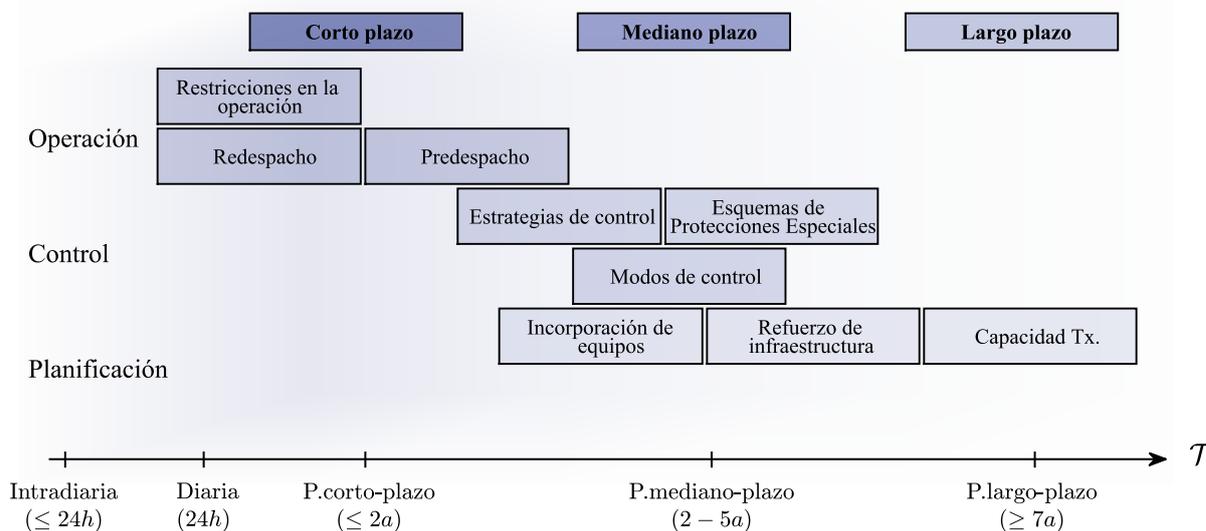


Figura 1. Soluciones para mejorar la seguridad de la operación en SEP

En el corto plazo, se incluyen medidas como cambios en el despacho/predespacho, así como acciones del tipo operación forzada de centrales de generación convencional y/o limitación de la generación de centrales renovables [24],[25]. La operación forzada de centrales convencionales permite aumentar los

niveles de cortocircuito en el área de conexión de las unidades, así como la inercia sistémica, mejorando la robustez de la red y disminuyendo, por ende, el riesgo de comportamientos inestables. De hecho, este tipo de restricciones ya está operativa en diversos sistemas, como el australiano [26], irlandés [27] y el chileno [28],[29], entre otros. No obstante, debido al impacto que tienen este tipo de medidas de corto plazo en los costos del sistema (y sus emisiones), su aplicación debería ser considerada como solución temporal, mientras se buscan alternativas robustas que estén alineadas con los objetivos de transición energética y seguridad de la red.

En el mediano plazo, las alternativas más tradicionales son la incorporación de equipamiento adicional como condensadores sincrónicos, dispositivos de almacenamiento de energía o dispositivos basados en convertidores de potencia como equipos FACTS, STATCOM (Condensador Estático Sincrónico), SVC (Compensador Estático de Reactivos) o sistemas de baterías [8],[11],[12],[16]-[21]. Todas estas medidas remediales se pueden adoptar para aumentar localmente los niveles de cortocircuito y/o inercia, y mejorar así el comportamiento dinámico de los sistemas débiles. Para el caso de ERV operando en modo *grid following* (GFL), se puede mejorar su desempeño dinámico durante contingencias ajustando algunos parámetros de control como constantes de tiempo o ganancias [11],[19],[30]-[32]. Si bien el cambio de parámetros no aumenta los niveles de cortocircuito, puede reducir los riesgos de inestabilidad en condiciones de red débil como las inestabilidades asociadas al PLL (Lazo de Seguimiento de Fase) o a los lazos de control de corriente internos/externos [33],[34]. Otra alternativa de mediano plazo sería integrar centrales ERV o equipos operando en modo *grid forming* (GFM), o formadores de red [8],[11]. Adicionalmente, en este periodo de tiempo es posible desarrollar e implementar esquemas de protecciones especiales (EPE), los cuales son conjuntos de medidas correctivas programadas para actuar frente a condiciones de riesgo específicas [22], otorgándole una mayor holgura y seguridad a la operación.

En la ventana del largo plazo es posible incorporar nuevas máquinas sincrónicas para aumentar localmente los niveles de cortocircuito e inercia tales como centrales hidroeléctricas o centrales de concentración solar. También se encuentran refuerzos clásicos de red que permitan aumentar la robustez, tales como el uso de transformadores de baja impedancia [35],[36] o a través del recableado de líneas de transmisión [36],[38]. A estas se suman la incorporación de nuevos circuitos para aumentar la capacidad del sistema de transmisión [11],[31].

2.3. Soluciones disponibles en la industria

Durante los últimos años, diversos fabricantes de equipamientos eléctricos alrededor del mundo han puesto a disposición una amplia gama de equipos para fortalecer los SEP. La Figura 2 presenta posibles tecnologías que pueden ser implementadas para mejorar la robustez de los SEP agrupadas según sus aportes a los SEP⁷. En la figura se distinguen 4 posibles aportes: contribuciones a la inercia, a la robustez de la red, y a los controles de frecuencia y tensión. Se identifica que ciertas tecnologías benefician a los SEP en más de un aspecto, tales como los condensadores síncronos, equipos de almacenamiento y convertidores GFM; sin embargo, también hay aspectos en los que son incapaces de aportar al sistema. Es importante mencionar que, para lograr un sistema confiable, es necesario que este posea flexibilidad y versatilidad en su manera de operar, por lo que una correcta planificación de un SEP debe contemplar una combinación de estos dispositivos.

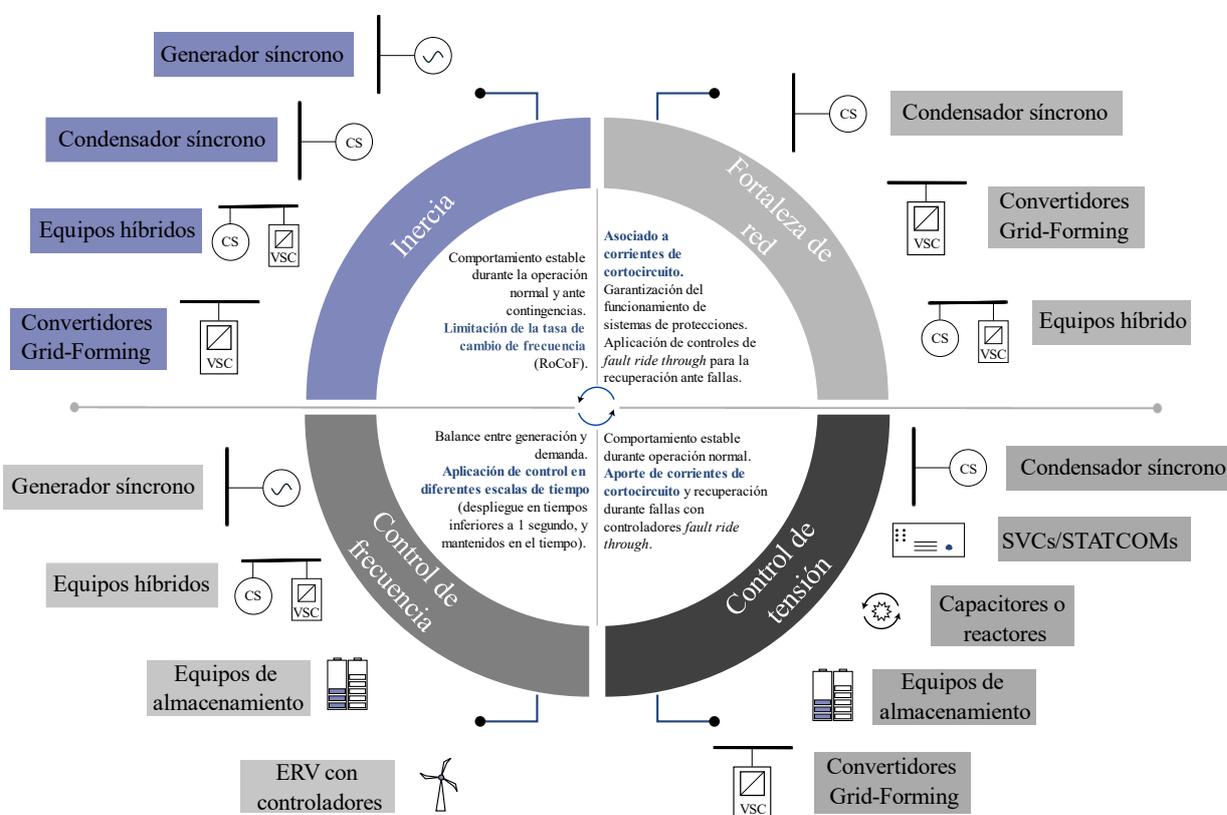


Figura 2. Tecnologías disponibles para fortalecer la red, adaptado de [39].

A continuación, se presentan las diferentes tecnologías utilizadas para el fortalecimiento de SEP, enfocándose en aspectos técnico-económicos, abarcando costos estimados, contribuciones a los sistemas y disponibilidad en el mercado. Dentro de las soluciones presentadas, se destaca que la acción de enlaces HVDC también puede contribuir a mantener la estabilidad de los SEP, sin embargo, su aplicación se escapa de los alcances de este informe.

⁷ Adaptación de figura diseñada por Hitachi ABB Power Grids [39].

2.3.1. Cambio en el modo de control de convertidores

Los convertidores de potencia son dispositivos electrónicos modulares que entregan gran flexibilidad en su funcionamiento y arquitectura de control. De manera general, estos pueden ser clasificados en 2 modos de operación: GFL y GFM, los que eléctricamente corresponden a fuentes controladas de corriente y tensión, respectivamente [8],[18],[39],[40]. En la actualidad, prácticamente la totalidad de convertidores utilizados en SEP reales operan en modo GFL, mientras que los modos GFM se encuentran en una etapa incipiente para ser desplegados de manera masiva [41],[42]. Es importante destacar que ambos modos de operación pueden apoyar a los SEP frente a perturbaciones, debido a que su acción dependerá únicamente de la arquitectura de control que posean, pudiendo participar en el control rápido de frecuencia y tensión, entre otros. Sin embargo, la respuesta dinámica del sistema será diferente según las características de la red y del modo en que operan los convertidores.

Los convertidores GFL (o seguidores de red) son dispositivos que se sincronizan con la red e inyectan corrientes basados en la detección de la fase de la tensión en su punto de conexión al sistema [40]-[43]. Esto se logra utilizando un controlador, llamado PLL⁸, que permite estimar la fase de la tensión de su punto de conexión [8],[17],[18]. Sin embargo, la detección correcta de dicha fase depende de que la señal de tensión se mantenga estable, por lo que condiciones de red débil con bajos niveles de cortocircuito puede poner en riesgo la operación de estos convertidores [17],[18],[40]. Debido a sus características de seguidor de red, estas unidades no pueden operar de manera autónoma, y siempre requerirán que alguna otra unidad determine la frecuencia y tensión de la red [8],[18].

Los convertidores GFM (o formadores de red) al operar como fuentes de tensión, imponen tanto la magnitud de la tensión y la frecuencia de la red de manera similar a como lo hacen los GS [18],[40],[43]. Por consiguiente, estas tecnologías no requieren de un PLL para funcionar. La utilización de este modo de operación permite darle una mayor robustez a la red, puesto que es capaz de imponer de una manera “rígida” la tensión en su punto de conexión, definida únicamente por su sistema de control [40],[43],[44]. Debido a estas características, los convertidores GFM son una opción muy atractiva para reducir los desafíos asociados a condiciones de red débil y de los convertidores GFL.

Los aportes de estos últimos en los SEP van desde la operación normal, hasta su aporte durante contingencias. Estos convertidores pueden imitar el comportamiento dinámico de los GS, entregándole un mayor soporte dinámico a los SEP en términos de tensión y frecuencia [40]. Además, estas tecnologías pueden operar correctamente en zonas con bajos niveles de cortocircuito, dándoles una mayor flexibilidad que los convertidores GFL [39],[40],[45]. Más aún, gracias a su capacidad de imponer tensión, las unidades GFM son capaces de prestar servicios de partida en negro y apoyar la restauración de la red tras la ocurrencia de un *blackout* [8],[18],[39],[45]. Por estas razones, estos convertidores son tecnologías habilitantes para alcanzar la operación 100% basada en convertidores, puesto que no dependen de la operación de máquinas síncronas para operar de manera independiente [18],[45].

⁸ Phase Locked-Loop.

En la actualidad, este tipo de tecnologías está en un proceso de maduración y prueba para ser utilizada completamente en sistemas reales [46]. Para ello, se está estandarizando cuáles deben ser sus requerimientos y los servicios que puede prestar en los SEP [47]. Algunos fabricantes ya se encuentran comercializando convertidores GFM para equipos de almacenamiento BESS, enlaces HVDC y STATCOM; sin embargo, estas todavía se encuentran en desarrollo para generadores fotovoltaicos y eólicos [48].

2.3.2. Condensadores síncronos

Los Condensadores Síncronos (CS) son máquinas rotatorias similares a los GS que están diseñadas para aportar con potencia reactiva y controlar la tensión en SEP. Como toda máquina síncrona, los CS están compuestos por un rotor y estator, pero a diferencia de los GS, estos no están conectados a ninguna carga motriz y no tienen un input de combustible [49]. En consecuencia, los CS son máquinas que giran libremente sincronizados con la red, permitiendo entregar inercia y corrientes de falla intrínsecamente a un sistema [49],[50]. Estas características permiten mejorar la seguridad de operación estática y dinámica de los SEP, contribuyendo tanto al control de frecuencia como de tensión [11],[16],[17].

Los CS existen desde hace décadas, e históricamente han sido utilizados para contribuir al control de tensión. En términos de madurez tecnológica (TLR⁹), estas están categorizadas con un TRL-9: “*Sistema real probado en el entorno operativo*” por el operador europeo ENTSO-E [49], reflejando su eficiencia y versatilidad en sus aportes de robustez a la red. Además, estos sistemas han experimentado una evolución significativa a lo largo del tiempo, adaptándose a los avances tecnológicos y a las necesidades cambiantes de las redes eléctrica. Hoy en día, los CS son ofrecidos por diversos fabricantes líderes en el mercado, como ABB, Hitachi, General Electric, Siemens Energy, entre otros. Estos fabricantes señalan que los periodos normales de instalación van en rango de 0,5 a 3 años aproximadamente [51]-[53]; sin embargo, todos los procesos de diseño e incorporación efectiva pueden llegar hasta los 5 años en algunos casos [54].

Su incorporación a los SEP puede llevarse a cabo de dos maneras: la instalación de nuevos equipos, o la reconversión de centrales existentes [50],[55]. La instalación de nuevos equipos corresponde a la implementación de tecnología especialmente diseñada para cada sistema. Por otro lado, la segunda se refiere al proceso en el que se adecúa la estructura de un GS para operar como un CS, siendo una opción atractiva para utilizar la infraestructura existente de centrales térmicas fuera de funcionamiento [50],[55]. Para ello, el proceso se realiza esencialmente a través de la eliminación de su carga motriz, sistemas de generación, y adecuación de sus protecciones y controladores, entre otros [55],[56]. Esto se logra esencialmente retirando y reemplazando la turbina de un generador por algún mecanismo de partida para la máquina. Es importante mencionar que el desacople de la carga motriz conlleva a una reducción en la inercia total de la máquina, por lo que el CS resultante de la reconversión poseerá una menor constante de inercia. También existe la posibilidad de operar ciertas unidades hidráulicas como CS a través del cierre de las compuertas principales de las máquinas, permitiéndoles mantener el eje acoplado a la máquina y no reducir su inercia [55].

⁹ Technological Readiness Level.

La reconversión puede ofrecer reducciones en los costos de inversión debido a la reutilización de infraestructura, sin embargo, esto también depende fuertemente del tipo de tecnología que se desea adaptar y las condiciones en las que se encuentren sus componentes. Para realizar el proceso de reconversión, es necesario realizar estudios específicos sobre el estado de cada componente, desde los devanados del rotor, sistemas de enfriamiento, de excitación, entre otros [56].

Los costos asociados de los CS dependen de sus capacidades y características eléctricas. Se estima que el costo de inversión de incorporar una unidad nueva es de aproximadamente 500.000 [USD/MVA] [57],[58]. Por otro lado, se estima que la reconversión de generadores puede presentar costos significativamente menores a incorporar una unidad nueva. Sin embargo, estos valores varían significativamente según la tecnología empleada; una central a gas puede costar cerca del 60% del monto asociado a la instalación de un CS nuevo con la misma capacidad, mientras que, en ciertas unidades a vapor, puede ser que no existan ahorros significativos con respecto a una unidad nueva [58]. Pese a ello, también es importante mencionar que estos costos pueden reducirse significativamente en unidades de gran capacidad. Adicionalmente, se deben tener en consideración los costos asociados al reemplazo de componentes. En cuanto a los costos de mantenimiento, se estiman en torno a los 400 y 800 [USD/MVA], las cuales deben ser realizadas de manera anual [59].

2.3.3. Compensador estático de reactivos (SVC¹⁰)

Los SVC son equipos FACTS ampliamente utilizados para regular y controlar la tensión [49]. Estos están compuestos por condensadores y reactores en paralelo, los que se configuran para absorber o inyectar potencia reactiva según corresponda, permitiendo mejorar los perfiles de tensión [11],[60]. A diferencia de los bancos de condensadores o reactores, los SVC son elementos activos que pueden modificar su inyección de corrientes dependiendo de la condición de operación en la que se encuentren [11],[12],[60]. Sus aportes a la red se concentran en la regulación de tensión, aumento de capacidad de transmisión y amortiguamiento de oscilaciones [60]-[62]. Sin embargo, debido a que estas tecnologías están basadas en la acción de condensadores, su contribución de reactivos durante cortocircuitos se ve fuertemente limitada [50], resultando poco efectivas para contingencias de esta naturaleza.

Al igual que los CS, los SVC son tecnologías maduras evaluadas con un TRL-9 [49] y son ampliamente utilizadas por operadores de red. Sus costos de inversión se encuentran en el rango de 60.000 y 100.000 USD/MVAr [62], siendo significativamente más económicos que los CS.

2.3.4. Compensador estático sincrónico (STATCOM¹¹)

Los STATCOM son equipos FACTS que cumplen funciones similares a los SVC en términos de regulación de tensión. Sin embargo, a diferencia de estos últimos, estos están compuestos por convertidores de fuentes de tensión, lo que les otorga una mayor velocidad de accionamiento y una capacidad de control más precisa que los SVC [11],[49],[62]. Estos están compuestos por un condensador que almacena energía

¹⁰ *Static Var Compensator*

¹¹ *Static Synchronous Compensator*

eléctrica en corriente continua, la cual es extraída y conmutada por los convertidores de potencia para inyectarla al sistema en corriente alterna [49],[61]. Esto le otorga ventajas técnicas con respecto al SVC, puesto que su capacidad de inyección de corriente no depende de la tensión que ve en bornes [49]. Debido a esto estos dispositivos son capaces de operar en zonas con bajos niveles de cortocircuito [61], contribuyendo a mantener estable la tensión en zonas con alta penetración de ERV. Además, son capaces de contribuir con potencia activa al sistema, solamente siendo limitados por la capacidad de almacenamiento de su condensador [63].

En términos de madurez tecnológica, los STATCOM poseen un TRL-8 [49], y ya son tecnologías ampliamente utilizadas en sistemas reales. El rango de costos de inversión de estas tecnologías se encuentra entre los CS y SVC, rondando entre los 100.000 y 130.000 USD/MVAr [62]. Más aún, dado que los STATCOM son convertidores de potencia, es posible operarlos en modo GFM [64], mejorando significativamente su soporte dinámico y aporte de robustez a su red.

2.3.5. Equipos de almacenamiento

Los equipos de almacenamiento son dispositivos eléctricos diseñados para absorber, almacenar y liberar energía a la red cuando esta lo requiera. Los equipos de almacenamiento pueden clasificarse en diversos tipos según el método de transformación energética que utilice, siendo los más utilizados los químicos, cinéticos, térmicos y eléctricos [65],[66]. Sus usos varían dependiendo del método de transformación que utilicen, y pueden ser clasificados en dos nuevas categorías: aplicaciones de energía y de potencia [66]. Las aplicaciones de energía son aquellas en que el dispositivo puede inyectar potencia durante largos periodos de tiempo de manera sostenida (varios minutos hasta horas e incluso días), mientras que las de potencia se caracterizan por aportar con grandes volúmenes de potencia durante algunos segundos. Estos pueden aportar a la flexibilidad del sistema manteniendo reservas operativas, cargándose durante horas de día con precios bajos y descargándose cuando los precios son más elevados. Esto también presenta importantes ventajas en condiciones de alta disponibilidad renovable, puesto que permite reducir los vertimientos, aprovechando de mejor manera los recursos disponibles [67].

- Los BESS¹² son sistemas de almacenamiento de baterías que se conectan a la red mediante convertidores de potencia. Este tipo de equipo es considerado como un equipo de aplicaciones en energía debido a que pueden inyectar potencia durante largos periodos de tiempo [66]. Dentro de la clasificación de BESS, se tiene distintos tipos de tecnologías, donde destacan las baterías de ion-litio, plomo-ácido, redox, entre otras. En general, estos equipos son capaces de prestar múltiples servicios a la red [68],[69]. Debido a sus características eléctricas, pueden inyectar potencia activa y reactiva de manera desacoplada, aportando en el control de frecuencia y tensión al mismo tiempo [69]. Adicionalmente, los BESS son capaces de inyectar corrientes con velocidades similares o superiores a la respuesta inercial y las corrientes de cortocircuito, mejorando de manera importante la respuesta dinámica ante contingencias [66],[68]. Estos equipos se encuentran evaluados con nivel de madurez de TRL-8 [65] y sus costos dependen fuertemente del tipo de baterías que se utilicen. Como ejemplo, las baterías de ion de litio

¹² Battery Energy Storage System.

presentan un rango entre los 145 y 480 USD/kWh, mientras que tecnologías redox pueden variar entre 315 y 1600 USD/kWh [70]. Además, es importante mencionar que las primeras pruebas de las tecnologías GFM en sistemas reales se están llevando a cabo en equipos BESS [46].

- Los volantes de inercia (o *flywheels*) son sistemas de almacenamiento diseñados para aplicaciones de potencia [66]. Estos están compuestos por una masa rotatoria que almacena energía cinética, la cual es acelerada o desacelerada cuando se carga o descarga, respectivamente. Estos se caracterizan por poder inyectar grandes cantidades de potencia en pocos segundos, contribuyendo significativamente al control de frecuencia ante grandes perturbaciones [71]. Por otro lado, estas mismas características hacen que no sean prácticas para almacenar energía durante largos periodos de tiempo, puesto que su capacidad de almacenamiento está limitada por la velocidad angular y la masa del volante [73]. Respecto a su madurez tecnológica, los *flywheels* poseen un nivel TRL-9, siendo tecnologías listas para ser implementadas [65], y sus costos de inversión se encuentran en torno a 230 y 320 USD/kW [72].
- Los supercondensadores son sistemas que almacenan energía en forma de campos eléctricos entre capas de conductores aislados. Estas tecnologías son consideradas como sistemas de almacenamiento de potencia debido a sus grandes tasas de despliegue de potencia [66]. Sin embargo, estos no suelen ser aplicados en sistemas a gran escala debido a que tienen altas tasas de descarga durante sus ciclos, lo que no le permiten mantener almacenada energía durante largos periodos [73]. Debido a ello, sus aplicaciones se concentran en reforzar accionamientos de convertidores [73]. En cuanto a su madurez tecnológica, estos equipos tienen un TRL-9 [65], y sus costos de inversión son muy altos, bordeando los 6000 USD/kWh [73].

2.3.6. Equipos híbridos

Los equipos (o plantas) híbridos se refieren a la operación en conjunto de las tecnologías presentadas anteriormente, permitiendo complementar sus fortalezas y contribuciones para mejorar la confiabilidad y control de los SEP. Estos equipos permiten explotar la infraestructura del sistema con una mayor versatilidad.

Los condensadores síncronos pueden ser utilizados en conjunto con equipos de almacenamiento para poseer la capacidad de controlar frecuencia, pudiendo participar de todos los servicios de robustecimiento anteriormente presentados en la Figura 2. Más aún, numerosos CS son instalados con *flywheels*, permitiendo aumentar significativamente las constantes de inercia de estas máquinas [53],[55]. Otra solución híbrida consiste en utilizar CS con STATCOM, con el fin de incrementar la capacidad de compensación de reactivos de la unidad: poseyendo una capacidad de inyección rápida y de sobrecarga durante un largo periodo de tiempo, atribuidas por el STATCOM y el CS, respectivamente [74]-[76]. Por otra parte, los equipos STATCOM pueden verse fuertemente potenciados al combinarse con equipos de almacenamiento. En particular, ya se han diseñado equipos STATCOM en conjunto con supercondensadores para reemplazar e incrementar la capacidad de almacenamiento de su condensador [64]. De esta manera, el equipo es capaz de aportar rápidamente con potencia activa y reactiva, contribuyendo tanto a la estabilidad de frecuencia como tensión.

2.4. Análisis comparativo de tecnologías

Cada una de las soluciones presentadas presenta ventajas como debilidades en su implementación. Desde la perspectiva del control de tensión, los STATCOM y BESS se destacan como las tecnologías más efectivas, debido a su rápida capacidad de compensación de reactivos frente a incrementos y caídas de tensión. Sin embargo, su operación como convertidor GFL requiere una robustez mínima de la red que garantice su capacidad de respuesta dinámica. Estas tecnologías son seguidas por los condensadores síncronos, que contribuyen con corrientes de cortocircuito y capacidad de aporte con algunos cientos de milisegundos de retraso. Por último, los equipos SVC son efectivos en operación normal y durante aumentos de tensión. Pese a ello, su capacidad de aportar a la red con corrientes se ve extremadamente limitada frente a grandes caídas de tensión.

En cuanto al control de frecuencia, los equipos BESS lideran debido a su capacidad de control de potencia activa y reactiva desacoplada, pudiendo prestar ambos servicios de manera flexible. Adicionalmente, su capacidad de almacenamiento de energía también les permite operar durante largos periodos de tiempo. Luego, los equipos STATCOM son capaces de contribuir al sistema con potencia activa de una manera limitada debido a que la extracción de potencia de su condensador es en corriente continua. Luego se encuentran los condensadores síncronos y SVC, debido a que no son capaces de participar directamente en estos servicios. Sin embargo, es importante destacar que, de todas estas tecnologías, los CS son los únicos que aportan con inercia a la red, la cual es fundamental en la estabilidad de frecuencia. Adicionalmente, es posible incorporar este tipo de servicios al hibridar esta tecnología con *flywheel*.

A modo de resumen, la Tabla 1 muestra una comparación de las diferentes tecnologías que fueron analizadas en esta sección, indicando su efectividad para reforzar los 4 aspectos de la robustez de la red. Estas se evalúan en una escala del 0 al 3 según su efectividad; 0 para cuando no aportan al sistema y 3 en caso de ser la tecnología más apta para ello, así como un comparativo de sus costos de inversión.

**Tabla 1. Contribuciones de cada tecnología a la robustez de red y costos estimados por tecnología.
(*) Aporte de inercia virtual.**

Tecnología	Inercia	Fortaleza	Control de frecuencia	Control de tensión	Costos [USD/kVA]
Condensadores síncronos	●●●	●●●	○○○	●●○	250-400
Equipos STATCOM	○○○	●○○	●○○	●●●	100-130
Equipos SVC	○○○	●○○	○○○	●○○	60-100
Equipos BESS	●○○*	●○○	●●○	●●○	145-1.600
Convertidores GFM	●●○*	●●○	●●○	●●○	-

3. Experiencia internacional

En base a las soluciones y tecnologías mencionadas anteriormente, en esta sección se presentan algunas experiencias y aplicaciones que han sido implementadas por operadores alrededor del mundo para incrementar la robustez de sus redes. De manera ilustrativa, la Figura 3 presenta los países considerados en esta revisión. A continuación, se presentan las características de los sistemas analizados, las tecnologías utilizadas en su fortalecimiento y los beneficios de estas sobre su operación.

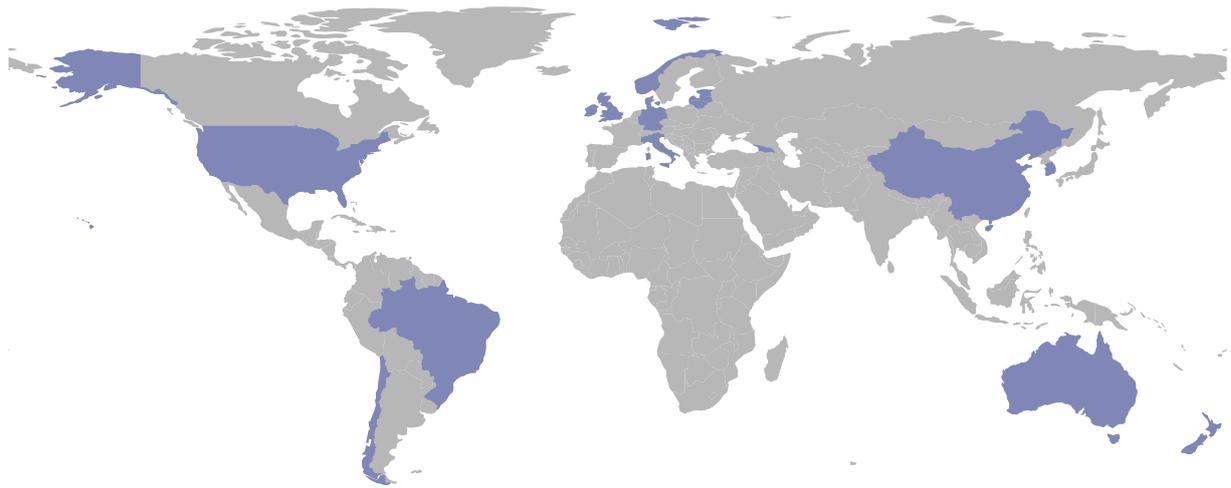


Figura 3. Países abarcados en la revisión internacional.

3.1. Estados Unidos

3.1.1. Texas

El sistema eléctrico de Texas se caracteriza por poseer una alta integración de ERV, superando los 20 y 38 GW de capacidad instalada de generación fotovoltaica y eólica, respectivamente [77]. Su demanda máxima se encuentra en torno a los 85 GW, por lo que su operación aún depende fuertemente de unidades de gas natural y carbón [77], conduciendo a que una generación total de energía anual en base a ERV sea de un 26%. En aspectos técnicos, la distribución de los recursos de generación y la demanda presentan desafíos importantes en su red. Sus centros de demanda se encuentran en torno a las principales ciudades al sureste del estado, mientras que las zonas en las que se concentran las mayores generaciones eólicas se encuentran al norte y oeste de la red, provocando que se deba transmitir dicha potencia a través de largas distancias. Sumado a esto, la baja participación sincrónica en las zonas con ERV conducen a que los niveles de cortocircuito sean bajos y que se dificulte la capacidad de controlar tensión. Debido a ello, el operador del sistema, ERCOT¹³, ha puesto en marcha un plan para incrementar los niveles de cortocircuito en las zonas afectadas para garantizar la seguridad en el sistema [75],[78].

¹³ Electric Reliability Council of Texas.

En 2018 se instalaron dos CS en Panhandle, al norte de Texas, para incrementar el indicador de robustez WSCR¹⁴ de dicha zona, y como medida de compensación de reactivos para incrementar la capacidad de transmisión por las líneas de dicha zona [79]. Esto permitió aumentar la capacidad de estos circuitos en torno a 470 MW, reduciendo significativamente los vertimientos proyectados, y garantizar la correcta operación de las ERV de dicha zona [80]. El estudio contempló otras soluciones, como STATCOM y SVC, no obstante, estas fueron descartadas debido a que los CS entregaban servicios de robustez adicionales que eran de interés para ERCOT [80]. Es importante destacar que, si bien la incorporación de CS permite aumentar la robustez, ERCOT también ha mencionado que estas tecnologías pueden inducir otros desafíos, tales como oscilaciones inter-área y separaciones angulares [80].

En 2023, ERCOT publicó un nuevo estudio asociado a debilidad de red en la zona oeste de la red debido a la recurrente desconexión de generación ERV posterior a fallas simples en el sistema en 2021 y 2022 [81]. Estas perturbaciones fueron relacionadas a los bajos niveles de WSCR de la zona, los que explicaban la magnitud de las caídas de tensión posterior a la ocurrencia de fallas. Para ello, se propuso instalar seis nuevos CS en la región para incrementar la robustez de la red, descartando la utilización de STATCOM para evitar la utilización de convertidores que pudieran interactuar con las centrales presentes en la zona.

3.1.2. California

En conjunto con Texas, California se caracteriza por ser uno de los sistemas con mayor inserción de ERV de Estados Unidos. Su red forma parte de la interconexión occidental¹⁵ de Estados Unidos, y posee más de 52 GW de capacidad instalada entre fotovoltaica y eólica [82], así como una demanda máxima en torno a 50 GW [83]. Esto ha impulsado la incorporación de nuevas soluciones asociadas a la salida de operación de unidades térmicas y nucleares. Esta transición afectó principalmente el sur de California, en donde el reemplazo de estas tecnologías modificó los flujos de potencia en el sistema y la capacidad de aporte de potencia reactiva, afectando la robustez de la zona y conduciendo a caída en las tensiones [84]. En este contexto, a fines del 2018 su operador de red había instalado numerosos condensadores síncronos, de los cuales 2 provienen de la reconversión de centrales fuera de operación [75]. Para el estudio preliminar se consideraron varias tecnologías con aporte de potencia reactiva, como SVC y STATCOM, pero finalmente se optó por los CS debido a sus requisitos de espacio reducidos en las subestaciones y su capacidad para aportar inercia al sistema [61],[84]. De esta manera, no sólo se mejoró la capacidad de regulación de tensión, sino que la capacidad de soporte dinámico para mantener la estabilidad de frecuencia y ángulo [84]. Por otra parte, en 2021 se anunció la incorporación de cuatro STATCOM en respuesta a la futura salida de la central nuclear Diablo Canyon para compensar con reactivos y mantener estable el sistema frente a fallas en la red [85].

3.1.3. Hawái

En los sistemas aislados de Hawái han comenzado a realizar pruebas con equipos BESS operando en modo GFM, en las islas de Kauai y Oahu [42]. Las pruebas en Kauai comenzaron incorporando baterías de 13 y

¹⁴ Weighted Short-Circuit Ratio.

¹⁵ Western Interconnection.

14 MW, en 2022 y 2023, respectivamente [42]. En cuanto a Oahu, un BESS de 184 MW fue puesto en operación en enero de 2024, luego de que la isla retirara de operación su última central a carbón a fines del 2022, siendo la batería de esta naturaleza con mayor capacidad instalada hasta la fecha en la región [86]. Estos equipos se encuentran operando correctamente, prestando servicios de frecuencia y *load shifting*¹⁶. Además, el gobierno hawaiano ha anunciado continuar avanzando con este tipo de proyectos durante los próximos años, incorporando tecnologías GFM a plantas fotovoltaicas para avanzar en su aplicación en sistemas reales y mejorar la confiabilidad de su red [87].

3.1.4. Otros estados

Algunos otros estados también han incorporado medidas de fortalecimiento de red debido a la salida de operación de centrales térmicas o nucleares. En Ohio se llevó a cabo la reconversión de un generador en Eastlake, después de que numerosas unidades de carbón quedasen fuera de servicio [75],[88]. Este nuevo CS permitió contribuir a la regulación de tensión en la red. Es importante mencionar que este proceso de reconversión presentó ventajas importantes en cuanto a los costos y a la duración del proyecto, comparado con la instalación de un nuevo CS.

En Vermont, se incorporaron cuatro condensadores síncronos en la subestación Granite para contribuir en el control de tensión [49],[51],[89]. Durante el estudio, se descartaron otras alternativas como SVC y STATCOM debido a la alta presencia de convertidores en la zona, lo que podría causar interacciones no deseadas entre ellos y afectar el funcionamiento de un enlace de corriente continua de alta tensión (HVDC) cercano [89].

Por otro lado, en Nuevo México se instaló un CS en la subestación Blackwater, cerca de la interconexión con Texas, con el objetivo de aumentar los niveles de cortocircuito [65]. La interconexión entre ambos estados se basa en un circuito de línea con una longitud superior a los 350 kilómetros, lo que resulta en una alta impedancia y, por lo tanto, en un bajo nivel de cortocircuito. La implementación del CS permitió mejorar la robustez de la interconexión y la capacidad de regulación de tensión para facilitar la transferencia de energía entre ambos sistemas [65].

3.2. Europa

3.2.1. Alemania

Alemania ha sido uno de los países pioneros en la incorporación de ERV a su red eléctrica, presentando más de 61 GW de capacidad instalada en plantas eólicas, y de 82 GW en instalaciones fotovoltaicas [90]. Desde el terremoto de Japón en 2011 y el desastre nuclear de la central Fukushima, Alemania ha incorporado una fuerte política para retirar sus centrales nucleares [75]. Estas tecnologías se caracterizan por poseer altas capacidades de potencia e inercia, por lo que su desmantelamiento ha impactado significativamente en la regulación de tensión y fortaleza de la red. Para compensar la reducción en la capacidad de control de tensión, sus operadores han instalado varios condensadores síncronos en el sistema, adicionalmente a los ya existentes [49],[75],[91]. Particularmente, se han llevado a cabo

¹⁶ Kapolei Energy Storage: <https://www.kapoleienergystorage.com/>

reconversiones en las centrales de Hesse y Biblis [49],[75], mientras que una nueva unidad se instaló en Oberottmarshausen [75], mejorando la capacidad de regulación y control de tensión en el sistema.

Durante los últimos años se han planificado nuevas soluciones para robustecer la red, considerando la instalación de dos condensadores y dos equipos híbridos de SVC¹⁷ y STATCOM con supercondensadores [91]. Estas últimas serán utilizadas para mantener estable la tensión en cercanía a un enlace con alta capacidad de transmisión. Este STATCOM híbrido todavía está en proceso de construcción, y participará tanto en el control rápido de tensión y frecuencia [91],[92]. Adicionalmente, los 4 operadores del sistema alemán, en conjunto, han publicado un informe definiendo los requerimientos para conectar convertidores en modo GFM a su red [93]. El informe indica requerimientos básicos en su operación, abarcando la capacidad de imponer tensión y frecuencia en red, contribuir con corrientes de cortocircuito e inercia virtual, así como garantizar que no existan interacciones entre convertidores. Esto se enmarca en las proyecciones de los operadores de comenzar a incorporar equipos STATCOM en modo GFM, con el fin de contribuir a la robustez del sistema en el contexto de retiro de unidades sincrónicas [64],[93].

3.2.2. Dinamarca

El sistema eléctrico de Dinamarca es un sistema pequeño con una gran capacidad de generación de ERV, superando los 7 GW de capacidad instalada únicamente en plantas eólicas, con una demanda máxima de 6,5 GW [94]. Su red está separada en dos subsistemas conectados al sistema europeo y al nórdico; los cuales están interconectados a partir de un enlace HVDC [75]. Si bien estas interconexiones han facilitado su operación con altos niveles de penetración renovable, bajo ciertas condiciones, sus subsistemas han mostrado exceder la demanda instantánea, lo que ha demostrado su capacidad de operar sin unidades sincrónicas (aunque conectado con el resto del sistema europeo). Pese a ello, este tipo de condiciones pueden llevar a operar el sistema en condiciones muy débiles de red, poniendo en riesgo su estabilidad. En consecuencia, en el año 2011, el operador del sistema se vio obligado a recurrir a la operación forzada de unidades sincrónicas para asegurar niveles adecuados de cortocircuito y garantizar el funcionamiento durante períodos de alta generación eólica [75]. Sin embargo, los costos asociados a esta medida aumentaron considerablemente durante el transcurso de 2011 y 2012, lo que llevó a la decisión de reemplazar estas unidades por condensadores síncronos [49],[75],[95]. Para responder a esto, se procedió a la instalación de tres unidades en las localidades de Bjæverskov, Fraugde y Herslev [49],[75], garantizando niveles mínimos de inercia y cortocircuito, y reduciendo la operación forzada de generación convencional y sus costos asociados.

3.2.3. Noruega

El sistema noruego se caracteriza por ser dominado por la generación hídrica, contando con más de 32 GW de capacidad instalada de esta tecnología, y con una creciente integración de parques eólicos, superando los 5 GW durante 2023 [96]. Su demanda pico se encuentra en torno a los 25 GW, por lo que cerca del 88% de la energía generada en el sistema es producida por las centrales hidráulicas de su sistema

¹⁷ Su fabricante, Siemens Energy, los comercializa bajo el nombre de SVC PLUS y SVC PLUS *Frequency Stabilizer* (SVC PLUS FS).

[96]. Pese a estas condiciones favorables, las demandas de potencia con sus países vecinos y sus características topológicas han llevado a que el sistema posea desafíos en términos de regulación de tensión [97]. Como respuesta a ello, su operador ha incorporado numerosos equipos para robustecer su red. En 2009, su operador incorporó dos SVC al centro de su red para incrementar la capacidad de transmisión de uno de sus corredores norte-sur, el cual operaba por debajo de sus capacidades térmicas debido a posibles colapsos de tensión [99]. Esto permitió incrementar la capacidad de las líneas hasta en 400 MW, dependiendo de sus condiciones de operación.

Entre las soluciones más novedosas se destaca la implementación de SVC PLUS como medio de compensación de reactivos en las zonas remotas al norte de la red [95]. Esta instalación permitió evitar la instalación de nuevos circuitos de líneas, con costos significativamente mayores, y con plazos mucho más extensivos. Por otra parte, se instaló un CS en Fedá con fines de aumentar los niveles de cortocircuito en la subestación que interconecta un enlace *High Voltage Direct Current* (HVDC) con el resto de Europa occidental [98]. Para garantizar la correcta operación de un enlace HVDC se requiere de ciertos niveles mínimos de robustez, puesto que condiciones de red débil puede llevar a problemas de conmutación y la eventual desconexión de estas tecnologías [49]¹⁸.

3.2.4. Países bálticos

Los sistemas eléctricos de Estonia, Letonia y Lituania se encuentran interconectados con el sistema ruso, y cuentan con una capacidad total instalada de alrededor de 10 GW, considerando cerca de 1,8 GW en parques eólicos [101]. Sin embargo, desde hace décadas existen planes para independizarse de él y sincronizarse con el resto de Europa. Esto ha impulsado la interconexión de estos países con Finlandia, Suecia y Polonia a través de enlaces HVDC, así como la preparación de infraestructura que permita robustecer los sistemas para poder operar de manera segura [102]. Con este objetivo, los tres países han anunciado la incorporación de tres condensadores síncronos, en cada sistema, para incrementar su inercia y sus niveles de cortocircuito, otorgándole una mayor capacidad de control de frecuencia y tensión [103],[104]. Hasta la fecha, dos de estas unidades ya se encuentran operativas, mientras que se espera que las restantes entren en operación antes de finalizar el 2025 [103]-[105].

3.2.5. Reino Unido e Irlanda

El sistema británico se encuentra dentro de las redes líderes en integración de ERV, presentando más de 15 y 30 GW de capacidad instalada en parques eólicos y fotovoltaicos [106],[107]. Su demanda pico se encuentra en torno a 61 GW, por lo que también depende fuertemente de las unidades a gas para suministrar su demanda [108]. En el contexto del retiro de numerosas centrales térmicas en el sistema, su operador¹⁹ ha llevado a cabo un amplio fortalecimiento de su red para avanzar en sus metas de carbono neutralidad. En efecto, el operador posee ambiciosos objetivos de alcanzar una operación carbono neutra parcial y total para los años 2025 y 2050 [76]. El operador ha recurrido a la instalación de varios condensadores síncronos en su sistema para compensar la reducción en el soporte dinámico en tensión y

¹⁸ Por las mismas razones, en Georgia se instalaron tres CS en la subestación que la interconecta con Turquía a través de un enlace HVDC [100].

¹⁹ National Grid.

frecuencia provocado por la pérdida de centrales convencionales [109]-[111]. Con este objetivo, el operador ha aprovechado estratégicamente la infraestructura asociada a centrales preexistentes para reemplazar o reconvertir dichas unidades. Entre estas, se destaca la incorporación de cuatro nuevas unidades con *flywheels*, dos en Grain y dos en Lister Drive, así como dos reconversiones en Killingholme, todas en Inglaterra [109]-[111]. De esta manera, estos equipos aportan con una alta inercia al sistema, al control de tensión, así como con servicios de control de frecuencia gracias a sus *flywheels*.

De manera complementaria, se añade la primera instalación de un condensador síncrono híbrido con un STATCOM en Neilston, Escocia [74]-[76]. Este equipo fue diseñado para operar con un control coordinado entre ambas unidades, permitiendo aportar al máximo con los beneficios entregados por el CS, en términos de inercia y corrientes de cortocircuito, con la velocidad de respuesta del STATCOM [76]. Su aplicación ha mostrado contribuciones significativas a la seguridad del sistema, manteniendo controlada la tensión durante operación normal y ante perturbaciones, así como contribuyendo a la estabilidad de frecuencia del sistema [76]. Adicionalmente, su aporte de corrientes ha contribuido a mejorar la capacidad de transmisión en el sistema, permitiendo incrementar los flujos por uno de los enlaces HVDC entre Escocia e Inglaterra. Esta experiencia ha abierto las puertas a desplegar más proyectos similares en el resto del sistema, con el fin de incrementar la fortaleza de su red [76].

Además, el operador del sistema británico ha incorporado a su código de red una serie de exigencias que deben cumplir los convertidores GFM para poder interconectarse al sistema [112],[113]. Entre ellas se destaca la capacidad de respuesta de potencia activa basados en la tasa de cambio de frecuencia, de salto de fase y de amortiguamiento, así como respuestas de potencia reactiva frente a cambios en la tensión en su punto de conexión. A esto se suma el reporte de los parámetros de la unidad, en la que se solicita explícitamente un valor de inercia equivalente y capacidades de corrientes máximas, entre otros. Estas primeras normativas buscan representar una equivalencia entre los convertidores GFM con las máquinas convencionales. Estos son avances importantes en la integración de nuevas tecnologías, y de representarlas con una perspectiva de seguridad similar a las unidades sincrónicas.

Por último, y quizás el hecho más relevante a destacar, fue la realización de la primera licitación híbrida de condensadores sincrónicos y equipos con tecnología de inversores GFM en el año 2022, conocida como *Pathfinder 2*. Este proceso, siendo la segunda licitación enfocada en servicios de fortaleza, marcó un hito al licitar múltiples servicios, específicamente niveles de corto circuito e inercia, y al permitir la participación de diversas tecnologías.

El resultado del proceso incluyó 10 proyectos adjudicados, de los cuales 5 corresponden a CS y 5 a sistemas BESS-GFM (baterías con inversores de red formadora), que serán instalados en el sistema [114]. La capacidad total de los sistemas de batería alcanzó los 869 MW y, en términos de corriente de corto circuito, se cubrió más del 22% de los requerimientos licitados mediante baterías.

Por otra parte, Irlanda también es uno de los países referentes en términos de avances en carbono-neutralidad. Su sistema posee más de 5 GW de capacidad eólica instalada, en un sistema cuya demanda

pico se encuentra en torno a 6.7 GW [27]. Debido a razones de seguridad y estabilidad, sus operadores²⁰ han limitado la penetración no sincrónica máxima en el sistema para garantizar niveles mínimos de robustez en su red [27]. Esta restricción ha evolucionado durante el tiempo, incrementando del 65% al 75% durante los últimos años [8],[27]. Más aún, durante el 2022 el sistema operó por sobre el 70% de penetración instantánea²¹ durante más de 232 horas [27].

Para continuar flexibilizando estas restricciones, sus operadores han comenzado a desarrollar nuevos proyectos de fortalecimiento de red, destacando la incorporación de un condensador síncrono con el *flywheel* de mayor capacidad jamás construido en Moneypoint [115],[116]. Esta unidad contribuye con más de 4 GWs de inercia al sistema, prestando servicios de control de frecuencia y tensión en la red. Los operadores planean seguir incorporando estos equipos para flexibilizar sus restricciones de operación actuales y alcanzar al menos un 80% de penetración no sincrónica [27]. A esto se añade un nuevo proyecto de planta híbrida de CS con BESS en Shannonbridge, permitiendo complementar la acción de ambas tecnologías para mejorar el desempeño del sistema irlandés [117]. Este proyecto entregará la misma inercia que la unidad en Moneypoint, adicionalmente de operar en conjunto con una batería de 63 MW para contribuir con inyecciones rápidas de potencia.

3.2.6. Italia

El sistema italiano posee una creciente capacidad de ERV en su sistema, contando con más de 11 y 22 GW de parques eólicos y fotovoltaicos en su red. Sin embargo, su demanda máxima se encuentra en torno a los 59 GW, haciéndola fuertemente dependiente de unidades térmicas para su operación [118]. Con ello, el proceso de descarbonización en Italia ha afectado principalmente la capacidad de regular tensión en su sistema, requiriendo la incorporación de equipos que aporten con potencia reactiva a la red [49],[75],[119]. En su sistema continental, conectado al resto de Europa, se han incorporado una variedad de equipos de refuerzo de red, entre los que se destacan dos SVC PLUS en Latina y Villanova, subestaciones de los enlaces HVDC que interconectan su sistema con la isla de Cerdeña y Montenegro, respectivamente [119]. A estos se suman dos CS con *flywheel* en distintas regiones del país para incrementar la inercia y niveles de cortocircuito en zonas con baja generación convencional [119],[120]. Estos equipos permiten asegurar la operación del sistema en condiciones normales, así como responder ante la ocurrencia de fallas a través de la inyección de reactivos.

Por otra parte, el sistema insular de Cerdeña depende en gran medida de ERV y se encuentra conectado a Italia continental a través de un enlace HVDC, lo que provoca que pueda operar en condiciones muy débiles de red durante horarios de alta penetración renovable [75]. Esto puso en riesgo la operación tanto de su enlace HVDC como de la misma red, por lo que en 2014 el operador instaló dos condensadores síncronos en el sistema para incrementar los niveles de cortocircuito y de inercia [75]. Con esto, fue posible reemplazar la operación de centrales sincrónicas térmicas de la isla, reduciendo los elevados costos que poseían en el sistema insular [75].

²⁰ EirGrid para la República de Irlanda, y SONI para Irlanda del Norte.

²¹ Los operadores han definido una métrica de penetración no sincrónica (SNSP) definida como el cociente entre la suma generación de ERV con las importaciones a través de sus enlaces HVDC, y la demanda total del sistema.

3.3. Oceanía

3.3.1. Australia

Australia se destaca entre los países líderes a nivel mundial en términos de integración e innovación tecnológica para garantizar la operación estable y segura de su red. Su sistema principal posee una capacidad fotovoltaica de 26 GW, incluyendo equipos conectados a la red, e instalaciones a nivel de distribución [121]. A esto se suman 10 GW de parques eólicos, los que contribuyen a abastecer demandas máximas del orden de 25 GW [121]. Después del *blackout* de Australia Meridional en 2016, su operador AEMO²² identificó que esta situación surgió, entre varios factores, a los bajos niveles de inercia en la región afectada debido a la alta penetración de ERV [122]. Como respuesta y medida de seguridad, desde el 2018 se han incorporado restricciones de inercia mínima a cada región del país para garantizar la estabilidad de frecuencia del sistema [26]. Sin embargo, este tipo de soluciones comienza a reducir su costo-efectividad a medida que sigue creciendo la capacidad de ERV en el sistema, convirtiéndose en una operación forzada de unidades con costos asociados [123]. Para ello, el operador ha explorado distintos enfoques, abarcando servicios complementarios de control de frecuencia por ERV, y fortalecimiento de su sistema.

Con el fin de mantener los niveles adecuados de inercia, el operador ha incorporado cuatro condensadores sincrónicos con *flywheel* en Australia Meridional, en las subestaciones de Davenport y Robertstown [124]. Esto permitió reducir la cantidad de generadores síncronos necesarios en la región de 4 a 2 unidades solamente [124]. Dichos CS prestan una variedad de servicios al sistema, considerando sus aportes de inercia y corrientes de cortocircuito, así como control de tensión y frecuencia [124]. Adicionalmente, sus aportes a la robustez de la red permiten mantener condiciones óptimas para que las ERV en la región posean una señal de tensión estable y puedan mantenerse sincronizadas con la red [124]. De esta manera, estos equipos permiten avanzar con las metas de descarbonización, manteniendo niveles seguros de inercia sin la necesidad de forzar la operación de centrales contaminantes.

Por otra parte, la innovación tecnológica de AEMO no se limita únicamente a la incorporación de condensadores síncronos. Desde el 2018 el operador ha comenzado a realizar pruebas de BESS en modo GFM, siendo las primeras aplicaciones de estas tecnologías en sistemas de transmisión reales. Hasta la fecha se encuentran operando 3 equipos, en Dalrymple, Hornsdale Power Reserve y Wallgrove, con una capacidad total de 230 MW [46],[125]-[127]. Estas unidades están diseñadas para aportar con inercia sintética, respondiendo como unidades síncronas ante contingencias, contribuciones de corrientes de cortocircuito, así como capacidad de partida en negro y operación en isla [128]. Estas últimas dos características las diferencian de cualquier otro tipo de convertidor utilizado hasta ahora, permitiendo operar el sistema de una manera más confiable y segura. Además de las unidades que se encuentran operativas, existen 3 equipos en construcción y 8 otros proyectos ya han sido anunciados y financiados por ARENA²³, sumando un total de 2,5 GW en BESS-GFM a fines del 2025 [127].

²² Australian Energy Market Operator.

²³ Australian Renewable Energy Agency.

Este hito tiene una gran importancia para el desarrollo de estas tecnologías en el proceso de modernización de los SEP, puesto que permite fundar los mecanismos de mercado e incentivar la incorporación de los controladores GFM en sistemas reales. En este contexto, en 2023 AEMO publicó un informe con los requerimientos para que un convertidor pueda ser considerado como GFM [129]. En este se especifican puntos como la capacidad de formación de la tensión en la red, la emulación de inercia, capacidad de operar en isla, entre otros. El informe detalla los comportamientos esperados por estas tecnologías, así como ciertas funcionalidades adicionales con las que pueden contar.

3.3.2. Nueva Zelanda

El sistema neozelandés es un sistema aislado, en el que se encuentran interconectadas las islas norte y sur del país. Su demanda máxima se encuentra en torno a los 5,8 GW, la cual es esencialmente suplida por unidades hidráulicas [130]. Cuenta con una creciente integración de ERV, destacando una capacidad instalada de centrales eólicas de 1 GW [131]. Nueva Zelanda ha llevado a cabo una serie de estudios con el objetivo de asegurar la regulación adecuada de tensión en el contexto de integración de ERV, especialmente centrados en la isla norte del país. Estos estudios consideraron varias tecnologías, entre ellas el STATCOM, el CS y el SVC; finalmente se optó por el STATCOM debido a su eficiencia en términos de costos [132]. En análisis anteriores, el operador señaló que, aunque la introducción de CS podría parecer una opción atractiva, hasta el momento el sistema neozelandés no presenta deficiencias en sus niveles de inercia, y los STATCOM pueden satisfacer en estas condiciones los mismos requisitos dinámicos que las unidades síncronas [132],[133]. Además, el sistema cuenta con un enlace HVDC que conecta las regiones norte y sur, y actualmente dispone de un CS en Haywards para aumentar los niveles de cortocircuito. Sin embargo, dicha unidad requiere mantenimiento de manera frecuente, lo que lleva a la reducción del flujo a través de dicho enlace. Por esta razón, se está planificando la incorporación de más equipos STATCOM en esta subestación para proporcionar una mayor redundancia [132],[134].

3.4. Otros

Las experiencias internacionales de fortalecimiento de red en base a estas tecnologías en otras regiones son escasas y/o no se encuentran disponibles para acceder fácil y libremente. No obstante, a continuación se presentan algunas de las experiencias más relevantes en otras regiones.

En Asia, tanto Corea del Sur como China han incorporado condensadores síncronos para robustecer terminales de enlaces HVDC y UHVDC [75],[135],[136]. En Corea del Sur, estos dispositivos fueron localizados en la Isla Jeju, el cual es un sistema aislado que se encuentra conectado con el resto del país a través de un enlace HVDC [135]. Con su implementación, fue posible retirar de operación una unidad térmica que operaba para garantizar la correcta conmutación del enlace. En cuanto a China, si bien se ha reportado el uso de CS para incrementar niveles de cortocircuito en ciertas subestaciones [136], no hay información pública abundante acerca de estas experiencias [75].

En cuanto al resto de América, el sistema brasileño se caracteriza por poseer una extensa red de transmisión, que usualmente presenta largas distancias debido a la gran superficie de su territorio. Debido a que los estados ubicados hacia la Amazonía al oeste del país presentan una menor densidad poblacional,

la infraestructura del sistema se ve más reducida, con líneas largas que las interconectan con el resto del país. Esto provoca que el sistema presente líneas inherentemente débiles y propensas a requerir de equipos que aporten al control y regulación de tensión. Consecuentemente, Brasil ha anunciado la incorporación de varios condensadores síncronos en la zona norte y sur del país, con el fin de robustecer subestaciones en las que se instalarán nuevos circuitos de líneas [137],[138]. De esta manera, los CS permitirán incrementar los niveles de cortocircuito, así como las capacidades de regulación de tensión y transmisión en los nuevos corredores. Por otra parte, el operador del sistema brasileño también opera ciertas unidades hidráulicas. Adicionalmente, bajo condiciones de bajas reservas de agua en unidades hidráulicas, Brasil utiliza algunas centrales hidráulicas en modo de condensador síncrono para aportar con inercia y potencia reactiva a su red [55]. Esto permite darle una mayor versatilidad a la operación de las unidades, puesto que no requiere de combustibles para entregar servicios similares en términos de potencia reactiva.

Por otra parte, el SEN de Chile se caracteriza por ser una red extremadamente longitudinal, con más de 3000 km de longitud y con mix de generación dependiente de sus zonas geográficas. En las regiones del norte predomina la generación fotovoltaica y las unidades térmicas, mientras que al sur el sistema presenta una gran concentración de unidades hidroeléctricas. En el contexto de descarbonización, se espera una disminución significativa de la robustez en las zonas de alta generación de ERV, provocando que el SEN se vuelva más débil de lo que es actualmente. En efecto, desde el 2019 el sistema opera con restricciones mínimas de inercia en la zona del Norte Grande debido a los bajos niveles de cortocircuito que se producen en horarios de alta generación de ERV [28],[29]. Debido a ello, el CEN ha llevado a cabo un estudio de requerimientos de fortaleza de red, en donde se propone la incorporación de CS para incrementar el ESCR²⁴ de ciertas barras en el norte el sistema para garantizar una fortaleza mínima [6]. Los capítulos que se agregarán a continuación en las siguientes entregas ahondarán en el caso chileno.

²⁴ Effective Short-Circuit Ratio.

3.5. Resumen de experiencias

Tabla 2. Resumen de experiencias internacionales.

Jurisdicción	Tecnología seleccionada*	Capacidad del proyecto	Otras tecnologías candidatas	Estado del proyecto	Observaciones
Texas	Condensador síncrono	2x175 MVA	STATCOM, SVC	Operativo	Incremento de robustez (indicador WSCR) para mejorar la seguridad y capacidad de transmisión en el sistema.
	Condensador síncrono	6x350 MVA	STATCOM	En proceso	Incremento de robustez en zona con alta penetración de ERV para incrementar la capacidad de control de tensión.
California	Condensador síncrono	7x225 MVA	STATCOM, SVC	Operativo	Incorporación de CS para incrementar los niveles de cortocircuito y compensación de reactivos posterior al retiro de centrales nucleares y térmicas cercanas a centros de consumo.
	STATCOM	2x424 MVar 2x265 MVar	-	En construcción	Incorporación de STATCOM para compensar reactivos en el sistema luego del retiro de una central nuclear.
Hawái	BESS-GFM	1x184 MW 1x13 MW 1x14 MW	-	Operativo	Prueba de equipos BESS en modo GFM para analizar viabilidad de generación 100% renovable, luego del retiro de central térmica.
Ohio	Condensador síncrono	3x124 MVA	STATCOM	Operativo	Incremento en la capacidad de control de tensión a través de la reconversión de una central.
Nuevo México	Condensador síncrono	1x175 MVA	-	Operativo	Incremento en los niveles de cortocircuito en la interconexión entre Nuevo México y Texas en una línea de larga distancia para garantizar la seguridad y capacidad de transferencia.
Vermont	Condensador síncrono	4x25 MVA	SVC, STATCOM	Operativo	Incremento en la capacidad de control de tensión y niveles de cortocircuito para una subestación cercana a un enlace HVDC.

Medidas y tecnologías para la estabilización del SEN

Jurisdicción	Tecnología seleccionada*	Capacidad del proyecto	Otras tecnologías candidatas	Estado del proyecto	Observaciones
Alemania	Condensador síncrono	1x250 MVA	-	Operativo	Mejorar la capacidad de regulación de tensión luego de la salida de operación de centrales nucleares.
	STATCOM	1x300 MVar	-	En construcción	Incorporación de STATCOM para mejorar perfiles de tensión y garantizar la capacidad de transmisión en el sistema.
Dinamarca	Condensador síncrono	3x215 MVA	-	Operativo	Incremento los niveles de cortocircuito del sistema y reemplazar unidades sincrónicas operando forzosamente, reduciendo los costos de operación.
Noruega	SVC	2x250 MVar	-	Operativo	Compensación de reactivos para incrementar flujo de potencia entre norte y sur del país.
	STATCOM	1x50 MVar	-	Operativo	Compensación de reactivos para controlar tensión en zona remota del sistema, evitando construir un nuevo circuito de línea.
	Condensador síncrono	1x170 MVA	-	Operativo	Incremento del SCR de una subestación terminal del enlace HVDC entre el sistema nórdico y europeo.
Georgia	Condensador síncrono	3x60 MVA	-	Operativo	Incremento de SCR en subestación terminal del enlace HVDC entre el sistema de Georgia y Turquía.
Países bálticos	Condensador Síncrono	3x100 MVA 3x50 MVA	-	En construcción	Incremento en la inercia y nivel de cortocircuito del sistema báltico para independizarse energéticamente de Rusia.
Reino Unido	Condensador síncrono	1x67 MVA 2x1.430 MVAs 2x1.729 MVAs 2x450 MVAs	-	Operativo (y en construcción)	Incorporación y reconversión de CS con <i>flywheels</i> para incrementar la inercia del sistema, y prestar servicios de control de frecuencia y tensión del sistema.

Jurisdicción	Tecnología seleccionada*	Capacidad del proyecto	Otras tecnologías candidatas	Estado del proyecto	Observaciones
	Condensador síncrono con STATCOM	70 MVA de CS + 70 MVar de STATCOM	-	Operativo	Incorporación de CS híbrido con STATCOM para mejorar la robustez del sistema, así como la capacidad de control de tensión en Escocia.
	BESS GFM	869 MW (5 BESS)	CS	Operativo (y en construcción)	Primera licitación de múltiples servicios y múltiples tecnologías (<i>Pathfinder 2</i>). Ejecutada en 2022, adjudicó 5 CS y 5 BESS-GFM. En términos de corriente de corto circuito, GFM cubrió más del 22% de los requerimientos licitados.
Irlanda	Condensador síncrono	4 GVAs	-	Operativo	Incorporación del CS con el <i>flywheel</i> con mayor capacidad construido, incrementando la inercia y la robustez de la subestación para futuros proyectos.
	Condensador síncrono con BESS	4 GVAs de CS + 160 MWh de BESS	-	En proceso	Incorporación de equipo híbrido para contribuir a la flexibilidad y robustez del sistema, así como a la capacidad de control de frecuencia.
Italia	STATCOM	2x125 MVar	-	Operativo	Incremento en la capacidad de control de tensión en subestaciones cercanas a los enlaces HVDC con Cerdeña y Montenegro.
	Condensador síncrono	2x250 MVA 2x160 MVA	-	Operativo	Incremento de inercia y corrientes de cortocircuito en el sistema continental, y aumento en la robustez para el sistema aislado de Cerdeña.
Australia	Condensador síncrono	4x575 MVA	-	Operativo	Incorporación de CS para incrementar inercia y corrientes de cortocircuito en región con alta generación de ERV, evitando utilizar centrales convencionales para alcanzar los niveles de inercia mínima requeridas.
	BESS-GFM	1x30 MVA, 1x150 MVA, 50 MVA		Operativo	Prueba con aplicaciones en sistemas reales de tecnologías en modo GFM para dar soporte dinámico e incrementar la robustez de la red.

Jurisdicción	Tecnología seleccionada*	Capacidad del proyecto	Otras tecnologías candidatas	Estado del proyecto	Observaciones
Nueva Zelanda	STATCOM	-	SVC, CS	En proceso	Incremento en la capacidad de control de tensión en el sistema.
Corea del Sur	Condensador síncrono	2x50 MVA	-	Operativo	Incremento de niveles de cortocircuito e inercia para garantizar la operación de un enlace HVDC y garantizar la operación del sistema en la isla de Jeju.
China	Condensador síncrono	S/I**		Operativo	Incremento de niveles de cortocircuito y capacidad de control de tensión en terminales de enlaces HVDC y UHVDC.
Brasil	Condensador síncrono	1x165 MVA 2x50,5 MVA	-	En construcción	Incremento en niveles de cortocircuito y capacidad de control de tensión para garantizar la operación de enlaces de larga distancia.
Chile	Condensador síncrono	7349 MVA de cortocircuito (5 proyectos)	-	Adjudicada	Licitación recientemente adjudicada con enfoque en una sola tecnología.

(*) En algunas experiencias, más de una tecnología fueron consideradas en sus estudios respectivos, sin embargo, sólo una de estas fue incorporada a sus sistemas. (**) Sin información

4. Estudios de requerimientos técnicos para la estabilidad y seguridad del SEN

Durante los años 2021 y 2022, el CEN encargó a DlgSILENT GmbH dos estudios orientados a la definición de requerimientos para garantizar la operación segura y estable del SEN a mediano y largo plazo. Cada estudio se subdivide en actividades que abordan diferentes temas, los cuales se reportan en informes parciales. En la Tabla 3, se señalan los informes publicados en el contexto de ambos estudios:

Tabla 3. Subdivisión de los estudios de requerimientos técnicos para la estabilidad y seguridad del SEN.

Estudio	Actividades con informes parciales	Fecha de entrega
Estudio de requerimientos mínimos de seguridad y calidad para el SEN	Actividad 1: Análisis de estabilidad de frecuencia [3]	15/11/2021
	Actividad 2: Análisis de estabilidad de tensión [4]	03/12/2021
	Actividad 3: Inversores ²⁵ formadores de red y estabilidad de tensión [5]	06/12/2021
Definición de requerimientos para el fortalecimiento de la red en el SEN en 2025	Actividad 1: Definición de la ubicación de los condensadores sincrónicos [6]	25/08/2022
	Actividad 2: Análisis de sensibilidad y especificación de los CS [6]	25/08/2022
	Actividad 3: Casos y condiciones actualizadas de operación del SEN al año 2025 [7]	28/09/2022

A continuación, se presentan los aspectos más relevantes del “Estudio de requerimientos mínimos de seguridad y calidad para el SEN”, y del estudio “Definición de requerimientos para el fortalecimiento de la red en el SEN en 2025”. Finalmente, se realiza una discusión de los principales aspectos abordados en ambos estudios.

4.1. Estudio de requerimientos mínimos de seguridad y calidad para el SEN

El objetivo de este estudio fue identificar los requerimientos mínimos, que aseguren una operación segura y estable del SEN para los años 2025 y 2030. En ese contexto, se analizó la estabilidad de frecuencia y tensión frente a una disminución de la robustez e inercia de la red, producto de la penetración de ERV. Adicionalmente, se analizó de qué manera se pueden solucionar los problemas observados mediante la incorporación de convertidores GFM.

En cuanto a los puntos de operación usados en el estudio, se observan diferencias entre las distintas actividades. Particularmente, los escenarios de la actividad 1 no coinciden con los utilizados en las

²⁵ A lo largo del presente informe se utiliza el término “convertidor”, sin embargo, el autor del estudio referenciado utiliza “inversor”. En ese contexto, cabe aclarar que ambos términos se refieren a lo mismo.

actividades 2 y 3. Para mayor claridad sobre estas diferencias, en la Tabla 4 se presentan los puntos de operación utilizados en cada actividad²⁶, identificados con el código utilizado en el estudio.

Tabla 4. Códigos de escenarios utilizados en las distintas actividades para los distintos puntos de operación.

Demanda	Año	Actividad 1	Actividad 2	Actividad 3
Alta/Día	2025	25B1	25T1a	25T1a
Baja/Noche	2025	25B2	25T2a	25T2a
Alta/Día	2030	30B1	30T1a	30T1a
Baja/Noche	2030	30B2	30T2a	30T2a
Alta/Día	2025	25B1a	25T1	25T1
Baja/Noche	2025	25B2a	25T2	25T2
Alta/Día	2030	30B1a	30T1	30T1
Baja/Noche	2030	30B2a	30T2	30T2

De los escenarios analizados, los más relevantes para efectos del dimensionamiento y localización de CS, fueron los escenarios de inercia mínima. En la Tabla 5, se presentan las principales características de los escenarios de inercia mínima, indicando sus despachos y la cantidad de inercia presente en la operación.

Tabla 5. Características de los principales puntos de operación utilizados.

Año	Demanda	Código	Generación			Inercia	
			GS [MW]	ERV [MW]	ERV [%]	Norte Grande [GVAs]	Total [GVAs]
2025	Alta/Día	25T1	4.503	7.302	62%	0,1	22,5
2025	Baja/Noche	25T2	4.953	3.062	38%	1,1	27,2
2030	Alta/Día	30T1	3.148	9.184	74%	1,2	28,2
2030	Baja/Noche	30T2	6.273	3.027	33%	1,4	33,1

A continuación, en la Tabla 6, Tabla 7 y Tabla 8, se resumen las actividades desarrolladas en el marco de este estudio.

Tabla 6. Actividad 1: Análisis de estabilidad de la frecuencia.

Objetivo	Evaluar la estabilidad de la frecuencia del SEN para distintos niveles de inercia y distribución de reserva primaria.
Escenarios	Se analizaron 8 escenarios de operación ²⁷ : <ul style="list-style-type: none"> • 2 escenarios de demanda alta de día 2025. • 2 escenarios de demanda alta de día 2030.

²⁶ Ninguno de los casos de estudio consideró los BESS existentes (50 MW), ni incorporó instalaciones adicionales de almacenamiento de energía. Tampoco se consideran en servicio los CS de la Subestación Concepción (40 MVA).

²⁷ Cuatro de estos escenarios fueron definidos por el CEN, mientras que los otros cuatro se obtienen mediante modificaciones de los escenarios originales.

		<ul style="list-style-type: none"> • 2 escenarios de demanda baja de noche 2025. • 2 escenarios de demanda baja de noche 2030.
Metodología	Análisis cuasi-estacionario	Se estudió la pertinencia de establecer requerimientos de inercia, a fin de evitar desprendimientos de carga y/o generación por ROCOF ²⁸ . Para ello, se realizó un análisis del ROCOF teórico que se obtiene de evaluar en $t=0+$ la ecuación del swing uninodal. Dicho indicador se calculó para los 8 escenarios frente a la peor contingencia.
	Análisis dinámico	Se estudió el desempeño dinámico del SEN, por lo que se ejecutaron simulaciones RMS en el dominio del tiempo para las siguientes contingencias: <ul style="list-style-type: none"> • Desconexión intempestiva de la unidad con mayor despacho en el Norte Grande y las 3 de mayor despacho en la zona Centro-Sur. • Desconexión intempestiva de la unidad de mayor inercia en las mismas zonas.
Resultados	Análisis cuasi-estacionario	El cálculo del ROCOF uninodal dio valores entre -0,2 y -0,36 Hz/s, por lo que se descarta la pérdida de carga y/o generación, las cuales se accionan a -0,6 Hz/s y -2 Hz/s respectivamente.
	Análisis dinámico	<ul style="list-style-type: none"> • El SEP es estable y cuenta con recursos suficientes para el CPF de forma de garantizar un desempeño satisfactorio ante las contingencias analizadas. • Las frecuencias medidas en las distintas áreas mostraron evoluciones coherentes luego de las desconexiones de generación. • Las contingencias analizadas no producen la separación del sistema.
Conclusiones	Análisis cuasi-estacionario	No se requiere restringir un mínimo de inercia para evitar ROCOF uninodales elevados ²⁹ .
	Análisis dinámico	<ul style="list-style-type: none"> • No se requieren restricciones de inercia por área. • No se requiere un mayor despliegue de reservas para CPF.

Tabla 7. Actividad 2: Análisis de estabilidad de la tensión.

Objetivo	Evaluar la fortaleza de la red y estabilidad de tensión del SEN.	
Escenarios	Se analizaron 8 escenarios de operación, similares a los usados en el análisis de frecuencia, pero modificados en base a un estudio realizado por el CEN [139]. Concretamente, se contemplaron los siguientes escenarios de inercia mínima: <ul style="list-style-type: none"> • 2 escenarios de demanda alta de día 2025. • 2 escenarios de demanda alta de día 2030. • 2 escenarios de demanda baja de noche 2025. • 2 escenarios de demanda baja de noche 2030. 	
Metodología	Análisis de fortaleza	<ul style="list-style-type: none"> • Se analizó la fortaleza de red de los escenarios de estudio, para identificar barras débiles o de baja fortaleza. El indicador utilizado es el ESCR³⁰. • Se determinó un portafolio de CS a instalar, tal que se garantice un ESCR > 1,5 en todas las barras del SEN identificadas como débiles.
	Análisis modal	Se realizó un análisis modal para los escenarios de inercia mínima (sin CS).
	Validación RMS CS	Se validó el buen desempeño de los escenarios con CS, a partir de simulaciones RMS considerando las siguientes fallas:

²⁸ ROCOF es un acrónimo que significa *Rate of Change of Frequency* o tasa de cambio de la frecuencia.

²⁹ Observación: La conclusión presentada en el estudio se sustenta en un análisis basado en un modelo uninodal del SEN, no obstante, se ha demostrado que, en SEP con distribución de inercia no homogénea, este supuesto podría no ser válido. En ese contexto, se recomienda realizar un análisis multinodal para definir los requerimientos de inercia, de forma de, garantizar la no activación de esquemas de protección en todas las áreas del SEN.

³⁰ ESCR (*Equivalent Short-Circuit Ratio*) es una métrica utilizada para cuantificar la fortaleza de la red.

		<ul style="list-style-type: none"> • Fallas bifásicas a tierra en líneas de 220 kV y 500 kV. • Desconexión de equipos de compensación de potencia reactiva. • Falla de un polo del enlace HVDC Lo Aguirre – Kimal (2030).
	Soluciones alternativas	<p>Además de la instalación de CS, se estudiaron las siguientes alternativas³¹ para 2025:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conversión de las unidades de Angamos y Cochrane como CS. • Instalación de STATCOMs. • Cambios en los parámetros de los controladores de las ERV. • Aumento en el perfil de tensión.
Resultados	Análisis de fortaleza	<ul style="list-style-type: none"> • Escenarios de demanda alta de día: Para ambos años se observó un ESCR menor a 1,5 en ciertas barras del Norte Grande y Atacama. Por otro lado, se observó un ESCR >1,5 en las barras de las zonas centro y sur. • Escenarios de demanda baja de noche: Para ambos años se observó un ESCR >2 en toda la red, por lo tanto, se descartaron problemas de fortaleza. • Considerando los resultados obtenidos en ambos escenarios, se definió un portafolio de CS, tal que, se garantice un ESCR mayor a 1,5 para los escenarios de día. Concretamente se define la instalación de 1.400 MVar de CS al 2025, y 1.600 MVar al 2030, en el Norte Grande y Norte Chico.
	Análisis modal	Los escenarios de inercia mínima (sin CS) presentaron modos inestables, lo que se traduce en una inestabilidad de pequeña señal.
	Validación RMS CS	<ul style="list-style-type: none"> • Demanda baja de noche: Estos escenarios se caracterizan por un alto nivel de transferencias Sur → Centro, por lo cual, el principal desafío lo determina la estabilidad transitoria. Se observó que es posible garantizar la estabilidad transitoria al incorporar 7GVAs en CS, adicionales a los requeridos por concepto de fortaleza. Sin embargo, se cree que esta inversión no se justificaría desde el punto de vista económico, por lo que se decide limitar la transferencia Sur → Centro, mediante medidas operacionales. • Demanda alta de día: Los escenarios 2025 y 2030 de demanda alta de día presentaron un desempeño dinámico satisfactorio para todas las contingencias analizadas. • Falla de un polo del enlace HVDC: Para los escenarios proyectados al 2030 con CS y con operación restringida, se simuló una falla bifásica en Kimal 220kV (AC). Los resultados mostraron un desempeño dinámico satisfactorio para ambos escenarios.
	Soluciones alternativas	<ul style="list-style-type: none"> • Para ambos escenarios, es posible conseguir que el sistema opere de manera adecuada, sin la participación de CS. • Medidas de mitigación como instalación adicional de STATCOMs, y cambio en los parámetros de los reguladores, tienen un efecto positivo en el desempeño dinámico del sistema, sin embargo, no solucionan la falta de fortaleza de red.
Conclusiones	Análisis de fortaleza	<ul style="list-style-type: none"> • Es posible mejorar la fortaleza de la red (ESCR >1,5) mediante la incorporación de CS. • El SCR utilizado en la Norma Técnica quedará obsoleto debido a la alta penetración de ERV. Por lo tanto, se debe actualizar la Norma para incorporar el índice ESCR como indicador de la fortaleza de red.
	Análisis modal	No es posible operar en los escenarios proyectados, a menos que se tomen medidas para mejorar la robustez de la red, ya sean CS u otras alternativas.
	Validación RMS CS	<ul style="list-style-type: none"> • Para escenarios de demanda alta de día, los CS se alzan como una alternativa factible para garantizar la estabilidad de tensión. • Para escenarios de noche, se propone utilizar medidas operacionales, a fin de evitar el sobredimensionamiento de CS, que pudieran elevar demasiado los costos asociados.
	Soluciones alternativas	Si bien, las alternativas de mitigación tienen un efecto positivo en la dinámica del sistema, no solucionan el problema de fondo relacionado con la falta de fortaleza en el norte del SEN.

³¹ El objetivo de este análisis es identificar opciones para estabilizar el desempeño dinámico del sistema. Por lo tanto, la sola aplicación de estas medidas no garantiza la fortaleza de red, la que deberá asegurarse por separado.

Tabla 8. Actividad 3: Inversores formadores de red y estabilidad de tensión.

Objetivo	Investigar el uso de convertidores GFM para lograr una operación estable en condiciones de mínima inercia y baja potencia de cortocircuito.	
Escenarios³²	<ul style="list-style-type: none"> • Escenario año 2030: se consideró que los convertidores GFM no estarán comercialmente disponibles el año 2025, por lo tanto, GFM estará disponible desde 2030. En consecuencia, el escenario 2025 es el mismo que el presentado en el análisis de estabilidad de tensión. • Escenario año 2025: corresponde a un escenario optimista, que considera que GFM estará disponible desde 2025. 	
Metodología	Localización de GFM para Escenario año 2030	<ul style="list-style-type: none"> • El mecanismo de dimensionamiento fue similar al utilizado para los CS. Es decir, se buscó que la potencia de cortocircuito aportada por la nueva generación ERV-GFM asegure un ESCR mayor que 1,5 en ciertas barras de 220kV y 500kV. • Se escogió una inercia sintética para los generadores GFM equivalente a la de los CS previstos para el año 2030.
	Localización de GFM para Escenario año 2025	<p>Se investigó el uso de GFM como alternativa a la instalación de CS desde el año 2025, obteniéndose:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Año 2025: se instalan convertidores GFM en reemplazo de los CS. • Año 2030: se vuelven a dimensionar los requerimientos para este horizonte, considerando los convertidores GFM dimensionados para 2025.
	Validación dinámica de escenario Año 2030 y Año 2025	<p>Se realizó la validación dinámica para los años 2025 y 2030, para los escenarios de alta y baja demanda. Se consideraron las siguientes contingencias:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Contingencias en líneas de 220 kV y 500 kV. • Desconexión de equipos de compensación. • Falla en barras de 220 kV de la SE Kimal seguida de la desconexión de un polo del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre.
Resultados	Localización de GFM para Escenario año 2030	<ul style="list-style-type: none"> • Se obtuvo un portafolio de convertidores GFM que permiten reemplazar el requerimiento de CS al 2030 y mantener el ESCR > 1,5 en todas las barras identificadas como débiles. • El total de convertidores GFM necesarios resultó ser de 3.135 MVA, de los cuales 2.691 MVA se encuentran en el Norte Grande y 444 MVA en el Norte Chico.
	Localización de GFM para Escenario año 2025	<ul style="list-style-type: none"> • Año 2025: se instalan 4.800 MVA de GFM, de manera adicional a las ERV existentes representados en la BD original. • Año 2030: a los GFM instalados en 2025 se agregan 600 MVA de CS en Kimal 220 kV para aumentar la fortaleza en dicha barra y permitir así el correcto funcionamiento del enlace HVDC Kimal – Lo Aguirre.
	Validación dinámica para Escenario Año 2030	Se observó un desempeño adecuado de la tensión del SEN.
	Validación dinámica para Escenario Año 2025	<p>El desempeño del SEN es aceptable para 3 de los 4 escenarios. Los problemas se observan en el escenario de baja demanda de noche el 2025. Para solucionar los problemas de estabilidad se tomaron las siguientes medidas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 4,8 MVA de convertidores GFM en el Norte Grande. • STATCOM adicional de 360 MVA en barras de 220 kV de la SE San Luis. • Elevación de las tensiones del sistema de transmisión en 500 kV. <p>Finalmente, gracias a estas medidas, el SEP se mantiene estable para este escenario.</p>

³² Para ambos escenarios se consideran escenarios de alta demanda de día y de baja demanda de noche, que son los mismos utilizados en el análisis de estabilidad de tensión.

Conclusiones	Localización GFM 2025 y 2030	Para ambos escenarios, la incorporación de GFM permite mejorar la fortaleza del SEP.
	Validación dinámica para Escenario Año 2030	<ul style="list-style-type: none"> • Los convertidores GFM representan una alternativa al uso de condensadores sincrónicos. • A partir del 2025 y según el estado de madurez de esta tecnología, el CEN tendrá la opción de usar GFM como alternativa al despliegue de más CS en el año 2030.
	Validación dinámica para Escenario Año 2025	Los convertidores GFM permiten garantizar una fortaleza de red e inercia en el sistema. Sin embargo, se requieren 4.800 MVA en GFM, por lo que esta opción no puede competir económicamente con la basada en CS.

4.2. Definición de requerimientos para el fortalecimiento de la red en el SEN en 2025

El objetivo de este estudio fue dimensionar y localizar CS para aumentar la fortaleza en las zonas donde los índices de fortaleza de red deban ser mejorados, conforme a las recomendaciones realizadas en el “Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN”. Los escenarios de operación corresponden a una modificación de los denominados “25T1” y “25T2” utilizados en el estudio anterior, los cuales fueron actualizados en base a la PET 2022 [140]. Además, se modificaron los despachos, lo que se traduce principalmente en un aumento de la generación ERV en el norte. En la Tabla 9 se presentan las principales características de los puntos de operación considerados, indicando sus despachos y la cantidad de inercia presente en la operación.

Tabla 9. Características de los principales puntos de operación utilizados.

Año	Demanda	Código	Generación			Inercia	
			GS [MW]	ERV [MW]	ERV [%]	Norte Grande [GVAs]	Total [GVAs]
2025	Alta/Día	25T1	4.633	7.233	61%	0,1	22,5
2025	Baja/Noche	25T2	4.843	3.107	39%	0,2	26,4

A continuación, en la Tabla 10, Tabla 11 y Tabla 12, se presenta un resumen para cada una de las tres actividades desarrolladas en el marco de este estudio.

Tabla 10. Actividad 1: Definición de la ubicación de los condensadores sincrónicos.

Objetivo		Definir requerimientos de CS para el año 2025, que permitan aumentar la robustez de la red donde sea necesario, conforme a las recomendaciones realizadas en el “Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN”.
Escenarios		Demanda alta de día y baja de noche al año 2025 ³³ .
Metodología	Localización de CS	<ul style="list-style-type: none"> Se estudió el ESCR en todas las barras de ambos escenarios base, para identificar áreas con problemas de fortaleza de red. Para localizar y dimensionar los CS, se implementó un algoritmo que busca minimizar los CS a instalar en un set de barras candidatas, sujeto a que se cumpla un ESCR mínimo de 1,5 en un set de barras monitoreadas.
	Estabilidad en Pequeña Señal	Se realizó un análisis modal del sistema de estudio con CS y sin CS.
	Validación dinámica³⁴	Se verificó el desempeño dinámico (RMS) del sistema para el escenario de demanda alta, considerando la solución obtenida. Se simuló las contingencias en las principales líneas de 220 kV y 500 kV del SEN.
Resultados	Localización de CS	<ul style="list-style-type: none"> Se observó que, para los escenarios de día, existen puntos de conexión de ERV con ESCR < 1,5. A partir del algoritmo descrito, se obtuvieron tres soluciones que garantizan de manera eficiente que el ESCR sea mayor a 1,5 en las barras monitoreadas. Cada solución corresponde a un portafolio de CS a instalar. Para los escenarios de noche, considerando las 3 alternativas de localización de CS, no se observaron problemas de fortaleza de red. De las tres soluciones propuestas, el CEN definió una como la de mayor potencial para implementar, por lo que se asumió como la solución óptima. Se requieren instalar 2.100 MVA nominales de CS, que garanticen una contribución a la potencia de cortocircuito mínima adicional de 14.000 MVA en total entre el Norte Grande y el Norte Chico.
	Estabilidad en Pequeña Señal	Sin CS el sistema presenta modos inestables no oscilatorios, los cuales son controlados gracias a la entrada en servicio de los CS.
	Validación dinámica	El desempeño dinámico del sistema considerando en servicio los CS de la solución óptima resultó satisfactorio para todas las contingencias simuladas.
Conclusiones	Localización de CS	<ul style="list-style-type: none"> Se requiere instalar CS para asegurar un ESCR >1,5. La metodología de localización y dimensionamiento propuesta permite minimizar la compensación sincrónica requerida en el sistema para garantizar una fortaleza mínima de red.
	Estabilidad en Pequeña Señal	Los CS permiten solucionar los modos inestables.
	Estabilidad Transitoria	El sistema con CS es estable.

³³ Los escenarios base del estudio anterior fueron actualizados a partir de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 del Coordinador, lo que se traduce principalmente en un aumento de la generación ERV en el norte.

³⁴ Se realizan análisis de sensibilidad adicionales que no son de relevancia para las conclusiones finales.

Tabla 11. Actividad 2: Análisis de sensibilidad y especificación de los condensadores sincrónicos.

Objetivo		<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la reconversión de centrales térmicas y el despacho forzado de GS como alternativa a los CS. • Determinar el tamaño máximo de los CS, de forma de que el sistema sea resiliente ante la indisponibilidad temporal de unidades por mantenimiento o falla.
Escenarios		Demanda alta de día, que es el escenario de mayor exigencia en términos de fortaleza de red.
Metodología	Reconversión de centrales térmicas existentes a CS	Se estudió la reconversión de distintas centrales térmicas, de forma de analizar su factibilidad para solucionar los problemas de fortaleza de la red, como alternativa a los CS.
	Despacho forzado de generación sincrónica	Se evaluó el despacho forzado de generación sincrónica como posible solución para alcanzar el nivel mínimo requerido de fortaleza de red. Dichas unidades se despacharon a potencia mínima con el fin de minimizar la generación ERV desconectada.
	Efecto de la indisponibilidad de las instalaciones	Utilizando la solución óptima como punto de partida, se simuló la indisponibilidad de cada uno de los CS por separado. La disminución en el ESCR se compensó con el despacho forzado de un GS que se encuentre fuera de servicio. En el caso de que esta medida correctiva resultara insuficiente para restaurar la fortaleza de red, se dividió la capacidad total del CS respectivo en unidades modulares, (manteniendo la capacidad total de la barra). El objetivo de repartir la capacidad de dichos CS en unidades más pequeñas tiene el propósito de que, ante la indisponibilidad de una unidad, el impacto sea menos significativo, y de esta manera sea posible mantener la fortaleza dentro de los rangos aceptables.
Resultados	Reconversión de centrales termoelectricas existentes a CS	<ul style="list-style-type: none"> • Las centrales existentes están ligadas a su ubicación de manera predeterminada, por lo tanto, tienden a ser menos eficientes para solucionar los problemas de fortaleza en áreas lejanas. • Si se seleccionaran sólo las centrales con mayor potencial para la reconversión, las centrales reconvertidas aportarían un 16% del total. • Finalmente, se observa que no es posible garantizar una fortaleza mínima operando exclusivamente con centrales reconvertidas (sin instalar nuevos CS).
	Despacho forzado de generación sincrónica	Los resultados mostraron que es posible alcanzar un ESCR mayor a 1,5 mediante el despacho forzado de generación sincrónica. Sin embargo, esto provoca un vertimiento de ERV de aproximadamente un 25% respecto a los recursos disponibles en el escenario estudiado.
	Efecto de la indisponibilidad de las instalaciones	El tamaño de los módulos se sitúa en un rango de 20 MVA a 100 MVA (disponibles actualmente en el mercado).
Conclusiones	Reconversión de centrales termoelectricas existentes a CS	<ul style="list-style-type: none"> • La reconversión de centrales, puede ser una alternativa complementaria a la instalación de los nuevos CS. • 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. • No es posible prescindir de la instalación de CS y operar exclusivamente con centrales reconvertidas. • La decisión final sobre qué portafolio es más conveniente deberá basarse en los costos de inversión de cada instalación (nuevos CS y la reconversión de centrales), análisis que se encuentra fuera del alcance de este estudio.

	Despacho forzado de generación sincrónica	Es una solución técnicamente factible, pero limita la generación de ERV llevando a vertimientos.
	Efecto de la indisponibilidad de las instalaciones	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.

Tabla 12. Actividad 3: Casos y condiciones actualizadas de operación del SEN al año 2025.

Objetivo	Definir requerimientos de CS para el año 2025, que permitan aumentar la robustez de la red donde sea necesario, conforme a las recomendaciones realizadas en el “Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN”.
Escenarios	Para la obtención de los casos de estudio, se utilizó el escenario de alta demanda de día 2025 utilizado en las actividades anteriores. Sin embargo, se modifican las siguientes hipótesis: <ul style="list-style-type: none"> • Se asumió mayor disponibilidad de centrales convencionales en el despacho de generación en el Norte Grande y Atacama. • Se redujo el número de barras candidatas disponibles para la instalación de CS. • Se evaluaron valores mínimos de ESCR de 1,5 y 1,3.
Metodología	Se utilizó la misma metodología empleada en la actividad 1 ³⁵ , que busca optimizar la ubicación y aporte adicional de potencia de cortocircuito requerido para garantizar una mínima fortaleza de red. Sin embargo, se redujo el número de barras candidatas a 6 por escenario.
Resultados	Se obtienen 8 soluciones, que consideran como ESCR mínimo 1,3 y 1,5, para los 4 casos de disponibilidad de generación sincrónica. Luego, para cada una de ellas, se realizó un análisis de estabilidad de pequeña señal, en los que no se observan modos inestables. Finalmente, se realiza el análisis dinámico mediante simulaciones RMS, del cual se observó que el sistema es estable para todas las contingencias simuladas.
Conclusiones	<ul style="list-style-type: none"> • Un mayor número de GS despachados disminuye significativamente los requisitos de compensación. • Los requisitos de compensación disminuyen cuando, manteniendo las mismas unidades convencionales despachadas, se modifica el valor mínimo de ESCR de 1,5 a 1,3³⁶. • Entre todas las barras candidatas, las subestaciones María Elena, Illapa y Ana María son aquellas en las que la instalación de CS sería más eficiente.

4.3. Discusión

A continuación, se enlistan las principales conclusiones de los estudios realizados:

- En los escenarios estudiados, la frecuencia del SEN presenta un comportamiento adecuado frente a contingencias. Por lo tanto, no se requieren restricciones de inercia por área, ni un mayor despliegue de reservas para CPF.
- Considerando la infraestructura prevista para el SEN en el horizonte de estudio, no será posible aprovechar al máximo las ERV, a menos que se tomen medidas para mejorar la robustez de la red.

³⁵ Es importante destacar que, en este caso, el ESCR se calcula considerando como referencia la potencia inyectada de las centrales ERV en servicio, en lugar de la potencia nominal.

³⁶ Por ejemplo, en uno de los escenarios, la contribución adicional a la potencia de cortocircuito se reduciría desde los 4600 MVA (ESCR \geq 1.5) hasta 2482 MVA (ESCR \geq 1.3), lo que supone una reducción de aproximadamente el 46%.

- Se requiere actualizar la Norma Técnica, para cuantificar de mejor manera la fortaleza de red en escenarios de alta penetración de ERV. En los estudios se recomienda el indicador ESCR.
- En escenarios de demanda alta de día, es posible aumentar la fortaleza de la red mediante la incorporación de CS.
- En escenarios de demanda baja de noche, se propone utilizar medidas operacionales para complementar a los CS en la tarea de aumentar la fortaleza de la red. El objetivo de esto es evitar el sobredimensionamiento de CS, que pudieran elevar demasiado los costos de inversión asociados.
- Los convertidores GFM representan una alternativa factible al uso de CS. Sin embargo, se pone en duda la factibilidad de implementarlo en el horizonte 2025. Esto, debido a que su desarrollo comercial es aún incipiente y a que se requeriría una capacidad instalada mayor a la requerida para los CS.
- La reconversión de centrales existentes para operar como CS es una opción complementaria, pero insuficiente por sí sola para garantizar un nivel de fortaleza adecuado. La razón principal de esto es que sus lugares de emplazamiento suelen ser lejanas a las ubicaciones óptimas.
- Un aumento en el número de GS despachados reduce significativamente los requisitos de compensación. Además, modificar el valor mínimo de ESCR permitido de 1,5 a 1,3 también disminuye los requisitos de compensación.

Una vez presentados los elementos principales de ambos estudios (resumidos arriba), a continuación, se realiza una breve discusión sobre los aspectos más relevantes. Para facilitar su comprensión, la discusión se separa entre las distintas alternativas propuestas para robustecer el SEN a mediano y largo plazo.

4.3.1. Robustez SEN al 2025 y 2030 con la infraestructura actual

De los estudios presentados, se concluye que, considerando la infraestructura actual, no es posible operar de manera estable y segura aprovechando los máximos niveles de ERV previstos para el mediano y largo plazo en el SEN. Sin embargo, existen algunas alternativas que podrían contribuir a mejorar la robustez del SEN, de forma de permitir un mayor nivel de generación de ERV. Las alternativas que se analizaron son: instalación de nuevos CS, reconversión de unidades convencionales a CS, tecnologías GFM, y medidas operacionales.

4.3.2. Condensadores sincrónicos

Una alternativa para mejorar la robustez del SEN es mediante la instalación de CS. Los CS son una tecnología ampliamente probada alrededor del mundo y con un avanzado nivel de desarrollo comercial. Debido a esto, en ambos estudios se considera como la solución estándar.

Los estudios analizan tanto CS nuevos como unidades convencionales reconvertidas; estos demuestran que no es posible prescindir de la instalación de CS y operar exclusivamente con centrales reconvertidas. Sin embargo, explicitan que la decisión final sobre qué portafolio es más conveniente deberá basarse en los costos de inversión de cada instalación (nuevos CS y la reconversión de centrales), análisis que se encuentra fuera del alcance de los estudios en cuestión.

4.3.3. Grid forming

Otra alternativa para mejorar la robustez del SEN es mediante la instalación de convertidores GFM, sin embargo, esta solución fue descartada para el año 2025. Lo anterior, debido a dos argumentos, que se discuten a continuación.

- i. El principal argumento es que se trata de una tecnología aún en desarrollo, y que, por lo tanto, no sería posible su instalación en el SEN. Si bien es cierto que los convertidores GFM no han alcanzado el desarrollo de los CS, al revisar la experiencia internacional, se observan una serie de proyectos que demuestran la factibilidad de su instalación y su capacidad de mejorar el nivel de robustez de las redes donde se conectan. Uno de los países con mayor desarrollo de GFM es Australia, cuyo principal sistema (NEM) cuenta en la actualidad con 380 MW (576,5MWh) de BESS GFM y con 150 MW (300 MWh) en construcción [141]. Además, ARENA aportará \$176 millones en financiamiento para la construcción de 8 nuevas BESS GFM (2,0 GW / 4,2 GWh), que entrarían en operación entre 2024 y 2026 [141]. Otro ejemplo es EEUU, donde el programa gubernamental *"The Solar and Wind Grid Services and Reliability Demonstration"*, financiado por el *Department of Energy* (DOE) ofreció financiamiento para 8 proyectos, dos de los cuales corresponden a proyectos piloto de GFM [142]. Los proyectos están siendo desarrollados por General Electric Renewable Energy y Portland General Electric Company [142]. Finalmente, cabe mencionar el proyecto "Scottish Green Battery Complex" desarrollado por la empresa privada Amp Energy en Escocia, el cual consiste en la construcción de dos BESS GFM de 400 MW y que se espera que esté operativo el 2024 [143].
- ii. El segundo argumento se basa en que el dimensionamiento de GFM es significativamente mayor en términos de capacidad instalada. En concreto, en los estudios presentados se determinaron montos de 4.800 MVA y 1.400 MVA para alcanzar un nivel de fortaleza aceptable al 2025 mediante GFM y CS respectivamente. Es decir, la capacidad requerida en unidades GFM es mayor a la requerida en CS para un mismo nivel de fortaleza. Sin embargo, se menciona explícitamente que en los estudios no se analizan los costos asociados a cada tecnología. Es más, es probable que la mejor solución será aquella que integre distintas alternativas tecnológicas, donde se incluyan no solo CS y convertidores con GFM, sino también otras alternativas existentes (ver Tabla 11). En ese contexto, se recomienda estudiar este tipo de alternativas tomando en cuenta la contribución a la robustez de la red y sus costos asociados.

4.3.4. Medidas operativas

En los estudios presentados se analizan medidas operacionales, similares a las restricciones de inercia mínima definida en el ERST [144]. Si bien estas cumplen con el objetivo de garantizar niveles mínimos de robustez, limitan la generación de ERV. De hecho, para el punto de operación analizado, estas medidas provocan un vertimiento de ERV de aproximadamente un 25% respecto al afluente disponible en el escenario analizado.

5. Normas técnicas a nivel nacional e internacional

5.1. Normas técnicas nacionales

La Comisión Nacional de Energía (CNE) desempeña un papel crucial en la regulación y establecimiento de requerimientos del SEN a través de las normas técnicas. Estas directrices abarcan una amplia variedad de aspectos que inciden en la operación, planificación, seguridad, dinámicas de mercado y otros elementos esenciales del SEN. Las normas con mayor relevancia para este estudio corresponden a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [145],[146],[147], y la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NTSSCC) [148], en conjunto con sus anexos técnicos respectivos. Estas normas son fundamentales para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente del SEN, así como un habilitante clave para llevar a cabo los procesos de descarbonización.

A continuación, se presenta una revisión de las normas vigentes más relevantes asociadas a los requerimientos del sistema, así como la utilización de las tecnologías previamente mencionadas en el estudio para garantizar la seguridad de la operación.

5.1.1. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

La NTSyCS se compone de 9 capítulos y una serie de anexos técnicos que profundizan en los diferentes aspectos definidos para garantizar la operación segura del SEN. En ella se definen las funciones, atribuciones y obligaciones del CEN, así como de los coordinados, entidades que operan las instalaciones que se encuentran interconectadas al SEN. En la Tabla 13 a continuación, se describen brevemente cada uno de los 9 capítulos de la norma.

Tabla 13. Descripción de capítulos NTSyCS.

Capítulo	Nombre	Descripción
1	Terminología y exigencias generales	En este capítulo se define el vocabulario técnico empleado a lo largo de la norma.
2	Funciones, atribuciones y obligaciones	En este capítulo se definen las funciones, atribuciones y obligaciones de los distintos agentes que conforman el sistema de transmisión.
3	Exigencias mínimas para el diseño de instalaciones	En este capítulo se definen las exigencias técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones de generación, transmisión y de los clientes para ser interconectados y operar en el SEN.
4	Exigencias mínimas para sistemas de información y comunicación	En este capítulo se definen las exigencias mínimas que deben cumplir los equipos de medición, y sistemas de información y comunicaciones que componen al sistema para garantizar una correcta operación.
5	Exigencias para estándares de seguridad y calidad de servicio	En este capítulo se definen las exigencias mínimas de seguridad y calidad de servicio del sistema interconectado (SI) para todas las condiciones de operación, considerando el SI operando en forma integrada o disgregado en islas.
6	Estudios para programación de la seguridad y calidad de servicio	En este capítulo se establecen los requerimientos de los estudios que debe realizar el CEN para llevar a cabo la programación y coordinación del sistema para garantizar la correcta operación del sistema con la información técnica de la red.

7	Gestión de la seguridad y calidad del servicio	En este capítulo se definen las gestiones que debe realizar el CEN para garantizar seguridad de la operación, contemplando el control de tensión y frecuencia ante cualquier condición de operación, incluyendo las maniobras que puede solicitar a los distintos coordinados.
8	Habilitación y monitoreo de instalaciones	En este capítulo se describen los mecanismos por los cuales el CEN puede llevar a cabo auditorías técnicas para supervisar el correcto funcionamiento de las instalaciones y coherencia con la información técnica utilizada para la realización de estudios y de la planificación de la operación.
9	Disposiciones transitorias	En este capítulo se establecen “las condiciones de aplicación y plazos particulares para aquellas exigencias incorporadas en la presente Norma Técnica que requieran ser implementadas gradualmente.”

En el contexto del robustecimiento de la red, es fundamental identificar los mecanismos a través de los cuales el CEN debe garantizar la operación segura del SEN, y planificar adecuadamente considerando los requerimientos asociados. La norma debe proporcionar las bases necesarias para facilitar el desarrollo del sistema, promoviendo una expansión eficiente de la transmisión y la incorporación o modificación de tecnologías que contribuyan a la estabilidad. Debido a ello, a continuación, se realiza un análisis de los artículos existentes en la NTSyCS asociados a dichos aspectos, contemplando las metodologías de la planificación, las exigencias de la operación, así como la participación de tecnologías flexibles en el control del SEN. En la Tabla 14 se describen los artículos relevantes de la NTSyCS, señalando su número y la relevancia de este. Cuando el texto en la columna “Descripción del artículo” se encuentra “entre comillas y en cursivas”, implica que es una copia textual del artículo. En caso contrario, es un resumen.

Tabla 14. Artículos relevantes presentes en la NTSyCS.

Descripción del artículo	Número de artículo en NTSyCS o Anexo	Relevancia
El artículo describe, de manera amplia, las funciones que debe cumplir el CEN para garantizar la seguridad del sistema, abarcando la programación y planificación de la operación, el control, la planificación, así como los estudios requeridos para el desarrollo y planificación de la red, entre otros.	2-3	Funciones del CEN en la operación del sistema.
<i>“Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio asociadas a la planificación y desarrollo del sistema interconectado, el CEN deberá: a) Desarrollar los estudios establecidos en el Capítulo 6 encomendados al Coordinador.”</i>	2-7	Obligaciones del CEN en la planificación del sistema.
<i>“Con el objeto de cumplir sus funciones de despacho y control, el CEN deberá supervisar y coordinar en Tiempo Real el cumplimiento de los programas de operación y coordinación realizados por éste, así como resolver las desviaciones que se presenten, a fin de preservar la seguridad instantánea de suministro y cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la norma técnica.”</i>	2-11	Obligaciones del CEN en el control y operación del sistema.

La relocalización, modificación y/o cambio del uso de alguna instalación del sistema debe respetar todos los requerimientos que debe cumplir un equipo nuevo en su nueva ubicación y/o con su nuevo uso.	3-3	Relocalización de instalaciones, aplicación para reconversión de CS.
Las ERV deberán contar con entradas en sus controladores para actuar en el control primario y secundario de frecuencia para cuando el CEN lo considere pertinente. <i>“Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán ser controlables dentro de su rango de potencia activa mínima y máxima disponible en cada momento. Adicionalmente, cuando lo solicite el CEN o cuando lo determine el CEN, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF, de acuerdo con su máxima generación de potencia activa disponible en cada momento.”</i>	3-6	Exigencia para que las ERV participen del control secundario de frecuencia cuando sea necesario.
Las ERV deben mantenerse conectadas al sistema durante cortocircuitos y aportar con corrientes de falla mientras la tensión en su punto de conexión permanezca fuera del rango permitido.	3-8	Requerimientos de <i>Fault Ride-Through</i> .
Todas las unidades de generación deben mantenerse conectadas al sistema durante desviaciones de frecuencia durante los tiempos mínimos establecidos, dependiendo del tipo de tecnología	3-10	Requerimientos de operación frente a desviaciones de frecuencia.
<i>“Los parques eólicos y fotovoltaicos de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] deberán tener un sistema de control que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador.”</i>	3-13	Requerimientos de control de tensión en ERV.
Los controladores de frecuencia/potencia de las ERV deben cumplir con los requerimientos de retardos, estatismos permanentes y bandas muertas establecidos en la norma técnica.	3-17	Requerimientos de controladores de frecuencia/potencia para ERV.
<i>“Los límites aplicables a la operación del sistema interconectado serán determinados en base a consideraciones técnicas y económicas debidamente justificadas, estas últimas entendidas como el compromiso entre los costos y beneficios obtenidos para el conjunto del sistema interconectado, conforme a los estándares de seguridad y calidad de servicio que se exigen en el presente Capítulo.”</i>	5-4	Exigencias para definir restricciones a la operación.
<i>“La planificación para el desarrollo del sistema interconectado deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, definido según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 32³⁷.”</i> <i>“En los estudios de planificación, la aplicación del Criterio N-1 solo podrá utilizar recursos EDAC, EDAG o ERAG supervisados por frecuencia o por tensión.”</i>	5-5	Exigencias para realizar estudios de planificación de la expansión.

³⁷ Criterio N-1: Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un SEP que garantiza que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SEP, provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

<p><i>“La planificación de la operación del sistema interconectado deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, en los términos definidos en el Artículo 5-7.”</i></p> <p><i>“Asimismo, el CEN coordinará la operación de las instalaciones del sistema interconectado de modo que se asegure en todo momento lo señalado en el inciso anterior, dando así cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la presente norma técnica.”</i></p>	5-6	Exigencias para realizar estudios de planificación de la operación.
<p><i>“La aplicación del Criterio N-1 que realice el CEN, deberá considerar en todos los estudios de programación de la operación establecidos en la norma técnica, que una Contingencia Simple pueda ser controlada sin que sus efectos se propaguen al resto de las instalaciones del sistema interconectado, mediante el uso de los Recursos Generales de Control de Contingencias³⁸, salvo los servicios complementarios de EDAG, ERAG o EDAC.”</i></p>	5-7	Exigencias para realizar estudios de planificación de la operación.
<p>En estado normal, la operación del sistema debe mantener los perfiles de tensión dentro del rango de valores admisibles para cada nivel de tensión indicados en el artículo.</p>	5-19	Requerimientos para la regulación de tensión en estado normal.
<p>En estado normal o de alerta, el operador podrá solicitar a los coordinados la conexión o desconexión, la operación o modificación de consignas de control de diversos dispositivos de la red para mantener las tensiones del sistema en sus rangos admisibles.</p>	5-20	Recursos para la regulación de tensión en estado normal y alerta.
<p>En estado de alerta, la operación del sistema debe mantener los perfiles de tensión dentro del rango de valores admisibles para cada nivel de tensión indicados en el artículo.</p>	5-23	Requerimientos para la regulación de tensión en estado de alerta.
<p><i>“En Estado Normal y frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple³⁹, el SI deberá mantenerse transitoriamente estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en islas eléctricas.”</i></p>	5-31	Requerimiento de desempeño dinámico frente a una contingencia simple.
<p>Los recursos que puede aplicar el CEN para mantener al sistema estable frente a contingencias dependerán de la severidad de ésta. Estos contemplan desde el uso de EDAC/EDAG, hasta de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias⁴⁰ según el grado de severidad de estas.</p>	5-32	Recursos disponibles para cumplir el artículo 5-31.

³⁸ Los Recursos Generales de Control de Contingencias corresponden a: (i) La inercia propia de las máquinas rotatorias, incluyendo volantes, (ii) reservas de control de frecuencia, (iii) reservas de potencia reactiva y el control de tensión, (iv) estabilizadores de sistemas de potencia, (v) EDAC, EDAC y ERAG, y (vi) los sistemas que en función de la evolución de variables del control del sistema, actúan sobre la generación, carga o la topología del sistema.

³⁹ En el artículo 1-7, el Coordinador define tres tipos de contingencias: simples, críticas y extremas; clasificándolas con grados de severidad crecientes desde el 1 al 9.

⁴⁰ Los Recursos Adicionales de Control de Contingencias son recursos adicionales definidos en el Plan de Defensa Contra Contingencias, y que se requieren para controlar una contingencia crítica o extrema sin que ésta se propague a las restantes instalaciones del sistema para evitar apagones parciales o totales.

La respuesta dinámica del sistema luego de una contingencia debe mantenerse dentro de un rango de valores y periodos de tiempo predeterminados, contemplando la frecuencia, tensión y tasas de amortiguamiento de potencia. Adicionalmente, se determina que la frecuencia debe ser controlada en primera instancia con los servicios de control de frecuencia, y en medida que sea necesario, deberán implementarse los EDAC, ERAG o sistemas de protección multiárea.	5-34 – 5-39	Requerimientos de recuperación dinámica (tensión, frecuencia y factor de amortiguación) para distintos tipos de contingencias.
En estado de emergencia, la operación del sistema debe mantener los perfiles de tensión dentro del rango de valores admisibles para cada nivel de tensión indicados en el artículo.	5-47, 5-48, 5-49	Requerimientos para control de tensión en estado de emergencia.
El CEN puede instruir la conexión o desconexión de diversos equipos, como bancos de condensadores, condensadores síncronos, generadores, incluso incluyendo líneas de transmisión y consumos del sistema.	5-48	Recursos disponibles para el control de tensión en estado de emergencia.
La tensión debe mantenerse dentro de los rangos de estado normal el 99% del tiempo, en base a mediciones periódicas en cada semana.	5-59, 5-60, 5-61	Evaluación del control de tensión.
La frecuencia se evalúa en cada hora, según el indicador FECF definido en el artículo 5-62, el que depende de las reservas asociadas al control de frecuencia.	5-62, 5-63, 5-64	Requerimientos de desempeño control de frecuencia, considerando acciones de control rápido de frecuencia.
<i>“El CEN podrá adoptar restricciones en el sistema de transmisión como medida de control preventivo para garantizar la seguridad y calidad de servicio ante diferentes estados del sistema interconectado, para el conjunto de Contingencias Simples definidas en el Artículo 5-32, a partir del Estudio de Restricciones en el sistema de transmisión que el CEN realice. Dicho estudio será actualizado al menos con una periodicidad anual.”</i>	6-28	Determinación de restricciones en el sistema de transmisión.
El estudio de restricciones del sistema de transmisión determinará las máximas potencias que se pueden transmitir por los enlaces que el CEN considere como críticos, de manera tal que se mantenga la estabilidad del sistema y respete los requerimientos dinámicos mencionados anteriormente.	6-29	Requerimientos y resultados del estudio de restricciones.
El estudio de restricciones debe considerar un horizonte de operación de 12 meses, incorporando las ampliaciones y expansiones del sistema durante el año vigente. Además, deben considerar los escenarios de operación más críticos, correspondientes a estados con máxima y mínima demanda, y las contingencias mencionadas en el artículo 5-32.	6-30, 6-31	Exigencias estudio de restricciones.
<i>“El Estudio para Análisis de Falla (EAF) que debe realizar el CEN, tiene por objeto analizar las contingencias en instalaciones de un Coordinado que produzca la interrupción de suministro en instalaciones de otros Coordinados y/o condiciones operativas que tengan como consecuencia la interrupción de suministro para así determinar las causas, consecuencias y medidas correctivas que eviten su repetición, a través del mantenimiento y administración de un registro de información y análisis.”</i>	6-37	Objetivos de los estudios para análisis de fallas.

<p><i>“La potencia transmitida por los enlaces HVDC, basados en conmutación natural, deberá ser compatible en todo momento con los niveles de cortocircuito en el lado de corriente alterna en ambos extremos del enlace. Para esto, se deberá prever que la razón efectiva de cortocircuito trifásico en la subestación de conexión (RECC) sea superior a 2,5 para todas las condiciones de despacho efectivas, tomando en cuenta el efecto de aumento de la impedancia equivalente de cortocircuito por el desplazamiento de generación no económica en el sistema importador.”</i></p>	<p>62 - Anexo Técnico Diseño de Instalaciones de Transmisión</p>	<p>Se determina nivel mínimo de robustez para conectar enlaces HVDC.</p>
<p>Los enlaces HVDC deben poseer la capacidad de modular la potencia activa en sus terminales, según las necesidades del sistema.</p>	<p>66 - Anexo Técnico Diseño de Instalaciones de Transmisión</p>	<p>Exigencia de control de frecuencia en enlaces HVDC.</p>
<p>Toda nueva instalación del SEN sea diseñada para soportar la máxima corriente de cortocircuito en su punto de conexión.</p>	<p>70 - Anexo Técnico Diseño de Instalaciones de Transmisión</p>	<p>Exigencia para el diseño de instalaciones y equipos.</p>

De la tabla anterior se puede desprender lo siguiente:

En cuanto a los aspectos de la planificación, la NTSyCS solo exige que los estudios de planificación deben llevarse a cabo considerando el criterio (N-1). Esto no contempla ninguna exigencia sobre qué aspectos deben ser considerados en la planificación del sistema, como por ejemplo garantizar niveles mínimos de inercia o de cortocircuito en el sistema en ciertas zonas del sistema. Este último sólo aplica para el caso de la interconexión de enlaces HVDC; cuyos puntos de conexión deben poseer un valor de RECC por sobre 2.5, y para las restricciones mínimas de inercia determinadas en los estudios de restricciones de la transmisión. Por otra parte, la norma permite la reconversión de GS a CS, siempre y cuando las nuevas unidades cumplan con todos los requerimientos que tendría una unidad nueva, lo que incluye estudios de impacto sistémico, de cortocircuito, de coordinación protecciones, entre otros mencionados en el anexo técnico [147].

En cuanto a aspectos de la operación, se exige que sistema se mantenga estable frente a una serie de contingencias, autorizando el uso de recursos adicionales para mantener la estabilidad del sistema a medida que la severidad de éstas incrementa. En este sentido, las exigencias le otorgan una flexibilidad a la operación del SEN al no imponer qué tipo de medidas deben ser implementadas mientras no se comprometa la estabilidad del sistema; respetando las restricciones del sistema de transmisión y los requerimientos de desempeño dinámico.

En cuanto a aspectos de control, la norma le entrega facultades amplias al CEN para mantener al sistema estable, sin exigir ninguna tecnología en particular para cumplir requerimientos en el control de tensión y frecuencia. Adicionalmente, se señalan ciertas exigencias que deben cumplir los controladores de ERV, sin generalizar a otro tipo de convertidores, tales como equipos BESS. Entre ellas se encuentran los requerimientos de *fault ride-through*, en los que imponen que las unidades se mantengan conectadas al sistema durante fallas y entreguen corrientes de cortocircuito para recuperar la tensión en sus puntos de conexión. Con respecto a la estabilidad de frecuencia, la norma sólo indica los requerimientos que deben

Medidas y tecnologías para la estabilización del SEN

cumplir los controladores que participen del control de frecuencia, más no se exige su participación de manera constante.

5.1.2. Norma Técnica de Servicios Complementarios

La NTSSCC se encarga de establecer las exigencias, metodologías, requerimientos de servicios, mecanismos de licitación o subasta, así como la evaluación y cumplimiento de estos al ser prestados al SEN. Mientras que la NTSyCS establece los requerimientos para mantener y desarrollar un sistema de manera segura, la NTSSCC permite habilitar y exigir servicios para ser utilizados en la operación y control del sistema. De manera análoga a la NTSyCS, en la Tabla 15 se presenta la descripción de los artículos más relevantes de la NTSSCC relacionadas a la incorporación de nuevas tecnologías, y las maneras en que estas pueden contribuir a la seguridad del sistema.

Tabla 15. Artículos relevantes NTSSCC.

Descripción del artículo	Número de artículo en NTSSCC	Relevancia
<p><i>“Anualmente, durante el mes de junio, y en base a lo establecido en la Resolución de servicios complementarios, el CEN elaborará y comunicará a los Coordinados el Informe de servicios complementarios, en el cual deberá señalar los Servicios Complementarios requeridos por el SEN junto con su calendarización respectiva y el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación.”</i></p> <p><i>“a) La cuantificación de los recursos técnicos necesarios para la operación segura, de calidad y más económica del Sistema Eléctrico, identificando los recursos disponibles en el sistema y aquellos nuevos recursos técnicos que deberán ser incorporados en el SEN.”</i></p> <p><i>“b) Tratándose de instalación en forma directa, indicar la Nueva Infraestructura que se deba instalar para la prestación de servicios complementarios y su vida útil, en caso de requerirse esta última, señalando el mantenimiento anual eficiente asociado a la infraestructura, según corresponda.”</i></p>	2-3	Publicación anual de requerimientos de servicios complementarios.
Las licitaciones o subastas deben ser realizadas sin ser vinculadas a una tecnología en particular.	2-9	Exigencia de considerar diversas tecnologías para la resolución de una problemática.
Los montos de reservas de control rápido y primario de frecuencia deben ser determinados en conjunto con las restricciones de inercia, y los límites de tasas de cambio de frecuencia admitidos en la NTSyCS.	3-14 3-15	Determinación de montos de reservas de control rápido y primario de frecuencia.
El CEN debe determinar un nivel mínimo de inercia requerida, sistémicos o zonales, para garantizar la estabilidad del sistema considerando las restricciones de las tasas de cambio de frecuencia y los montos de reserva determinados.	3-17 3-19	Determinación de niveles mínimos de inercia.

El estudio debe considerar la relación que existe entre los niveles de inercia y los requerimientos de reservas de respuesta rápida en frecuencia y de control primario.		
El estudio de control de tensión debe determinar los montos de reservas de potencia reactiva para garantizar que los perfiles de tensión se encuentren en los rangos establecidos. Para ello, el estudio debe determinar los montos de reserva, la localización de barras, respetar los requerimientos de recuperación dinámica y la identificación de potenciales problemáticas que puedan amenazar al sistema.	3-31 3-33	Determinación de requerimientos para el control de tensión.
El estudio debe contemplar el análisis de escenarios críticos, las ampliaciones del sistema de transmisión y las contingencias del artículo 5-32 de la NTSyCS que no clasifiquen como extremas.		

De manera general, la tabla anterior indica que la NTSSCC exige la realización de estudios anuales asociados a la necesidad de servicios complementarios en el sistema, incluyendo la determinación de reservas de potencia activa y reactiva. Para el caso de la frecuencia, el estudio determina los niveles mínimos de inercia con los que debe operar el sistema acorde a los montos de reserva determinados y las exigencias de ROCOF. En este sentido, la norma entrega la posibilidad de que las exigencias de inercia puedan ser flexibilizadas a través de servicios complementarios de control de frecuencia que no aportan necesariamente energía cinética rotacional al sistema, habilitando la participación de otras tecnologías. En efecto, si bien la incorporación de respuesta rápida en frecuencia o inercia virtual por parte de convertidores no aumenta los valores de la inercia sistémica convencional, si contribuye de manera sustancial a la respuesta dinámica del sistema. De esta manera, se abre la posibilidad a equipos de almacenamiento y ERV a participar en servicios sustitutos de la inercia del sistema. Por otra parte, los requerimientos para el control de tensión sólo hacen referencia a montos de reservas de potencia reactiva, sin considerar métricas más rígidas, como el nivel de cortocircuito o indicadores derivados de este.

5.2. Normas técnicas internacionales

En esta sección se analizan las normas técnicas de tres de las jurisdicciones presentadas en el Capítulo 3, correspondientes a Gran Bretaña, Australia y Norteamérica. Estos tres casos fueron escogidos debido a que destacaron significativamente en términos de desarrollo e implementación de soluciones flexibles para el fortalecimiento de sus sistemas, contemplando tecnologías como CS y GFM. A continuación, se introducen dichos análisis uno a uno, partiendo por el caso británico.

5.2.1. Norma técnica del sistema británico

El sistema británico está regido por la NETS SQSS⁴¹ [149], norma que determina los criterios y metodologías con las que se debe operar y planificar la red para garantizar la seguridad y calidad de suministro del sistema en su totalidad, considerando instalaciones *onshore* y *offshore*. En particular, los capítulos 4, 5 y 6 de la NETS SSQS hacen referencia a los criterios y exigencias que debe cumplir la

⁴¹ National Electrical Transmission System Security and Quality of Supply Standard

operación y planificación del sistema británico *onshore*. Los artículos más relevantes de estos capítulos se presentan en la Tabla 16.

Tabla 16. Artículos relevantes de la NETS SQSS para la operación y planificación del sistema británico.

Descripción del artículo	Número de artículo en NETS SQSS	Relevancia
<p>La capacidad de transmisión del sistema debe ser planificada a modo que se pueda garantizar durante operación normal que:</p> <ul style="list-style-type: none"> - No existan sobrecargas en equipos, considerando limitaciones técnicas y económicas, - Se respeten los rangos de tensiones admisibles para cada nivel de tensión, - El sistema se mantenga estable, - No existan oscilaciones sub-síncronas mal amortiguadas. 	4.5	Exigencias para la planificación del sistema.
<p>La capacidad de transmisión del sistema debe ser planificada de manera que éste sea capaz de soportar contingencias, tales como circuitos simples, equipos de compensación de reactivos, unidades generadoras, entre otros.</p>	4.6	Obligaciones del operador.
<p>Para la operación a lo largo del año, el operador debe identificar las condiciones a las que el sistema estará expuesto, considerando el pronóstico de demanda y los patrones de disponibilidad de la infraestructura, entre otros.</p> <p>El sistema debe ser capaz de soportar los eventos considerados como creíbles, así como a los requerimientos expuestos en 4.5</p>	4.7-4.8	Criterios a considerar para la operación y planificación.
<p>Para cumplir con los requerimientos de seguridad y capacidad de transmisión del sistema durante el año, el operador deberá incurrir en medidas operacionales económicamente justificadas para garantizar la seguridad del sistema. En caso de no alcanzarse a través de estos medios, el operador deberá incurrir en inversiones para incrementar la capacidad de transmisión del sistema</p>	4.10	Exigencias para el operador.
<p>El sistema debe ser operado de manera tal que soporte una serie de contingencias, asociadas a la salida intempestiva de circuitos de línea simples, equipos de compensación reactiva, y a la pérdida de la unidad de generación y/o de la carga más grande del sistema.</p> <p>Ante estas condiciones, el sistema debe garantizar que:</p> <ul style="list-style-type: none"> - No haya pérdida de capacidad de suministro, - La frecuencia se desvíe fuera de los rangos admisibles, - No se generen sobrecargas sobre elementos de la red, - La tensión se mantenga en los rangos admisibles para cada nivel de tensión, - El sistema sea estable, - No existan oscilaciones sub-síncronas mal amortiguadas. 	5.1-5.3	Exigencias para la operación del sistema.
<p>En periodos durante los cuales los riesgos de la operación son más altos, el operador está facultado de aplicar medidas que permitan mitigar este tipo de riesgos, como el incremento de reservas del</p>	5.6	Facultades del operador en condiciones anormales.

sistema, utilización de circuitos de transmisión dobles, o reducir transferencias de potencia a través de la red, entre otros.		
El operador deberá utilizar el <i>Frequency Risk and Control Report</i> para definir los eventos críticos creíbles ante los cuales el sistema debe estar preparado para afrontar. El reporte debe cuantificar el impacto de las contingencias, los beneficios de mantenerse resguardado frente a ellas y los costos que significan para la operación del sistema.	5.8 Anexo H	Exigencias para el control de frecuencia.
Las tensiones deben mantenerse en los rangos admisibles señalados para los distintos niveles de tensión y condiciones de operación respectivas; pre-falla y estado estacionario. Los rangos difieren según si deben ser aplicados para planificación u operación.	6	Exigencias de control de tensión.

Es importante destacar que la norma británica no menciona ninguna tecnología específica para el desarrollo de su sistema. Tanto la planificación como la operación deben garantizar la seguridad de la operación del sistema en régimen permanente y transitorio, superando una serie de contingencias creíbles respetando los criterios respectivos para cada uno. Se destaca la importancia de garantizar que ambos procesos no se encuentren expuestos a oscilaciones sub-sincrónicas. Por otra parte, el *Frequency Risk and Control Report* indica los niveles de inercia y montos de reservas requeridos por el sistema, contemplando posibles servicios complementarios para contener las desviaciones de frecuencia [150]. De esta manera, la norma habilita la participación de diferentes mecanismos y tecnologías para contribuir al control de frecuencia.

5.2.2. Norma técnica del sistema australiano

El sistema australiano se rige por la NER⁴² [151], publicada por la Comisión Australiana de Mercados de Energía (AEMC). Esta norma detalla los principios y procedimientos para la operación y planificación de su sistema, asegurando la confiabilidad, seguridad y eficiencia del suministro eléctrico. La NER aborda una variedad de aspectos, desde la conexión de instalaciones hasta la regulación de los mercados eléctricos, con el objetivo de promover la competencia y la transparencia en el sector energético australiano.

Debido al liderazgo de Australia en la aplicación de restricciones operacionales y la incorporación de nuevas tecnologías es que analizar sus requerimientos de seguridad, planificación y operación resultan relevantes para el desarrollo de proyectos enfocados en robustecer la red. Estos aspectos se presentan principalmente en los capítulos 4 y 5 de la NER, correspondiendo a la seguridad del sistema y a la planificación, respectivamente. A continuación, la Tabla 17 describe los artículos más relevantes asociados a la planificación y operación del sistema australiano:

⁴² *National Electricity Rules.*

Tabla 17. Artículos relevantes de la NER para la operación y planificación del sistema australiano.

Descripción del artículo	Número de artículo en NER	Relevancia
<p>El operador debe determinar los límites de operación del sistema que permitan garantizar su operación segura, contemplando:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pronósticos de demanda. - Límites de generación. - Restricciones de operación de corto plazo. - Requerimientos de servicios complementarios y de robustez, contemplando niveles de inercia mínimos. 	4.2.5	Obligaciones del operador.
<p>Los principios de la seguridad del sistema se definen, exigiendo que:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Los servicios de control de frecuencia deben estar disponibles para hacer frente a los eventos “protegidos” y reducir el riesgo de posibles eventos en cascada. - Se mantengan los servicios de partida en negro para restaurar la operación del sistema. - Se mantengan los niveles de inercia suficientes en cada subsistema según el reporte <i>Inertia requirements</i>. - Se mantengan los niveles de corrientes de cortocircuito mínimos según los requerimientos del <i>System strength requirements</i>. 	4.2.6	Exigencias para la operación segura.
<p>El sistema opera en un estado confiable cuando:</p> <ul style="list-style-type: none"> - El operador no desconecta ni planea desconectar ningún punto de carga. - No ocurren ni se planea la desconexión de carga en el sistema. 	4.2.7	Determinación de estado de operación confiable.
<p>Se enlistan las responsabilidades y facultades del operador para garantizar la seguridad de operación del sistema. En particular, se destacan:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Determinar los requerimientos de inercia por subsistemas y habilitar los servicios de inercia respectivos. - Determinar los requerimientos de fortaleza de red y habilitar los servicios respectivos. - Investigar y analizar las contingencias con impactos importantes en el sistema, e iniciar planes de acción para sobrellevar condiciones de riesgo. 	4.3.1	Se definen las responsabilidades y obligaciones del operador.
<p>El operador debe desarrollar pautas directrices para la estabilidad del sistema, en conjunto con los <i>Registered Participants</i>⁴³. Las pautas directrices publicadas deben detallar las políticas que rigen para mantener la operación del sistema en los límites estables permitidos. Los servicios de inercia y fortaleza de red deben mantenerse disponibles durante todo momento, según las cláusulas 5.20B.4 y 5.20C.3.</p>	4.3.4	Se define el rol de los proveedores de servicios.
<p>Se presentan las condiciones en las cuales el operador puede incurrir en la activación de servicios de inercia.</p>	4.4.4	Instrucciones para habilitar servicios de inercia.

⁴³ Se consideran como *Register Participants* a los actores que participen en alguna de las siguientes categorías: generadores, consumidores, prestadores de servicios, comercializadores, u otras entidades autorizadas por AEMC.

Se presentan las condiciones en las cuales el operador puede incurrir en la activación de servicios de fortaleza de red.	4.4.5	Instrucciones para habilitar servicios de fortaleza de red.
El operador debe determinar los niveles de cortocircuito de todas las barras del sistema para mantenerse operando de manera normal ante la ocurrencia de una contingencia creíble, con el fin de identificar posibles riesgos de daños de equipos y de niveles de fortaleza por debajo de los niveles admisibles determinados.	4.6.1	Monitoreo periódico de niveles de cortocircuito.
El operador debe publicar pautas directrices para la fortaleza de la red, considerando las metodologías utilizadas para el cálculo de niveles de cortocircuito, y cómo se determinan las condiciones anormales de fortaleza del sistema.	4.6.6	Pautas directrices para la fortaleza de red.
Toda unidad que desee interconectarse al sistema debe llevar a cabo estudios de impacto sobre la fortaleza de la red, siguiendo las pautas directivas respectivas ⁴⁴ . En caso de afectar al sistema, los propietarios deberán incurrir en medidas correctivas que permitan cumplir con los requerimientos del sistema, contemplando la instalación de nuevos equipos o el pago de servicios de fortaleza de red.	5.3.4B	Exigencias de fortaleza de red para la interconexión de unidades.
Cada proveedor de servicios de red debe realizar anualmente un análisis de la evolución del sistema, considerando pronósticos de demanda, las modificaciones que serán incorporadas a la red y los estudios de planificación; considerando reportes de fortaleza de red, de inercia y de servicios complementarios, entre otros.	5.12.1	Responsabilidades proveedores de servicios de red para la planificación.
Cada proveedor debe realizar un reporte basado en el análisis de la evolución del sistema (5.12.1). Este debe señalar diversas con, contemplando potenciales restricciones o indisponibilidades en la operación, posibles puntos de conexión en la infraestructura, posibles ampliaciones y efectos que podría tener su infraestructura sobre las restricciones de operación del sistema, entre otros.	5.12.2	Reporte anual de proveedores de infraestructura para la planificación de la transmisión.
El operador, en conjunto con los proveedores de servicios de transmisión, elaborarán o actualizarán un plan de expansión, considerando los reportes previos, las opciones de equipos y medidas correctivas disponibles, entre otros. Para ello, los proveedores de servicios de fortaleza de red también participarán, analizando posibles opciones creíbles ⁴⁵ de servicios, especificaciones técnicas y estándares para cualquier propuesta de esta naturaleza.	5.14.4	Elaboración de reporte conjunto para la planificación de la transmisión.
El operador deberá desarrollar y publicar anualmente, reportes asociados a las necesidades de servicios complementarios, requerimientos de inercia y de fortaleza de red para garantizar la seguridad del sistema.	5.20	Reportes de seguridad del sistema.

⁴⁴ Adicionalmente, las reglas de fortaleza de red de AEMC han impuesto dos restricciones de valores mínimos de SCR de 3.0. En caso de no cumplirse, los propietarios de dichas instalaciones pueden optar por dos posibles soluciones: (i) Incorporar equipos para aumentar la robustez en el punto de conexión, o bien (ii) pagar a proveedores de servicios de fortaleza de red para cumplir las exigencias.

⁴⁵ Se definen como opciones creíbles al conjunto de posibilidades (o grupos de posibilidades) que permiten resolver una necesidad identificada en el sistema, que son comercial y técnicamente factibles, y que pueden ser implementadas en los tiempos suficientes para satisfacer la necesidad en cuestión.

El operador deberá definir y delimitar subsistemas en la red para determinar los requerimientos de inercia en cada una de las regiones. Los niveles de inercia mínimo deben garantizar que la operación en isla de dichos subsistemas se mantenga estables.	5.20B.1, 5.20B2	Determinación de subsistemas para definir requerimientos de inercia.
El operador deberá identificar déficits de inercia en cada subsistema considerando los niveles mínimos determinados en 5.20B.2, los historiales de despacho y las proyecciones de la operación del sistema. En caso de presentarse un déficit, el operador deberá habilitar servicios de inercia para asegurar que el subsistema posea la inercia suficiente para las condiciones de riesgo identificadas.	5.20B.3, 5.20B.4	Habilitación de servicios de inercia.
El operador deberá definir de manera periódica requerimientos de fortaleza en ciertas barras del sistema, asociadas a niveles de cortocircuito mínimos, así como un pronóstico de sus niveles durante los próximos años.	5.20C.1	Determinación de niveles de cortocircuito mínimos.
Los requerimientos de fortaleza de red deberán ser publicados para habilitar que proveedores de servicios puedan desarrollar soluciones para hacer frente a las necesidades detectadas. Esta información deberá ser publicada en el reporte anual de planificación de la transmisión.	5.20C.3	Servicios de fortaleza de red.
El operador deberá publicar un plan integrado del sistema para lograr un desarrollo eficiente de la red y cubrir las necesidades de esta en un horizonte de 20 años. Para ello, se deben cumplir los estándares de confiabilidad, seguridad y requerimientos técnicos del sistema; así como los objetivos nacionales de reducción de emisiones y políticas energéticas del país.	5.22.2, 5.22.3	Plan de desarrollo del sistema.
El plan integrado del sistema debe identificar y proponer opciones de desarrollo para el sistema. En base a estudios cuantitativos, se deberá identificar las mejores opciones considerando las pautas de análisis de costos y beneficios. Adicionalmente, el plan puede identificar zonas con alto potencial renovable e incorporar diseños de expansión de la transmisión para aprovechar dichas zonas de manera eficiente.	5.22.6	Criterios a considerar en el desarrollo de la planificación.
Se definen las condiciones de operación del sistema y presentan los estándares de seguridad para mantener al sistema estable, considerando frecuencia, tensión y calidad de suministro.	S5.1	Estándares de seguridad del sistema.
Cada año, el operador deberá habilitar los servicios de fortaleza de red necesarios para garantizar la seguridad del sistema, con el fin de que se respeten los rangos de niveles de cortocircuito, y lograr que las tecnologías basadas en convertidores sean capaces de operar de manera estable en régimen permanente y durante eventos creíbles.	S5.1.14	Estándares para niveles de cortocircuito mínimos.

De manera general, la norma técnica australiana presenta una perspectiva amplia y detallada de los desafíos que enfrenta su sistema. En primer lugar, la NER exige explícitamente que la planificación se lleve a cabo considerando un horizonte de tiempo extendido, tomando en cuenta las políticas energéticas nacionales y los estándares de seguridad. Con lo anterior, se debe garantizar que el sistema sea robusto frente a una serie de contingencias. La planificación en el corto y mediano plazo se realiza de manera colaborativa, en donde los proveedores de servicios contribuyen con la identificación de problemáticas

futuras del sistema, contemplando los efectos de restricciones de operación del sistema. Por otra parte, se exige que el operador tome medidas en caso de detectar que una contingencia genere un impacto significativo en el sistema.

En cuanto a la robustez del sistema, la norma exige requerimientos explícitos para los niveles de inercia y de cortocircuito en la red. Para el primero, se designa la responsabilidad de determinar los montos de inercia mínimos por cada subsistema, así como de habilitar los servicios de inercia respectivos para garantizar que se cumplan los pisos mínimos exigidos. Es importante destacar que, hasta la fecha, estos servicios sólo son prestados por máquinas inerciales (i.e. generadores sincrónicos). Actualmente AEMO y AEMC se encuentran desarrollando modificaciones a las reglas de servicios de inercia y habilitar la participación de otras tecnologías, tales como respuesta rápida en frecuencia, inercia sintética, entre otros [152]. Se espera que las propuestas sean publicadas a fines del 2024. Por otra parte, los servicios de fortaleza de red se asocian esencialmente a la instalación de CS, o bien la operación de GS. La norma permite que, si una unidad se conecta al sistema y no cumple con los requerimientos de robustez, que este tenga la posibilidad compensar dicha falencia a través de dos medios: la instalación de equipos para incrementar la robustez, o pagar los costos asociados a que se presten estos servicios por otros medios, como por ejemplo el encendido de una máquina sincrónica.

5.2.3. Normas técnicas de NERC y ERCOT

La NERC⁴⁶ es una organización que promueve el desarrollo de estandarizaciones para los sistemas eléctricos de las redes interconectadas de Norteamérica, considerando los sistemas interconectados de Estados Unidos, ciertas provincias de Canadá e incluso parte de Baja California, México. De esta manera, los sistemas asociados están sujetos a las norma, requerimientos y medidas generales que se exponen en sus estándares de confiabilidad; a los que agregan las normas del operador o planificador de cada sistema.

Entre los distintos sistemas a gran escala presentes en Norteamérica, el sistema de Texas se caracteriza por mantenerse operando aislado, con pocas interconexiones al resto del continente. Debido a ello, se han caracterizado por innovar en el desarrollo de tecnologías y medidas operacionales en su sistema. Por ello, a continuación, se presentará la norma estándares de planificación de la NERC (TPL) [153], seguida de la guía de planificación (EPG⁴⁷) [154] y de operación (ENOG⁴⁸) [155] de ERCOT. De manera similar a los casos anteriores, a continuación, se presentan los artículos más relevantes de estas normas:

⁴⁶ North American Electric Reliability Corporation.

⁴⁷ ERCOT Planning Guide.

⁴⁸ ERCOT Nodal Operating Guide.

Tabla 18. Artículos relevantes de la TPL para la planificación de la NERC.

Descripción del artículo	Número de artículo en TPL	Relevancia
Cada planificador y operador de la transmisión deberá preparar un estudio de planificación de su sistema, considerando los reportes de años anteriores, y estudios en régimen permanente, de cortocircuito ⁴⁹ y análisis de estabilidad. Los estudios deben realizarse para el corto y largo plazo, considerando escenarios de demanda punta y media, así como una serie de contingencias; y análisis de sensibilidad para cada uno.	R2	Responsabilidades y requerimientos para la planificación.
En caso de que el sistema no sea capaz de soportar las contingencias analizadas en el estudio de planificación, se deberán incluir medidas correctivas para satisfacer las exigencias de la norma. Se incluyen: - Instalación, modificación o retiro de infraestructura de transmisión o generación. - Instalación, modificación o retiro de protecciones o esquemas de acciones remediales. - Instalación o modificación de esquemas de rechazo de generación. - Uso de otras aplicaciones o tecnologías. En caso de no lograr implementar las medidas en el tiempo requerido, el planificador tendrá permitido realizar desconexiones de carga y limitaciones en los servicios de transmisión. Bajo estas condiciones, este tipo de soluciones deberá ser revisada nuevamente durante el reporte del año siguiente.	R2.2.7	Exigencias para contingencias.
Los estudios de planificación en régimen permanente deben evaluar el impacto de eventos extremos en el sistema, así como identificar posibles acciones para mitigar las consecuencias sobre el sistema.	R3	Exigencias para estudios en régimen permanente.
Los estudios de estabilidad realizados en la planificación deben respetar ciertos requerimientos dinámicos mínimos según la severidad del evento ⁵⁰ , admitiendo o no la pérdida de sincronismo, de elementos de la transmisión y los amortiguamientos exigidos en la norma. En caso de detectarse que un evento extremo conduzca a una contingencia en cascada, se deberán proponer medidas correctivas para mitigar el impacto sobre el sistema.	R4	Exigencias de desempeño dinámico del sistema en estudios de estabilidad.
Cada planificador u operador del sistema debe documentar la metodología utilizada para identificar condiciones inestables en sus sistemas, tales como contingencias en cascada, inestabilidades de tensión o separación en islas no controladas.	R6, M6	Exigencia de metodología para estudios de estabilidad.

⁴⁹ En “*Essential Reliability Services Task Force Measures Framework Report*”, la NERC recomienda, adicionalmente, considerar la identificación de áreas débiles en base a los resultados de los estudios de cortocircuito, a través del cálculo del SCR.

⁵⁰ La NERC define una clasificación para la severidad de eventos, clasificándolos entre P0 y P7. Las condiciones P0 corresponden a la operación normal del sistema, P1 y P2 a fallas simples, y de P3 a P7 a fallas múltiples.

La norma de confiabilidad para la planificación de la NERC entrega requerimientos generales para la expansión de la transmisión, incluyendo planes de expansión para horizontes del corto y largo plazo. Los estudios realizados deben garantizar el cumplimiento de los desempeños estáticos y dinámicos del sistema ante contingencias críticas, así como el diseño de medidas correctivas en caso de detectarse alguna condición anormal para el sistema. En este sentido, la norma le otorga flexibilidad al operador para garantizar la seguridad del sistema, sin exigir ninguna solución tecnológica específica.

A continuación, se presentan las guías para la planificación y la operación de ERCOT:

Tabla 19. Artículos relevantes de la EPG para la planificación del sistema de Texas.

Descripción del artículo	Número de artículo en EPG	Relevancia
El operador realizará un estudio para el largo plazo en conjunto con los grupos de planificación regionales, de manera bianual, y revisado anualmente, identificando las necesidades para el sistema proyectado a 20 años. Las soluciones propuestas deben ser robustas para diversos escenarios operacionales, o bien más económicas que las decisiones tomadas para la planificación de corto plazo.	3.1.1.1	Planificación del sistema en el largo plazo.
El operador debe desarrollar un plan para la planificación de la transmisión en el corto plazo, considerando criterios de confiabilidad y económicos para los próximos 6 años. Considerando los proyectos previamente aprobados, las propuestas nuevas y existentes, se deberá garantizar que se cumplan los estándares de confiabilidad y eficiencia de la NERC.	3.1.1.2	Planificación del sistema en el corto plazo.
Los proyectos de transmisión son categorizados como proyectos de confiabilidad y económicos. Los proyectos de confiabilidad son evaluados únicamente considerando los costos de capital relativos de las alternativas.	3.1.3.1, 3.1.3.2	Consideraciones según el tipo de proyecto.
Para efecto de los análisis de planificación, el sistema debe mantenerse operando estable frente a una serie de contingencias y sin requerir la desconexión de carga. En caso de presentarse una condición con un desempeño deficiente, y que esta no pueda ser resuelta en el tiempo requerido, se deberán implementar esquemas de acciones remediales.	4.1.1.2	Criterios de desempeño de confiabilidad.
Para efecto de los análisis de planificación, se debe garantizar que las tensiones pre- y post-contingencia, en régimen permanente, se encuentren en los rangos admisibles para el tipo de contingencia analizada. Adicionalmente, se deben respetar los límites de tensiones transitorias y los amortiguamientos exigidos en la norma.	4.1.1.4, 4.1.1.5, 4.1.1.6	Requerimientos de desempeño dinámico del sistema para la planificación.

Tabla 20. Artículos relevantes de la ENOG para la operación del sistema de Texas.

Descripción del artículo	Número de artículo en ENOG	Relevancia
Se presentan las responsabilidades del operador para garantizar la seguridad del sistema (considerando los estudios de confiabilidad respectivos), operar los mercados de servicios complementarios, entre otros.	2.1	Responsabilidades del operador en la planificación de la operación.
El sistema debe ser operado respetando los límites técnicos establecidos, los que deben ser coherentes con los utilizados para la planificación, y la programación de la operación. Frente a una contingencia simple, se debe garantizar que el sistema no presente separaciones no controladas, sobrecarga de circuitos por arriba de los límites en condiciones de emergencia, tensiones fuera de las bandas permitidas ni desprendimiento de cargas.	2.2.2	Criterios de seguridad en la operación.
El operador debe priorizar la utilización de cargas con respuesta en frecuencia por sobre los servicios complementarios de regulación de frecuencia.	2.2.4	Exigencia para el control de frecuencia.
Se definen los servicios complementarios requeridos por el operador, contemplando el control de frecuencia y tensión, partida en negro y la operación forzada de unidades para garantizar la confiabilidad del sistema. Entre ellas, se distinguen secciones específicas para respuesta rápida en frecuencia por convertidores y otras tecnologías, así como de reservas en tecnologías sin partes rotatorias.	2.3	Definición de servicios complementarios.
Presenta los requerimientos que deben cumplir las tecnologías para ser habilitadas como participantes de los servicios complementarios respectivos.	2.3.1.2	Exigencias para ciertas tecnologías participar en servicios complementarios.
Los recursos de generación y almacenamiento distribuidos en la red, así como enlaces HVDC deben mantenerse conectados al sistema durante excursiones de frecuencia durante los tiempos señalados para cada banda de frecuencia.	2.6.2, 2.6.3	Exigencias de <i>Frequency Ride-Through</i> .
El operador debe garantizar, en tiempo real, que la tensión en todas las barras del sistema se encuentre en los rangos definidos según sus niveles de tensión, salvo los equipos que están autorizados para operar por sobre los límites normales.	2.7.3	Requerimientos para el control de tensión.
En caso de detectarse una desviación de tensión en el sistema, el operador está facultado de realizar modificaciones a las condiciones de operación, pudiendo modificar las consignas, activar equipos de compensación de reactivos, modificar el despacho, entre otros.	2.7.3.2	Facultades del operador para controlar tensión.
Los recursos de generación y almacenamiento del sistema deben mantenerse conectados durante excursiones de tensión por fuera de las bandas admisibles durante los tiempos determinados. También deberán mantenerse inyectando potencia reactiva al sistema; salvo que se vean limitadas debido a que se encuentren prestando soporte de potencia para la frecuencia.	2.9	Exigencias de <i>Voltage Ride-Through</i> .

Al considerar los artículos mencionados en las dos tablas anteriores, es posible notar que las normas de planificación y operación de ERCOT siguen los alineamientos propuestos por la NERC, pero con más detalles. Respecto a la planificación, se exigen periodicidades para la proyección de la expansión del sistema. En dichos estudios, se debe garantizar que el sistema se mantenga estable y que cumpla los requerimientos de recuperación dinámica exigidos por la norma ante una serie de contingencias creíbles. Por otra parte, es relevante mencionar la distinción en la evaluación de proyectos según su enfoque en el desarrollo del sistema, los cuales se pueden categorizar en económicos y de confiabilidad. En el caso de que sea posible formular el impacto del proyecto sobre el sistema mediante un despacho económico con restricciones de seguridad, el proyecto clasifica como económico. En el caso contrario, se trata de un proyecto de confiabilidad. Esto se realiza debido a que su impacto no es cuantificable de manera simple, por lo tanto, su comparación debe ser realizada considerando los costos de capital relativos para su implementación para proyectos de la misma naturaleza.

En cuanto a la operación del sistema, la norma entrega indicaciones claras acerca de las condiciones que deben cumplir las tecnologías para participar en los servicios complementarios del sistema. Es importante destacar que ERCOT define diferentes categorías de servicios para la contención de la frecuencia, e **incluso prioriza la utilización de control sobre las cargas** para minimizar la utilización de otros recursos. En este sentido, se observa que el sistema está adaptado para integrar otras soluciones que tengan las mismas capacidades para prestar apoyo a la estabilidad de frecuencia.

5.3. Discusión comparativa de normas técnicas

De la revisión nacional e internacional de las normas técnicas, es posible destacar algunos aspectos relevantes para este proyecto. A continuación, se resaltan estos aspectos, separándolos en los ámbitos de planificación y operación.

En lo que respecta a la planificación, un aspecto interesante que se observa en la experiencia internacional es que la normativa australiana exige la identificación de déficits proyectados en los requerimientos de inercia y cortocircuito, los cuales deben ser evaluados para el robustecimiento de la red. Esto permite anticiparse a las necesidades de robustecimiento y, potencialmente, determinar un portafolio óptimo de inversiones tecnológicas que integren múltiples propósitos u objetivos, proporcionando una perspectiva más global y holística del problema de planificación.

En cuanto a la operación de SEP, los lineamientos generales en todas las normas examinadas requieren que los sistemas cuenten con recursos para mantener la estabilidad ante diferentes contingencias. Esto se logra a través de la habilitación de servicios complementarios y esquemas de acciones remediales. En los casos de Australia, el Reino Unido y ERCOT, se observa la coexistencia de servicios complementarios de inercia y respuesta rápida de frecuencia, siendo esta última la que permite que nuevas tecnologías de control compitan contra tecnologías convencionales que estabilizan el sistema frente a desbalances de potencia activa, mediante la provisión de inercia.

En el caso australiano, la normativa establece la habilitación de servicios de fortaleza de red para cumplir con las métricas impuestas. Si bien estos servicios están restringidos a la utilización de máquinas sincrónicas, se están diseñando nuevos mecanismos que permitan incluir tecnologías que también pueden contribuir a la fortaleza del sistema, como convertidores GFM, STATCOM, entre otros. Esto está modificando el paradigma tradicional de operación de un sistema eléctrico, replanteando los requerimientos de robustez.

En este sentido, se recomienda que en Chile se desarrollen, tanto para la planificación como para la operación, mecanismos que permitan el robustecimiento de la red mediante un portafolio eficiente de tecnologías, más allá del uso de máquinas sincrónicas, y que no discrimine injustificadamente contra tecnologías que podrían ser más eficientes en la estabilización de la red, pero que utilizan soluciones diferentes a las convencionales. Esto es, mantenerse con una visión agnóstica a las soluciones tecnológicas que se deban implementar. Esto es de crucial importancia y debe ser considerado en el diseño de mercados y mecanismos de seguridad en el futuro, para promover una transición energética eficiente y confiable.

Para hacer efectivos los mecanismos señalados en el párrafo anterior, se propone realizar modificaciones normativas consistentes en definir normas que fomenten (con el adecuado financiamiento) una mayor proactividad en investigación y desarrollo por parte del CEN. Con ello, se busca catalizar la integración de tecnologías nuevas, que puedan contribuir en el proceso de descarbonización. El objetivo de estas modificaciones es mantenerse a la vanguardia tecnológica en cuanto a infraestructura eléctrica, para aprovechar al máximo los recursos disponibles en Chile.

6. Proceso de licitación para proveer servicios complementarios de control de tensión

A partir de los estudios señalados en la Tabla 3 del capítulo 4, la empresa DlgSILENT GmbH concluyó que para el año 2025 existirá un déficit de potencia de cortocircuito (CC) en ciertas áreas del SEN, particularmente en el Norte Grande. Estos estudios fueron utilizados como insumo para el Informe de Servicios Complementarios 2023 (ISSCC 2023) [156]. En dicho informe, el CEN señaló que comparte la conclusión sobre la necesidad de incorporar nuevas instalaciones para la provisión de potencia de CC, a fin de garantizar la operación segura del SEN en las zonas críticas. En ese contexto, el CEN inició el proceso “licitación pública internacional para proveer servicios complementarios de control de tensión”, el cual será analizado en este capítulo.

En cuanto a la tecnología considerada en el proceso de licitación, es importante aclarar que las bases restringen las ofertas a solo un tipo de tecnología para proveer el servicio de control de tensión, los condensadores sincrónicos. Esto incluye dos alternativas: la construcción de condensadores sincrónicos o la reconversión de centrales térmicas existentes para su operación como condensadores sincrónicos. Esto se debe a que, según se señala en las bases de la licitación, es la única tecnología existente en el mercado que cumple con las condiciones para proveer el requerimiento de potencia de cortocircuito. Debido a lo anterior, las bases descartan la posibilidad de ofertar equipos en base a electrónica de potencia con tecnología GFM en la licitación.

En concreto, en este capítulo se realiza una revisión de las bases de la licitación, para luego plantear una discusión y crítica constructiva del proceso, con énfasis en aspectos técnicos a nivel sistémico y los aspectos económicos más relevantes. En la sección 6.1 se presenta una descripción del proceso de licitación, en particular, se revisan aspectos como las bases que rigen el proceso y los requerimientos técnicos de las ofertas (a nivel sistémico). Luego, en la sección 6.2 se explican algunos conceptos claves de la licitación, como los mecanismos de pago para la energía consumida por las nuevas unidades y el mecanismo de adjudicación. En la sección 6.3 se presenta el análisis y discusión de los aspectos más relevantes. Finalmente, en la sección 6.4 se revisan los resultados del proceso de licitación y se discuten algunos elementos clave respecto a este.

6.1. Descripción del proceso de licitación

El producto licitado corresponde al servicio complementario de control de tensión para proveer potencia de cortocircuito (CC), requerida a partir del año 2025. Este servicio complementario debe ser suministrado mediante la instalación condensadores síncronos. En particular, se licitó un aumento en la potencia de CC en 4 barras de la zona norte del SEN (Barras ISSCC).

Tabla 21: Barras ISSCC con su respectivo aumento requerido de potencia de CC

Nombre SE	Potencia de CC Requerida [MVA]
Ana María 220 kV	2.774
Nueva Chuquicamata 220 kV	543
Likanantai 220 kV	1.773
Illapa 220 kV	1.728

Si bien, en la Tabla 21 se definieron requerimientos para 4 subestaciones específicas, los oferentes pueden proponer proyectos que se conecten en otras subestaciones. Esto incluye subestaciones nacionales, zonales o dedicadas, e incluso se contempla la ampliación o construcción de nuevas subestaciones.

El proceso de licitación promovido por el CEN se desarrolló a partir de las bases, publicadas de acuerdo con lo establecido en el Artículo 42 del DS113 (Reglamento de Servicios Complementarios): **Bases administrativas generales, Bases técnicas y funcionales, y Bases de ejecución.** Uno de los principales elementos de las bases técnicas y funcionales es la definición de los requerimientos sobre los CS. En primer lugar, es importante mencionar que, si bien se permiten ofertas en barras distintas a las 4 “Barras ISSCC”, se exige que estas ofertas se encuentren eléctricamente cercanas. Para ello se define la zona de influencia (Figura 4), que corresponde al conjunto de barras con factor de efectividad⁵¹ mayor o igual a 40% en alguna de las Barras ISSCC, para un aporte de cortocircuito de 500 MVA. Además, es importante señalar que solo se aceptarán proyectos conectados en barras de tensión mayor o igual a 110 kV. Finalmente, se presentan los márgenes permitidos de aporte de cortocircuito para los CS nuevos, por un lado, se tiene que cada proyecto no puede superar los 2.000 MVA en ninguna de las Barras ISSCC, y por el otro lado, se tiene que el aporte mínimo de cortocircuito debe ser mayor o igual a 500 MVA en al menos una de las cuatro Barras ISSCC.

⁵¹ Los factores de efectividad se definen en la licitación para representar el aporte en corrientes de CC de un CS conectado en una barra cualquiera, sobre las Barras ISSCC. De esta manera, un CS tendrá un factor de efectividad de 100% sobre una Barra ISSCC si está conectado a ella, e irá disminuyendo a medida que aumenta su distancia eléctrica respecto a dicha barra. La definición matemática de los factores de efectividad se muestra en la sección 6.3.2.

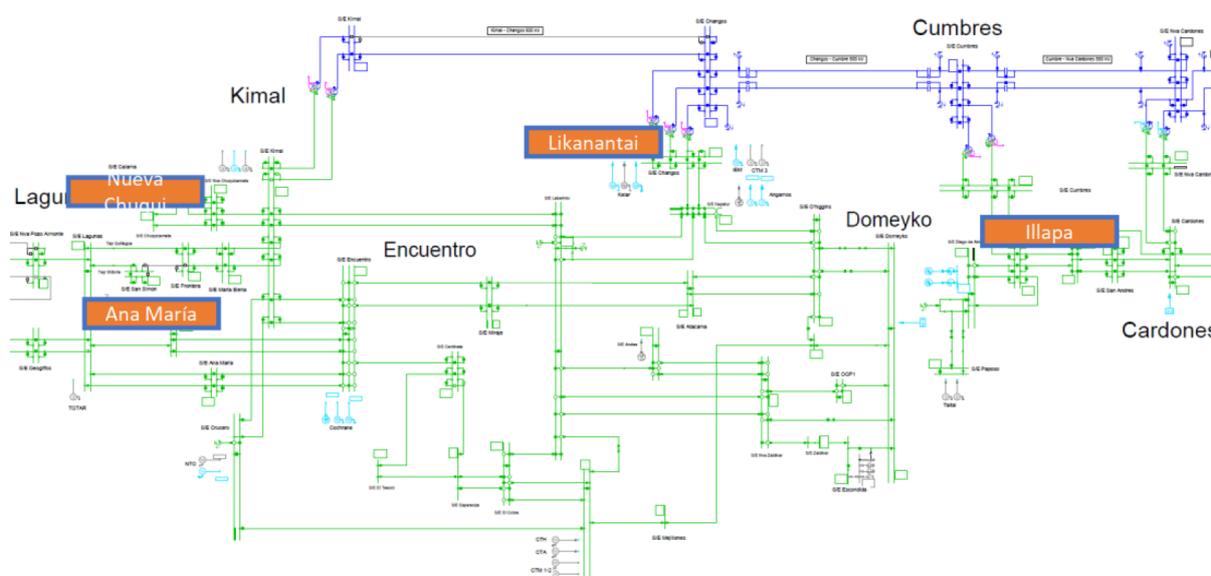


Figura 4. Área de influencia.

6.2. Conceptos clave para la licitación

En la sección anterior, se presentaron de manera general los principales aspectos del proceso de licitación, sin embargo, no se ahondó en aspectos más específicos. En ese contexto, en esta sección se profundizan ciertos aspectos relevantes para la discusión posterior, tales como la forma definida para calcular el costo total de cada oferta, los factores de efectividad y el mecanismo de adjudicación.

6.2.1. Costo total de la oferta

Según lo indicado en las Bases Administrativas Generales (BAG) del proceso de licitación, cada oferta económica deberá informar su respectivo Valor Anualizado por Servicio Complementario (VASC) y Valor Anualizado de la Construcción del Punto de Conexión (VAPC). Estos valores serán utilizados para calcular el costo total del proyecto, el cual se estructura de la siguiente forma:

$$\text{Costo Total} = \underbrace{\text{VASC} + \text{VAPC}}_{\text{Valores ofertados}} + \underbrace{\text{CE}}_{\text{Calculado por CEN}}$$

- VASC: Corresponde a la suma del AVI (Anualidad del Valor de Inversión) y el COMA (Costo de Operación, Mantenimiento y Administración) del proyecto. Se indica que el COMA calculado no debe considerar el costo de las pérdidas de energía operacional del proyecto.
- VAPC: Corresponde a la suma entre el AVI y el COMA, asociado al desarrollo de la obra del punto de conexión en los términos que establece el artículo 102 de la LGSE.
- Costo de Energía (CE): Su valor es determinado por el CEN y corresponde al costo anual de energía asociado a las pérdidas operacionales de los condensadores síncronos. Este costo se determina a

partir de los costos marginales (CMg) proyectados por el CEN para el periodo 2024-2043 [160] y en función de las pérdidas informadas por quien realiza la oferta. Para obtenerlo, el CEN simula una operación homogénea para todos los condensadores ofertados, luego se calcula una proyección de los CMg para cada punto de conexión, para finalmente determinar el costo de la energía [157].

6.2.2. Factores de efectividad

El factor de efectividad (FE) para un proyecto, se definió en las bases como la relación entre su contribución a la potencia de cortocircuito en las barras con requerimientos y la potencia de cortocircuito en su barra de conexión, ambas ante un cortocircuito trifásico. Este factor, se calcula a través de la siguiente metodología:

- a) Se utilizó la base de DigSILENT con la que se determinaron los requerimientos.
- b) Se calculó el cortocircuito trifásico con el método completo⁵² en las Barras ISSCC.
- c) Se eligió una barra dentro de las barras de 110, 220 y 500 kV que estén dentro de la zona de influencia.
- d) En la barra elegida se conectan proyectos de distinta capacidad de potencia de CC.
- e) Se repitió el cálculo del punto 2.
- f) Con la resta de los valores encontrados en los puntos 5 y 2, se determina el aporte adicional a la potencia de CC que un solo proyecto hace a las Barras ISSCC.
- g) Finalmente, el factor de efectividad para un proyecto conectado en una determinada barra del SEN se calculó de la siguiente manera:

$$factor\ efectividad = (S_{cc_Barra\ I/Barra\ J}) / (S_{cc_Barra\ J})$$

Dónde:

- $S_{cc_Barra\ I/Barra\ J}$: potencia adicional de cortocircuito en la *Barra I* aportada por el proyecto conectado en la Barra J, ante un cortocircuito trifásico en la Barra I.
- $S_{cc_Barra\ J}$: potencia de cortocircuito aportada por el proyecto conectado en su Barra J ante un cortocircuito trifásico en la Barra J. Corresponde a la potencia de cortocircuito del proyecto.

6.2.3. Mecanismo de adjudicación

Para esta licitación, se estableció un mecanismo para escoger la mejor combinación que satisfaga los requerimientos de potencia entre todas las obras propuestas. Este proceso contempla dos escenarios posibles. En el primer escenario, denominado adjudicación total, se evalúa si al menos una combinación de ofertas cumple con el 100% o más del requerimiento de potencia de cortocircuito adicional en las cuatro Barras ISSCC, y si el costo asociado es igual o menor al valor máximo definido por la CNE. En este

⁵² El método completo, se utiliza para realizar estudios de cortocircuito en modelos de red maduros donde se dispone de datos operacionales detallados. Se calcula mediante la superposición de los resultados de un flujo de carga en operación normal con los resultados del sistema en estado de falla. Gracias a ello, este método proporciona resultados más precisos al considerar la carga previa a la falla del sistema.

caso, se seleccionará la combinación que presente el menor costo total. El segundo escenario, denominado adjudicación parcial, se aplica cuando ninguna combinación de ofertas logra cumplir con el 100% del requerimiento de potencia de cortocircuito. En esta situación, se seleccionará la combinación de ofertas que cubra el mayor porcentaje del requerimiento, siempre y cuando el costo total esté dentro del valor máximo establecido.

Para definir la oferta ganadora, se diseñó un algoritmo que prueba todas las combinaciones de ofertas posibles, cuyo proceso se describe a continuación:

1. Se cargan los datos de entrada, donde cada oferta contendrá:
 - a. Nombre del proyecto.
 - b. Potencia de cortocircuito del proyecto en su punto de conexión.
 - c. Costo total del proyecto⁵³.
 - d. Barra de conexión.
2. Mediante el uso de factores de efectividad, se calcula la potencia de cortocircuito que cada proyecto aportaría a las 4 Barras ISSCC, obteniendo así una matriz de aportes.
3. Se crean combinaciones de ofertas, con un máximo de 9 elementos y se calcula el aporte del portafolio en todo el sistema. Para cada combinación se calcula su grado de cumplimiento mediante la siguiente expresión:

$$\text{Grado de cumplimiento} = \text{mínimo} \left(\frac{\text{Aporte en la barra}_k}{\text{Requerimiento de la barra}_k} \right) \cdot 100\%$$

Donde el subíndice k hace referencia a las Barras ISSCC

4. Se eliminan las combinaciones que superen el costo máximo, el cual varía dependiendo si se realiza una adjudicación total o parcial. Este valor es de carácter reservado y solo se revelará al momento de las aperturas económicas
 - a. Para el caso de una adjudicación total, el costo máximo tomará el 100% del mismo.
 - b. En caso de una adjudicación parcial, el costo máximo se pondera por un valor en función del grado de cumplimiento, los cuales fueron publicados durante la apertura de las ofertas económicas e indicados en la Tabla 22. Para otros grados de cumplimiento se realiza una interpolación lineal entre los valores intermedios.

⁵³ El costo total corresponde a los valores declarados en la oferta más el costo de energía calculado por el CEN (Ver sección 6.2.1)

Tabla 22: Ponderadores de valor máximo según grado de cumplimiento

Grado de Cumplimiento	Ponderador de Valor Máximo
0%	0
10%	0,305
30%	0,548
45%	0,695
70%	0,857
100%	1

5. Se eliminan las combinaciones de ofertas que no cumplan los requisitos de potencia de cortocircuito en todas las Barras ISSCC, es decir, se descartan las combinaciones que posean un grado de cumplimiento menor al 100%. En caso de que ninguna de las combinaciones satisfaga los requisitos, se procederá a una adjudicación parcial.

Al ejecutarse una adjudicación parcial, se disminuyen los requisitos de potencia en todas las barras de forma proporcional, lo cual es equivalente a filtrar mediante un grado de cumplimiento menor al 100%. El Coordinador iterará sobre este punto, disminuyendo el requerimiento hasta obtener una combinación que satisfaga los requisitos.

6. Se filtran las combinaciones que superen la cantidad de posiciones máximas disponibles por barra de conexión.
7. Luego de que todas las combinaciones pasan por los filtros anteriores se selecciona la que posea menor costo, existiendo un mecanismo para decidir ante empates.

6.3. Análisis y discusión del proceso de licitación

6.3.1. Limitación de opciones tecnológicas

Tal como se mencionó en las secciones precedentes, en esta licitación solo se consideraron soluciones basadas en CS, descartando la posibilidad de incorporar GFM. El argumento utilizado para excluir la tecnología GFM se basa en la falta de madurez y desarrollo comercial. Sin embargo, existen experiencias y proyectos piloto, como los mencionados en la sección 4.3.3, que demuestran la viabilidad y efectividad de esta tecnología en SEP reales. Estos proyectos han mostrado que la tecnología GFM puede operar de manera confiable y efectiva, contribuyendo a la estabilidad y resiliencia de la red eléctrica.

Por lo tanto, la experiencia internacional ha demostrado que es posible realizar soluciones en base a tecnologías GFM. Más aún, en el Reino Unido existen licitaciones donde se aceptan ofertas de ambos tipos de tecnología [161]. En este contexto, licitaciones abiertas bien diseñadas permitirían encontrar un portafolio tecnológico óptimo que facilite el suministro de los servicios deseados por el CEN. Si se desea limitar la entrada de una determinada tecnología para reducir exposiciones a riesgos considerados altos, es posible definir un límite superior de aceptación. Este límite debe ser razonable, es decir, debe permitir

la entrada de un volumen de nuevos equipos que permita al CEN innovar y experimentar gradualmente en etapas tempranas de desarrollo, y, al mismo tiempo, evitar una entrada masiva para no elevar los riesgos asociados al aprendizaje en la operación de estos equipos.

Finalmente, es importante recordar que la tecnología GFM no requiere un punto de conexión robusto, lo que significa que puede contribuir a mantener la estabilidad de tensión sin aumentar significativamente los niveles de robustez [162]. En este contexto, para incluir esta tecnología en el proceso de licitación, sería necesario redefinir el mecanismo de adjudicación, de manera que su objetivo sea mantener la estabilidad de tensión en la red y no necesariamente incrementar la potencia de cortocircuito. Es decir, no es suficiente ampliar las tecnologías permitidas en la licitación, sino que resulta fundamental actualizar las bases de licitación considerando los hallazgos más recientes. De esta forma, se podría realizar una adjudicación más eficiente, ya que, se apuntaría directamente al propósito real de la licitación.

6.3.2. Precisión de los factores de efectividad

El mecanismo de adjudicación descrito en la sección 6.2.3 utiliza los factores de efectividad definidos en las bases de licitación, que se comentaron en la sección 6.2.2 de este informe. A través de los factores se estima el aporte en potencias de CC que realizaría cada proyecto ofertado sobre las Barras ISSCC. Luego, a partir de esta estimación se realiza una suma lineal para cuantificar el aporte total de un portafolio de proyectos, es decir, se asume que es posible calcular el aporte total de un portafolio de CS mediante la superposición lineal de los aportes individuales; sin embargo, este supuesto no se valida para todas las posibles soluciones y, en ciertos casos, puede conducir a resultados subóptimos.

De hecho, se observó que **al utilizar el algoritmo de adjudicación, existe un riesgo de sobreestimar la potencia de CC de los proyectos ofertados**. En especial, este riesgo se presentaría en el caso de que dos ofertas tengan planificado conectarse en el mismo punto de la red. Si ello ocurriera, el método de factores de efectividad podría tener dos efectos indeseados: por un lado, se estaría sobre remunerando el servicio complementario a ciertas unidades, y por el otro, se estaría asumiendo un nivel de potencia de CC sobreestimado en las barras de CC. A continuación, se expone la metodología para llegar a dicha conclusión.

- i. Se utiliza la base de datos en DlgSILENT empleada en el estudio [4]. En particular se utiliza el escenario de inercia mínima de día, debido a que representa un *worst case* en términos fortaleza de red.
- ii. Luego, se toma como referencia una barra de la S/E Pozo Almonte, ubicada en el Norte Grande. Se elige esta barra debido a que corresponde a una de las barras más débiles para el escenario de estudio considerado.
- iii. Se calcula la potencia de falla frente a un CC trifásico a tierra en la barra de referencia, con lo que se obtiene la potencia de CC del caso base.
- iv. Luego, se modelan los 10 CS que se muestran en la Figura 4.



Figura 5. Localización de la barra de referencia y los CS modelados para el análisis de los factores de efectividad.

- v. Se pone en servicio cada CS por separado y se calcula la potencia de CC en la barra de referencia.
- vi. Se resta la potencia de CC para cada CS menos la potencia del caso base para calcular el aporte individual de cada CS.

Tabla 23: Potencia de CC en S/E Pozo Almonte para el caso base y para los escenarios con CS.

Escenario	Potencia de CC [MVA]	Aporte individual [MVA]
Caso Base	1.021,51	0
Caso Base + CS1	1.033,56	12,05
Caso Base + CS2	1.054,16	32,65
Caso Base + CS3	1.026,08	4,57
Caso Base + CS4	1.028,14	6,63
Caso Base + CS5	1.025,69	4,18
Caso Base + CS6	1.027,11	5,6
Caso Base + CS7	1.036,21	14,7
Caso Base + CS8	1.029,84	8,33
Caso Base + CS9	1.035,81	14,3
Caso Base + CS10	1.029,96	8,45

- vii. Luego, de la misma manera se calcula el aporte adicional de todas las combinaciones posibles de dos CS operando en simultáneo. Con ello, se obtiene la tabla del Anexo 1.
- viii. Por simplicidad, en la Tabla 24 solo se muestra el error de estimación asumido al utilizar superposición lineal. Este error se obtiene de la siguiente manera:

$$error = \left(\frac{aporte\ real - aprobe\ aproximado}{aporte\ real} \right) \cdot 100\%$$

Donde el aporte real corresponde al aporte calculado mediante DigSILENT, considerando que ambos CS de cada combinación se encuentran en servicio. Por otro lado, el aporte aproximado corresponde al calculado mediante la suma lineal, tal como se realiza en el mecanismo de adjudicación. Cada uno de los porcentajes que se muestran en la tabla, corresponden al cálculo de las potencias de CC de los CS identificados en los nombres de fila y columna respectivos. Finalmente, cabe aclarar que estos últimos hacen referencia a los CS identificados en la Figura 5 de la página 73.

Tabla 24: Error de aproximación al asumir superposición lineal.

CS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2	0%		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3	0%	0%		-25%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
4	0%	0%	-25%		-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
5	0%	0%	-1%	-1%		-36%	-18%	-25%	-19%	-24%
6	0%	0%	-1%	-1%	-36%		-6%	-5%	-6%	-5%
7	0%	0%	-1%	-1%	-18%	-6%		-8%	-11%	-8%
8	0%	0%	-1%	-1%	-25%	-5%	-8%		-8%	-6%
9	0%	0%	-1%	-1%	-19%	-6%	-11%	-8%		-8%
10	0%	0%	-1%	-1%	-24%	-5%	-8%	-6%	-8%	

Al analizar la Tabla 24, se observa que existen casos donde el error es de 0%, lo que significa que la aproximación considerada en la licitación es equivalente a lo que se obtiene al modelar el escenario con ambos CS y calcular la potencia de CC. Sin embargo, también existen casos donde esta diferencia es significativa, los cuales se identifican en la tabla con una escala de rojos. Al analizar los casos de mayor error, respecto a su localización en el SEN (Figura 5), se observa que este error es significativo cuando ambos CS se conectan en el mismo punto de la red, o a una distancia eléctrica pequeña.

6.3.3. Mecanismo de adjudicación parcial

Esta licitación incluye la posibilidad de realizar adjudicaciones parciales en ciertos casos específicos. Sin embargo, estos casos pueden introducir criterios que entren en conflicto con el objetivo de minimizar costos, lo que podría resultar en la selección de un portafolio menos eficiente desde el punto de vista económico. Por ello, se considera recomendable revisar el mecanismo de adjudicación parcial para futuros procesos de licitación. Como regla general, deberían evitarse tanto los criterios que comprometan la minimización de costos como las adjudicaciones parciales, ya que estas últimas pueden reflejar una falta de competencia en el proceso.

Para respaldar lo expuesto en el párrafo anterior, en la Tabla 25 se plantea un ejemplo que ilustra los problemas del mecanismo de adjudicación parcial.

Tabla 25: Ejemplo del cálculo de cumplimiento total de ofertas.

Combinación	Cumplimiento Barra 1	Cumplimiento Barra 2	Cumplimiento Barra 3	Cumplimiento Barra 4	Grado de cumplimiento de la combinación
N°1	100%	80%	50%	95%	50%
N°2	100%	100%	100%	95%	95%
N°3	96%	96%	96%	96%	96%
N°4	98%	93%	91%	100%	91%

Utilizando la metodología de la licitación, la combinación de ofertas ganadora sería la N°3, pues es la que tiene el mayor grado de cumplimiento con un 96%⁵⁴; sin embargo, esta combinación no satisface en su totalidad los requerimientos en ninguna barra. Esta situación resulta compleja, pues existen otras opciones como la N°2 con un 95%, pero que cumple la totalidad de los requerimientos en 3 de 4 barras. La utilización de este mecanismo prioriza una opción sobre otras; sin embargo, **no es claro que la opción ganadora sea técnicamente mejor que las otras candidatas**, lo cual puede generar ineficiencias en la asignación de recursos. Es importante mencionar que este mecanismo de selección no considera los precios ofertados y, por lo tanto, en el ejemplo anterior podría ser más económica la opción 2 (nótese, además, que la opción 2 es además la que presenta el mayor nivel de cumplimiento por barra en promedio). Esta situación reafirma que el mecanismo de **adjudicación parcial puede ser una práctica que genera ineficiencias en la selección y que detone costos mayores para la red en el largo plazo.**

Como se explicó anteriormente, al estar en una adjudicación parcial se seleccionará la combinación de proyectos con mayor cumplimiento, por lo tanto, los costos de la misma pasan a segundo plano, pues solo se aplicará un filtro de costo máximo en función del grado de cumplimiento. Además, y como se mencionó, las adjudicaciones parciales son un indicador de una posible falta de competencia.

Así, es oportuno indicar que existen otras condiciones que se podrían aplicar para mejorar el diseño de la licitación, tales como requerir un nivel de sobreoferta mínimo o incorporar proyectos de menor tamaño.

6.3.4. Proyección en los costos de energía

Los oferentes, para participar en la licitación, deben informar los costos de inversión junto con los de operación y mantenimiento. Sin embargo, la energía consumida por los condensadores síncronos para su funcionamiento no se incluye dentro de los costos de la oferta, quedando este cálculo en manos del CEN, en base a sus proyecciones de costos marginales para el periodo 2024-2043.

En primera instancia, resulta complejo realizar una proyección creíble de los diferenciales de costos marginales en una zona limitada, especialmente para una ventana de tiempo amplia, donde el margen de error puede ser considerable (mayor que las diferencias de costos marginales entre barras que llevan

⁵⁴ Nótese que la maximización del grado de cumplimiento es uno de los criterios de selección y que el grado de cumplimiento no está dado por el promedio sino que por el mínimo valor entre las barras, siendo el uso de la función mínimo debatible.

finalmente a preferir un proyecto sobre otro). Para lograr una proyección adecuada, sería necesario ejecutar numerosas simulaciones que consideren todos los escenarios posibles. Aun así, sería debatible. Además, la proyección de costos realizada por el CEN para el mediano y largo plazo puede ser discutible (Figura 6). Se observa una tendencia constante al alza de los precios spot y una diferencia muy reducida en los precios a lo largo del sistema, lo cual debiera estar justificado de una manera más sólida. Esto refuerza la idea de no considerar los diferenciales de precio en áreas pequeñas y, por tanto, no incluir la proyección de costos como una variable discriminante entre proyectos.

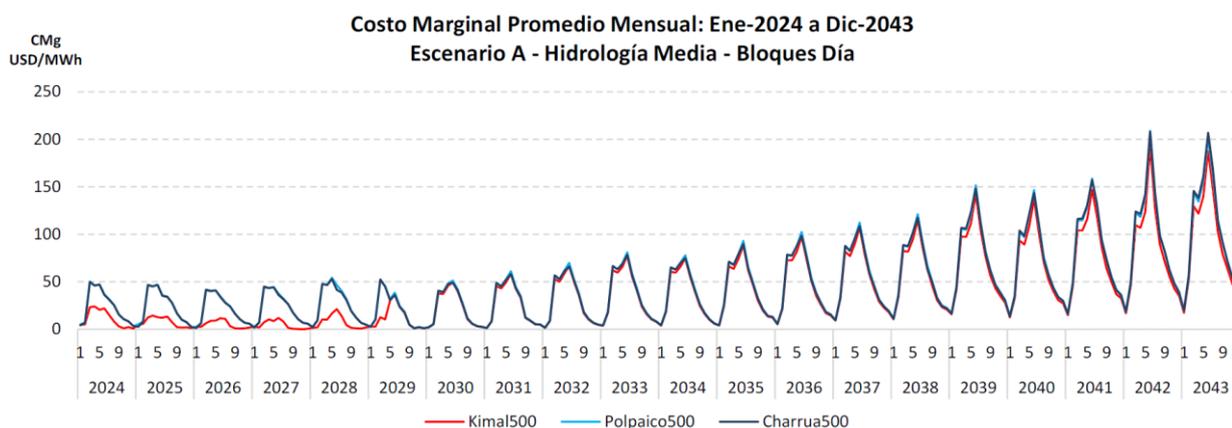


Figura 6. Costos marginales proyectados por CEN para periodo 2024-2043.

Considerando lo expuesto en los párrafos anteriores, una mejor alternativa sería incorporar el consumo de energía (o eficiencia) de cada equipo dentro de la oferta y, de ser necesario, tratar de estimar los diferenciales de precio entre barras considerando las pérdidas óhmicas de la red. Es importante considerar que, dado que los costos de la energía representan una fracción importante del costo total, es necesario que su metodología de cálculo sea más sólida.

6.3.5. Restricciones en el proceso de licitación

En esta licitación, todos los proyectos deberán cumplir por si solos una serie de requisitos técnicos y económicos, dentro de los cuales destacan las siguientes:

- El aporte mínimo de todo proyecto nuevo deberá ser mayor a 500 MVA en alguna de las Barras ISSCC.
- El aporte máximo de todo proyecto nuevo deberá ser menor a 2.000 MVA en todas las Barras ISSCC.
- La barra de conexión de todo proyecto nuevo deberá tener un valor de efectividad mayor o igual al 40%.
- El valor máximo del Valor Anualizado del Servicio Complementario (VASC) o Valor Máximo Unitario de todo proyecto (incluidas reconversiones), medido en USD/MVAcc, no puede superar los umbrales determinados para cada intervalo de contribuciones de potencia de cortocircuito determinados.

La restricción de potencia mínima para los proyectos puede reducir el nivel de competencia al establecer barreras de entrada para proyectos de menor tamaño que podrían participar con proyectos más pequeños⁵⁵. Además, al permitir la entrada de proyectos de menor tamaño, podría aumentar la granularidad dentro de las combinaciones posibles, ampliando así el espacio de soluciones factibles. A simple vista, no se identifica una justificación clara para definir restricciones de potencia mínima, o bien, si existe, esta no está bien transparentada públicamente. Además, este límite mínimo no aplica para centrales reconvertidas. No hay una clara justificación para esto.

Adicionalmente, cada combinación/portafolio candidato puede incluir un máximo de 9 proyectos, la justificación para esto, según el CEN, practicidad (reducir complejidad del problema). No obstante, en el anexo 22 de las bases administrativas, se lleva a cabo un estudio con 40 proyectos admisibles, logrando una ejecución del algoritmo en aproximadamente 5 minutos [161] y [163]. Como es posible observar, estos tiempos no parecen ser elevados. A primera vista, esta limitación podría no parecer relevante; sin embargo, al considerar proyectos de menor tamaño, podría resultar en la exclusión de combinaciones factibles.

6.4. Resultados de la licitación

El proceso denominado “Licitación pública internacional para proveer servicios complementarios de control de tensión”, contó con varias etapas. La primera fue la evaluación administrativa, donde se presentaron 16 ofertas, de las cuales una fue descartada. Las 15 ofertas restantes pasaron a la etapa de evaluación técnica, donde todas fueron calificadas como admisibles. Posteriormente, se realizó la etapa de evaluación económica, en la cual se descartaron 6 ofertas por superar el costo máximo unitario. Finalmente, se aplicó el algoritmo de adjudicación con las 9 ofertas restantes. El proceso de licitación culminó el día 30 de junio de 2024, fecha en que el CEN publicó el listado de ofertas/instalaciones adjudicadas. En la Tabla 26 se muestra el detalle de obras adjudicadas.

Tabla 26: Adjudicación de CS del proceso de licitación para proveer servicios complementarios de control de tensión

Código licitación	Propietario	Potencia de CC	Tipo CS	Barra de conexión	Costo total [USD/año]
ENG_05_RC	Engie	355,7	Reconvertido	Tocopilla 220	4.412.321
TRS_01_NC	Transec	1.993,4	Nuevo	Ana María 220	13.303.287
TRS_02_NC	Transec	1.993,4	Nuevo	Likanantai 220	12.266.944
ALU_01_NC	Alupar	1.851,0	Nuevo	Ana María 220	13.413.212
ALU_04_NC	Alupar	1.155,0	Nuevo	Illapa 220	10.878.184

Durante el proceso de adjudicación, se observó que para todas las combinaciones que cumplen el 100% del requerimiento, se excedía el monto máximo de costos para adjudicación total. Por lo tanto, se realizó

⁵⁵ En licitaciones realizadas en el Reino Unido, se han presentado ofertas por valores menores a los 200 MVA de potencia de corto circuito en el caso de CS y de 80 MVA en el caso de baterías GFM.

una adjudicación parcial, donde el total de potencia de cortocircuito adjudicada corresponde a un 98,89% del requerimiento total.

Sin embargo, como se indicó anteriormente, existen problemas al realizar una adjudicación parcial. De hecho, el mecanismo no asegura que el portafolio final de activos seleccionados entregue el mejor servicio de estabilidad (ver, por ejemplo, sección 6.3.2) al mejor precio para el consumidor (sección 6.3.3). Además, considerando la escasa cantidad de ofertas que participaron en el proceso, el nivel de competitividad de este es cuestionable.

7. Portafolio óptimo de inversiones

En el capítulo 4 se introdujeron los estudios realizados por DigSILENT GmbH, mandatados por el CEN, los que prevén problemas de fortaleza de red y estabilidad para el SEN al 2025. Para enfrentar este desafío, dichos estudios recomiendan la instalación de CS en las áreas más débiles, con lo cual se busca mejorar la fortaleza de red y garantizar la estabilidad del sistema. Por otro lado, en el capítulo 6 se presentó que, a raíz de las recomendaciones de los estudios señalados, el CEN llevó a cabo un proceso de licitación con el objetivo de materializar la construcción de los CS. De esta manera, tanto en los estudios señalados como en la licitación, solo se consideraron soluciones basadas en CS, descartando la posibilidad de incorporar GFM, debido a, según lo afirmado por DigSILENT GmbH, su falta de madurez y desarrollo comercial. Sin embargo, en la sección 4.3.3 se mostró que, alrededor del mundo, actualmente existen experiencias que demuestran que la tecnología GFM puede operar de manera confiable y efectiva, contribuyendo a mantener la estabilidad de sus respectivos sistemas. En este capítulo se desarrolla un análisis técnico-económico para explorar soluciones alternativas a las consideradas por el CEN, bajo la hipótesis de que es posible proponer un portafolio híbrido que integre GFM y CS, y que sea capaz de mantener la estabilidad del SEN con menores costos de inversión⁵⁶. Es importante mencionar que el objetivo de esta comparación es mostrar que, de cara a futuros procesos, es posible diversificar el universo de alternativas, para encontrar soluciones técnicamente factibles y económicamente más eficientes.

El capítulo se estructura de la siguiente manera. En la sección 7.1 se presenta el punto de operación base utilizado para el análisis. En la sección 7.2 se muestra el portafolio estándar propuesto por DigSILENT GmbH, el cual se basa netamente en la construcción de nuevos CS. En la sección 7.3 se describen dos portafolios alternativos propuestos por DigSILENT GmbH: uno de ellos se basa en la reconversión de unidades térmicas a CS y la otra en la instalación de nuevos convertidores con tecnología GFM. En la sección 7.4 se presenta el portafolio propuesto en este estudio, que considera la posibilidad de exigir el modo de operación GFM a los convertidores existentes y/o a las nuevas unidades que se conectaran al SEN, así como la reconversión de unidades térmicas a CS. En la sección 7.5 se realiza un análisis técnico-económico, en donde se comparan las soluciones propuestas en las secciones 7.2 y 7.4. Finalmente, en la sección 7.6 se presenta la discusión de los principales elementos observados a lo largo del capítulo.

7.1. Punto de operación base

El punto de operación utilizado para evaluar el desempeño del portafolio propuesto por ISCI corresponde al escenario de alta demanda y mínima inercia (día) utilizado en el análisis de estabilidad de tensión realizado por DigSILENT GmbH, presentado en la sección 4. La razón de esto es que en dicho escenario se proyectan problemas de fortaleza de red y estabilidad de tensión. Si bien, estos problemas técnicos se podrían abordar mediante medidas operacionales, esto significaría necesariamente realizar un recorte significativo de ERV, principalmente energía solar fotovoltaica. En cuanto al escenario de noche, en el mencionado análisis de estabilidad de tensión, se descartan problemas de fortaleza de red y se concluye

⁵⁶ Este análisis, se desarrolló a partir de la base de datos en DigSILENT PowerFactory utilizada por el consultor DigSILENT GmbH en el estudio de la referencia [4].

que el principal desafío lo determina la estabilidad transitoria. Si bien, se observó que es posible garantizar la estabilidad transitoria al incorporar 7 GVAs en CS adicionales a los requeridos por concepto de fortaleza, esta inversión no se justificaría desde el punto de vista económico, por lo que recomienda solucionarlo mediante medidas operacionales.

Finalmente, el escenario utilizado en esta sección corresponde al de alta demanda y mínima inercia (día). Este escenario se caracteriza por un nivel de penetración de 61,8% de ERV, de las cuales un 42,8% se concentra en el Norte Grande. Como consecuencia, dicho punto de operación se caracteriza por poseer una inercia de 22,5 GVAs, de la cual 0,1 GVAs se localiza en el Norte Grande⁵⁷. Además, este escenario se caracteriza por presentar valores de ESCR por debajo de 1 en numerosas barras de 220 kV y 500 kV del Norte Grande y Atacama. La baja fortaleza de red se explica por la alta generación ERV frente a una muy baja generación sincrónica. Para el resto del SEN, el ESCR presenta valores mayores a 1,5.

Una vez presentado el punto de operación a analizar, se realiza un análisis modal sobre este. En la Figura 7 se muestran los resultados del análisis modal realizado sobre el punto de operación base.

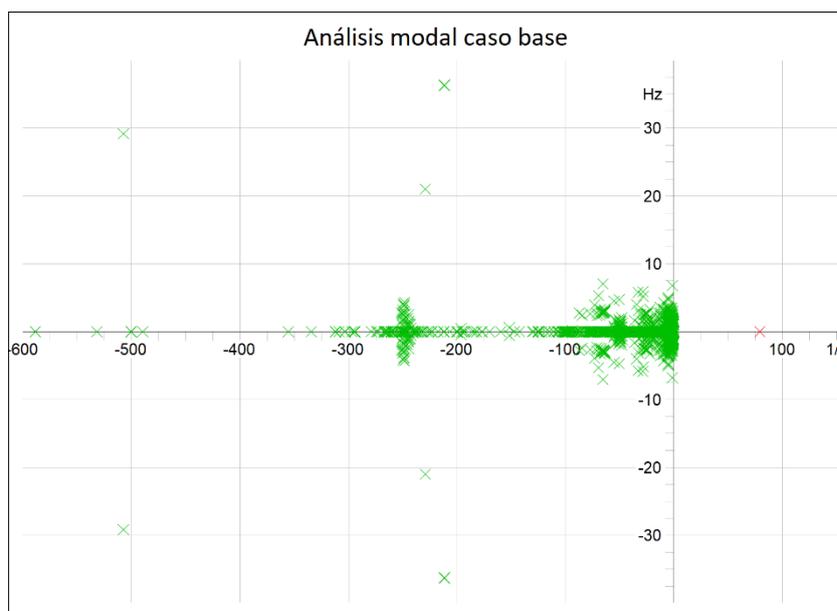


Figura 7: Análisis modal sobre el escenario de alta demanda y mínima inercia de día (caso base).

De la figura se observa la presencia de un modo con parte real positiva, es decir, inestable. Este modo podría eventualmente generar problemas de estabilidad en régimen permanente. Por lo tanto, es necesario tomar acciones para garantizar la estabilidad del punto de operación analizado, las que se presentan y discuten en las siguientes secciones.

⁵⁷ Para más información respecto al punto de operación analizado se recomienda revisar la referencia [4].

7.2. Portafolio estándar propuesto por DigSILENT GmbH

De la sección anterior se concluyó que se requieren medidas adicionales para aumentar la fortaleza de red y garantizar la estabilidad del SEN bajo el punto de operación analizado. En ese contexto, en la referencia [4] se evalúa la instalación de CS para estos fines. La localización y dimensionamiento de los CS se definieron con el objetivo de alcanzar un índice de fortaleza de red $ESCR \geq 1,5$ en todas las barras de 220 kV y 500 kV de las zonas débiles identificadas. Además, cabe mencionar que, se consideran CS de hasta 300 MVA con aporte a la potencia de cortocircuito de hasta 2.000 MVA ($X_d'' = 0,15$), características actualmente disponibles en el mercado. El portafolio propuesto en la referencia [4] se presenta en la Tabla 27.

Tabla 27: Portafolio estándar (DigSILENT GmbH).

Subestación	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Inercia [GVAs]
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
Total		1400	2,8

Si bien, este portafolio garantiza un nivel de fortaleza adecuado, se requieren análisis dinámicos para demostrar que la construcción de estos CS permitiría garantizar la estabilidad del SEN. Estos análisis se presentan en la sección 7.5.

7.3. Portafolios alternativos propuestos por DigSILENT GmbH

Además de la solución estándar detallada en la sección 7.2, en los estudios desarrollados por DigSILENT GmbH se proponen otras alternativas tecnológicas para solucionar los problemas mencionados anteriormente. A continuación, se exponen las soluciones propuestas.

7.3.1. Reconversión de centrales próximas a salir de operación

En la referencia [4], se propone como solución alternativa la reconversión a CS de las dos unidades de Angamos y las dos de Cochrane previstas para retiro. Si bien esta medida es tecnológicamente equivalente a la instalación de CS, no es posible elegir el punto de conexión a la red en función a la necesidad de aumentar la fortaleza de red. En este caso, no se realizó un análisis sobre la fortaleza de la red, sino que, sólo se analizó el desempeño dinámico del sistema de estudio, al incorporar la infraestructura propuesta en cada caso. Por lo tanto, no es posible afirmar que el sistema cuenta con un nivel de fortaleza adecuado en toda la red, análisis que se debe realizar por separado.

De los estudios de estabilidad realizados sobre el portafolio de los 4 CS reconvertidos, se observó que no es posible garantizar la estabilidad para todas las fallas de interés. Por lo tanto, en el mismo estudio, esta solución se complementa con tres alternativas: la instalación de un STATCOM adicional, la reconversión

de IEM como CS y un ajuste en los parámetros de los controladores de las unidades ERV. El ajuste de parámetros busca limitar la inyección de potencia reactiva de parte de las ERV del Norte Grande, inmediatamente después del despeje de falla. Finalmente, se concluye que las tres soluciones permiten garantizar la estabilidad del SEN, por lo que se definen tres opciones de portafolios alternativos. Las opciones se resumen en la Tabla 28.

Tabla 28: Portafolios alternativos basados en reconversiones (DigSILENT GmbH).

Opción	Condensadores sincrónicos	STATCOMs adicionales	Ajuste de parámetros ERV
A1	ANG1, ANG2, CCH1, CCH2	1.500 MVar en Lagunas 220 kV	No
B1	ANG1, ANG2, CCH1, CCH2, IEM	No	No
C1	ANG1, ANG2, CCH1, CCH2	No	Si

7.3.2. Implementación de GFM

Por otro lado, en la referencia [5] se propone una alternativa basada en GFM que permite garantizar la estabilidad de tensión de sistema para el mismo punto de operación. Se considera que las unidades GFM corresponden a unidades adicionales a las proyectadas para 2025, es decir, no se contempla la posibilidad de reconversión de GFL a GFM. Para dimensionar la capacidad e inercia virtual de los nuevos convertidores, en el documento [5] se utiliza como referencia la solución B1 de la Tabla 28. Finalmente, el portafolio de unidades GFM propuesto se presenta en la Tabla 29.

Tabla 29: Portafolio basado en GFM (DigSILENT GmbH).

Subestación	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Inercia [s]	Inercia [GVAs]
Lagunas	220	1.200	4,4	5,2
Encuentro	220	1.200	4,4	5,3
Los Changos	220	1.200	4,4	5,3
Parinas	220	1.200	4,4	5,3
Total		4.800		21,1

De los análisis realizados en el informe respectivo se verifica que, en todos los casos, las tensiones del sistema resultan estables, por lo que el desempeño del sistema es satisfactorio frente a todas las contingencias simuladas.

7.4. Portafolio híbrido optimizado

Una vez presentadas las distintas alternativas de portafolios propuestos por DigSILENT GmbH para garantizar una operación estable al año 2025, en esta sección se presenta la solución propuesta en este trabajo por ISCI. Este portafolio recoge las conclusiones de las secciones anteriores y propone una solución híbrida, basada en CS reconvertidos y convertidores GFM. Es importante tener en cuenta que, para definir este portafolio, no se buscó mejorar los valores de algún indicador de fortaleza, ya que, según se ha estudiado, los convertidores GFM cuentan con la capacidad de operar de manera adecuada en puntos de

Medidas y tecnologías para la estabilización del SEN

conexión con muy bajos niveles de robustez. Por lo tanto, la forma de validar el nuevo portafolio propuesto por ISCI consistió en realizar simulaciones dinámicas sobre el mismo set de contingencias considerado en los estudios realizados por DigSILENT GmbH.

Para modelar las unidades GFM, se utilizaron como base los modelos del estudio presentado en la sección 7.3.2, con ciertas modificaciones. En primer lugar, es claro notar que una capacidad de 1.200 MVA para cada convertidor está por encima de lo común, por lo que se reduce esta capacidad en la medida que el sistema siga manteniendo su estabilidad. Una vez modificadas las cuatro unidades GFM, se observó que es necesario complementar la solución con CS para mantener la estabilidad del SEN. Para ello se modela una reconversión de las unidades térmicas IEM y CTM3. Con ello se obtuvo un el portafolio híbrido que es capaz de garantizar la estabilidad del SEN. El portafolio se muestra en la Tabla 30.

Tabla 30: Portafolio híbrido.

Unidad	Nodo	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]	Inercia [s]	Inercia [GVAs]
GFM Encuentro	Encuentro	220	300	4,4	1,3
GFM Lagunas	Lagunas	220	700	4,4	3,1
GFM Los Changos	Los Changos	220	600	4,4	2,6
GFM Parinas	Parinas	220	260	4,4	1,1
CS IEM	TEN GIS	220	442	4,55	2,0
CS CTM3-TG	TEN GIS	220	185	4,8	0,9
Total			2.487		11,1

Es importante destacar que, a diferencia del portafolio propuesto en 2021 por DigSILENT en la sección 7.3.2, en este caso propuesto por ISCI se consideró que los convertidores GFM reemplazan a convertidores GFL. Esto es conceptualmente equivalente a modelar una reconversión de GFL a GFM, o bien, a exigir que unidades BESS que entrarían como GFL, ahora lo hagan como GFM⁵⁸. Es decir, en este caso se considera que el servicio complementario de regulación de tensión será otorgado por activos existentes en la red, por lo que se reduciría al mínimo la infraestructura nueva requerida.

Las simulaciones dinámicas que demuestran la factibilidad técnica de la solución propuesta por ISCI se presentan en la siguiente sección.

7.5. Comparación

Una vez presentadas las distintas opciones de portafolios de inversión que permiten garantizar la estabilidad del SEN, se realizó una comparación de los dos portafolios principales. Por un lado, se tiene el

⁵⁸ De acuerdo con la información disponible en Infotécnica (CEN), actualmente existen 353 MW (1.390 MWh) en BESS instalados en el Norte Grande y 9 MW (36 MWh) en Atacama. Además, diversos reportes de mercado presentan proyectos comprometidos o en construcción para los próximos años por aproximadamente 1000 MW adicionales en sistemas de baterías localizados en el norte del país.

portafolio estándar propuesto por DigSILENT (sección 7.2) y por el otro el portafolio híbrido propuesto por ISCI (sección 7.4). Esta comparación tiene dos objetivos principales: el primero es demostrar la capacidad de ambos portafolios para contribuir a la estabilidad del SEN, y el segundo, identificar cuál de las soluciones presenta costos de inversión menores.

7.5.1. Comparación técnica

Previo a las simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, se realiza el respectivo análisis modal para ambos portafolios, los cuales se presentan en la Figura 8 y Figura 9.

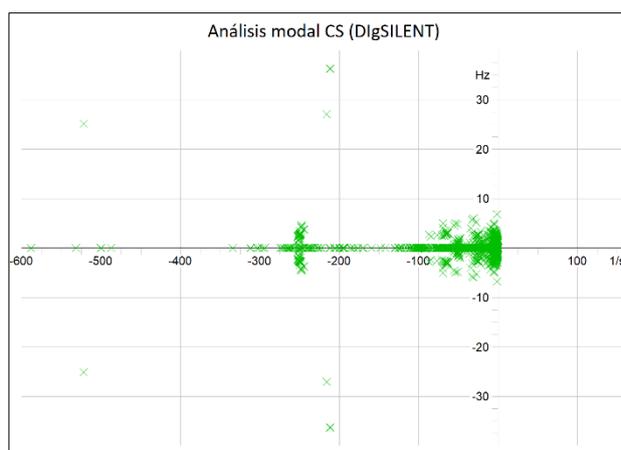


Figura 8: Análisis modal del portafolio basado en CS propuesto por DigSILENT.

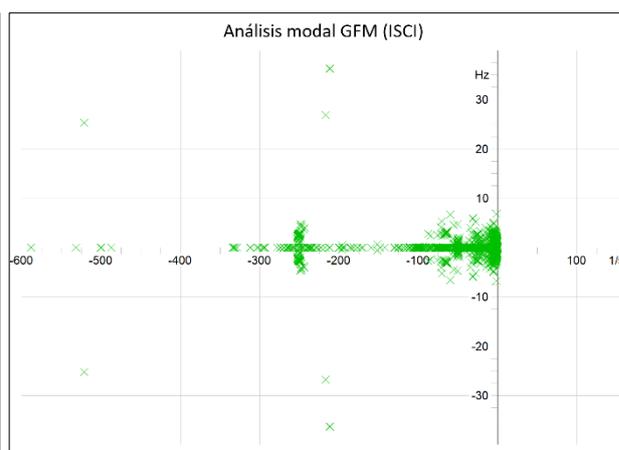


Figura 9: Análisis modal del portafolio basado en GFM propuesto por ISCI.

De ambas figuras se observa que, gracias a la entrada en operación de los CS y/o GFM propuestos, se logra solucionar el modo inestable observado en la Figura 7, por lo que se puede concluir que el sistema resulta estable en pequeña señal. No obstante, para garantizar la estabilidad del sistema, se requieren realizar simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo.

Una vez demostrada la ausencia de modos inestables para ambos casos, se realizaron simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo para demostrar la estabilidad de ambos portafolios frente a contingencias de interés⁵⁹. Si bien, se simularon todas las fallas presentadas en el anexo, para efectos de este estudio solo se muestran las más significativas. En la Figura 10, se ilustra la localización de las fallas analizadas en esta sección y en la Tabla 31 se presentan con mayor detalle.

⁵⁹ Las contingencias analizadas corresponden a las definidas en [4], las cuales se presentan en el Anexo 2.

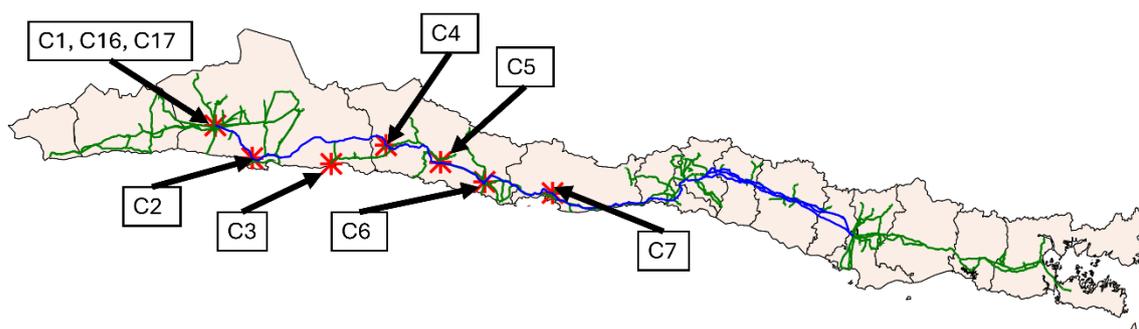


Figura 10: Localización de las fallas analizadas.

Tabla 31: Localización de las fallas analizadas.

ID	Tipo de falla	Elemento	Detalle
C1	Líneas 500 kV	2x500 kV Kimal - Los Changos, C1	Falla en el extremo Kimal
C2	Líneas 500 kV	2x500 kV Los Changos - Parinas, C1	Falla en el extremo Los Changos
C3	Líneas 500 kV	2x500 kV Parinas - Cumbres, C1	Falla en el extremo Parinas
C4	Líneas 500 kV	2x500 kV Cumbres - Nueva Cardones, C1	Falla en el extremo Cumbres
C5	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo, C1	Falla en el extremo Nueva Cardones
C6	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, C1	Falla en el extremo Nueva Maitencillo
C7	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, C1	Falla en el extremo Nueva Pan de Azúcar
C16	Líneas 220 kV	2x220 kV Kimal - Encuentro, C1	Falla en el extremo Kimal
C17	Líneas 220 kV	2x220 kV María Elena - Kimal, C1	Falla en el extremo Kimal

La totalidad de las fallas descritas en la Figura 10 y Tabla 31 se muestran en el Anexo 3. Sin embargo, para efectos del análisis, en esta sección solo se presentan dos fallas. La primera (Figura 11 y Figura 12), corresponde a una falla sobre el circuito 1 en 500 kV Kimal - Los Changos. Esta contingencia fue seleccionada debido a que provocó las mayores caídas de tensión para ambos portafolios. Por otro lado, la segunda (Figura 13 y Figura 14) corresponde a la falla en el circuito 1 del doble circuito en 220 kV Kimal – Encuentro, la cual permite diferenciar de mejor manera el efecto sobre las tensiones de ambos tipos de tecnologías.

Al comparar la Figura 11 y la Figura 12, se observa que la Figura 11 muestra una caída de tensión levemente mayor en Kimal, Los Changos y Parinas, respecto a la caída de tensión mostrada en la Figura 12. Por otro lado, se observa que las curvas mostradas en la Figura 12 presentan un sobrepaso mayor en el instante posterior al despeje de la falla; no obstante, la diferencia respecto a la Figura 11 no es significativa. Los contrastes señalados se pueden explicar por la diferencia en la dinámica de los CS y los convertidores GFM, ya que, a diferencia de los primeros, los convertidores responden en una ventana de tiempo considerablemente más acotada, por lo que pueden desplegar de forma más rápida los recursos requeridos para mantener la estabilidad frente a contingencias.

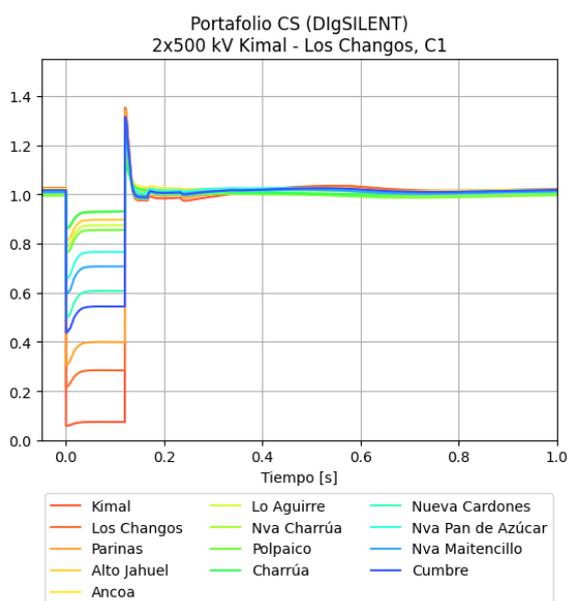


Figura 11: Respuesta de las tensiones del SEN, frente a una falla en 2x500 kV Kimal - Los Changos, C1, operando con el portafolio basado en CS propuesto por DgSILENT.

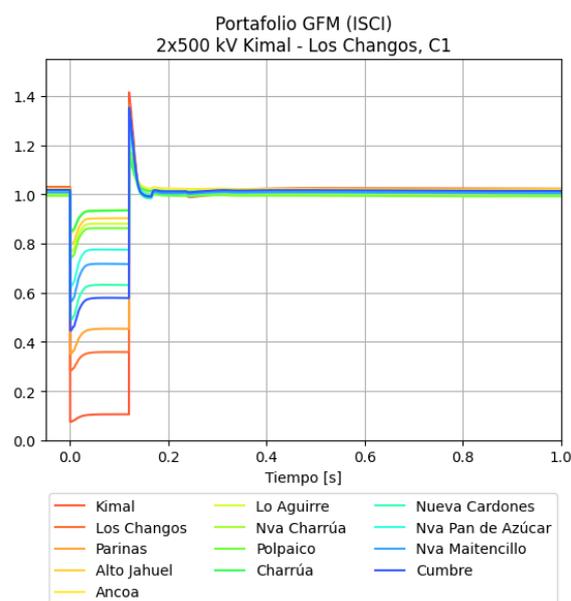


Figura 12: Respuesta de las tensiones del SEN, frente a una falla en 2x500 kV Kimal - Los Changos, C1, operando con el portafolio híbrido propuesto por ISCI.

Al comparar la Figura 13 y la Figura 14, es posible notar el mismo comportamiento señalado en la falla anterior, es decir, la solución que incluye GFM tiende a presentar caídas de tensión menos pronunciadas y sobrepasos levemente mayores. Sin embargo, se destacan diferencias de desempeño dinámico significativas en cuanto a las oscilaciones post contingencia. Mientras en la Figura 13 se observa que las tensiones en las barras cercanas a la falla tardan varios segundos en llegar a régimen permanente, en la Figura 14 se observa que todas las tensiones lo hacen rápidamente una vez despejada la falla. Tal como se adelantó en el párrafo anterior, este comportamiento se debe a que la dinámica de los convertidores GFM es considerablemente más rápida que los CS. Esto último muestra una ventaja de los convertidores GFM por sobre los CS, ya que, gracias a su respuesta rápida, pueden contribuir de mejor manera a mantener la estabilidad de tensión en puntos de operación desafiantes.

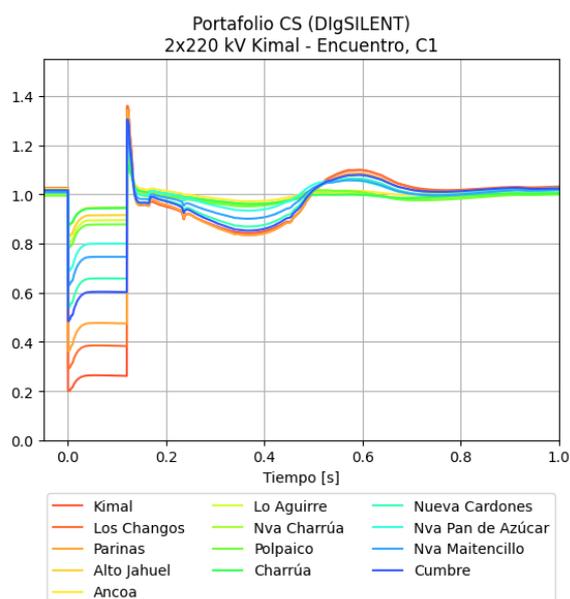


Figura 13: Respuesta de las tensiones del SEN, frente a una falla en 2x220 kV Kimal - Encuentro, C1, operando con el portafolio basado en CS propuesto por DigSILENT.

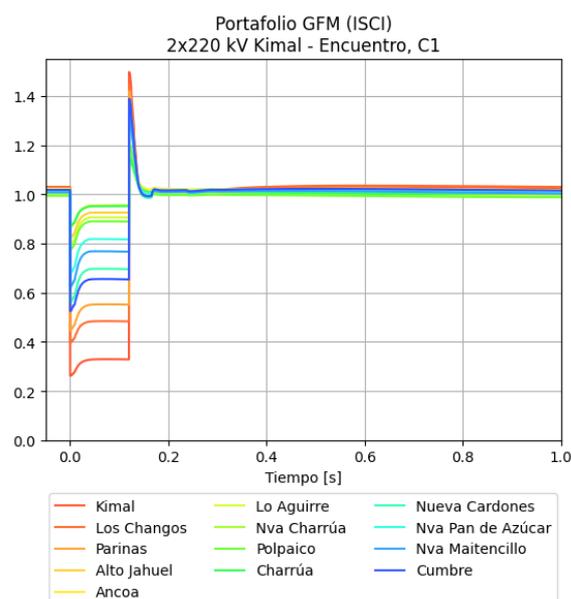


Figura 14: Respuesta de las tensiones del SEN, frente a una falla en 2x220 kV Kimal - Encuentro, C1, operando con el portafolio híbrido propuesto por ISCI.

Para analizar de mejor manera la diferencia entre las respuestas de las diferentes tecnologías, en el Anexo 4 y el Anexo 5 se presenta la respuesta de las unidades consideradas en el portafolio basado en CS y el portafolio basado en GFM, respectivamente. En dichos anexos se muestra la respuesta en potencia activa, potencia reactiva y tensión en bornes de cada una de las unidades estudiadas.

Para analizar en detalle las ventajas y desventajas de cada tecnología, a continuación, se presentan las respuestas de una unidad de cada portafolio frente a las mismas contingencias. Es importante mencionar que la elección de estas unidades se debe a que ambas presentan la misma capacidad nominal (300 MVA) y se localizan en puntos de la red prácticamente equivalentes, como lo son las subestaciones Kimal y Encuentro. En primer lugar, se compara el desempeño de la potencia activa; por lo tanto, en la Figura 15 y la Figura 16 se presenta dicha respuesta del CS Kimal y del GFM Encuentro.

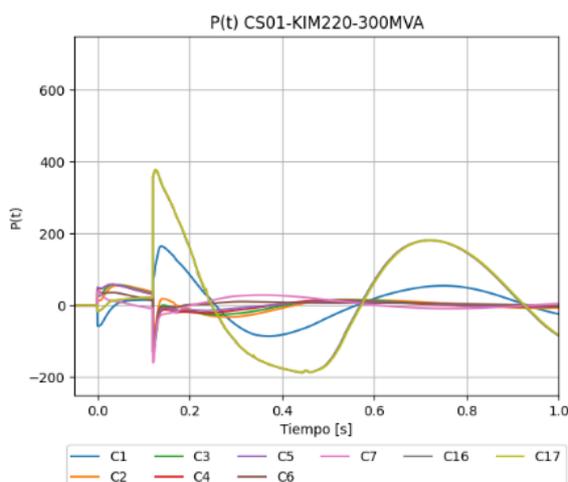


Figura 15: Respuesta de potencia activa del CS de 300 MVA conectado en Kimal, parte del portafolio de CS propuesto por DigSILENT.

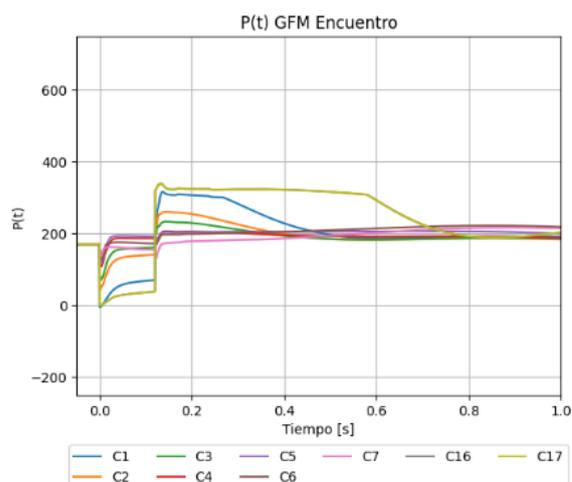


Figura 16: Respuesta de potencia activa del GFM de 300 MVA conectado en Encuentro, parte del portafolio de GFM propuesto por ISCI.

Al comparar las figuras, es posible identificar diferencias en tres aspectos principales:

- Potencias de falla:** Ambas unidades cuentan con la misma capacidad nominal (300 MVA), sin embargo, la potencia que inyectan durante una falla presenta diferencias. Mientras el CS es capaz de llegar aproximadamente a 400 MVA, el convertidor GFM solo excede marginalmente su capacidad nominal. Esta es una ventaja de los CS, los cuales al igual que los generadores sincrónicos, son capaces de inyectar una potencia varias veces mayor que su potencia nominal durante fallas. Por otro lado, los convertidores solo pueden inyectar una cantidad limitada de potencia durante una falla. En este caso, los convertidores GFM están restringidos a un máximo de sobrecarga del 20%.
- Inyección de energía:** Otra diferencia relevante tiene que ver con la capacidad de inyectar energía en régimen permanente. Por un lado, los CS carecen de esta capacidad, ya que, a diferencia de los generadores sincrónicos, no cuentan con una turbina, sino que consumen energía de la red para mantenerse en rotación. Por el contrario, los convertidores GFM si cuentan con esta capacidad, ya que, corresponden a los convertidores de parques ERV y/o BESS. Es decir, los convertidores GFM pueden participar de la generación y al mismo tiempo contribuir a mantener la estabilidad del SEN. Por el contrario, los CS son recursos que se despachan netamente para prestar servicios complementarios.
- Tiempos de actuación:** Mientras que los CS presentan de manera natural una dinámica lenta, los convertidores son capaces de operar de manera mucho más rápida frente a contingencias. Esta diferencia explica las oscilaciones observadas luego del despeje de la falla en el CS, el cual presenta sobrepasos, oscilaciones y tiempos de estabilización considerablemente mayores que el convertidor GFM.

Una vez analizada la respuesta de potencia activa, en la Figura 17 y Figura 18 se muestran las respectivas respuestas de potencia reactiva. De las figuras se observa que, al igual que para el caso de la potencia activa, el CS puede aportar con más potencia durante la falla que el convertidor GFM. Por otro lado, es posible notar que la potencia reactiva inyectada por el CS tiende a presentar oscilaciones, a diferencia de la respuesta de potencia reactiva inyectada por el convertidor GFM.

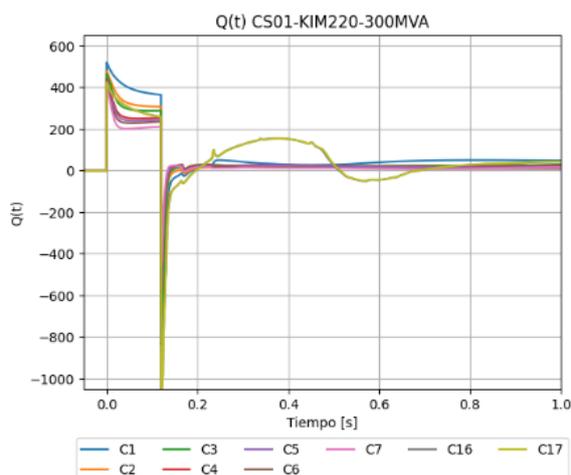


Figura 17: Respuesta de potencia reactiva del CS de 300 MVA conectado en Kimal, parte del portafolio de CS propuesto por DigSILENT.

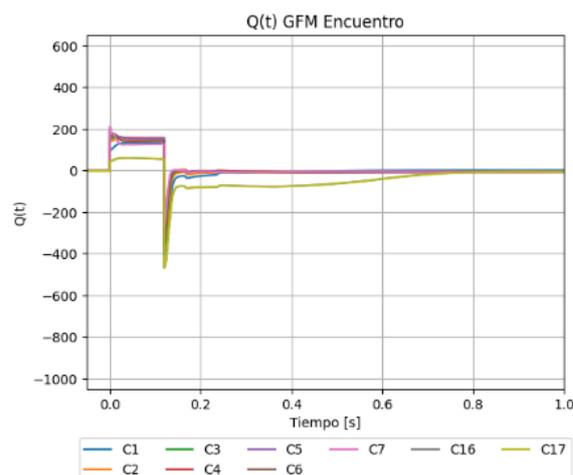


Figura 18: Respuesta de potencia reactiva del GFM de 300 MVA conectado en Encuentro, parte del portafolio de GFM propuesto por ISCI.

Finalmente, en la Figura 19 y Figura 20 se muestra la tensión en bornes de cada unidad.

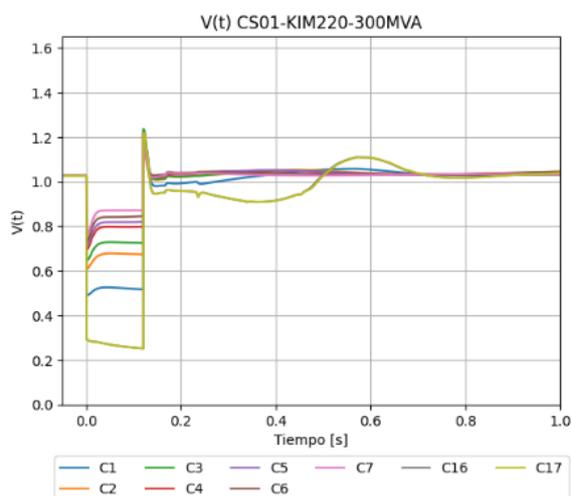


Figura 19: Tensión en bornes del CS de 300 MVA conectado en Kimal, parte del portafolio de CS propuesto por DigSILENT.

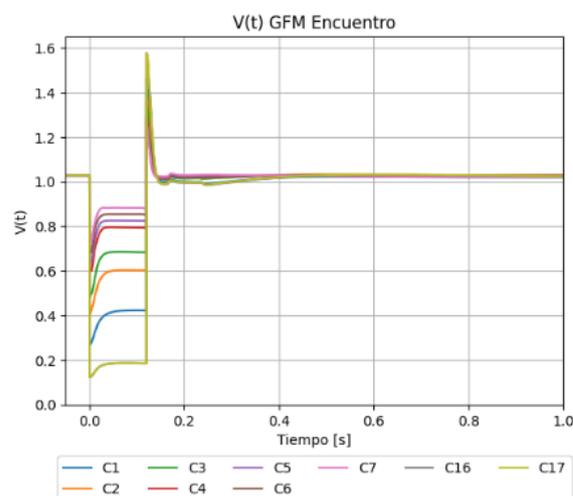


Figura 20: Tensión en bornes del GFM de 300 MVA conectado en Encuentro, parte del portafolio de GFM propuesto por ISCI.

La tensión depende fuertemente de la potencia reactiva, lo cual se evidencia en las figuras. Se observa que las tensiones de la Figura 19 presentan una caída menos pronunciada que las de la Figura 20, lo cual

se puede explicar debido a que la potencia reactiva inyectada por el CS es considerablemente mayor. Además, se observa que las oscilaciones en la potencia reactiva del CS que se observan en la Figura 19 se manifiestan también en las curvas de tensión. Finalmente, es posible notar que el sobrepaso posterior al despeje de la falla es mayor para el caso del convertidor GFM, lo cual se explica debido a que la absorción de potencia reactiva de parte del convertidor es menor que la absorbida por el CS⁶⁰.

7.5.2. Comparación económica

Una vez realizada la comparación desde el punto de vista técnico, en esta sección se realizó el respectivo análisis económico. Este análisis consistió en una comparación de los costos de inversión que se incurrirían al implementar alguno de los dos portafolios principales. En cuanto a los costos de operación y mantenimiento, para el caso de las unidades GFM el costo de operación es nulo y para los CS corresponde a la energía necesaria para suministrar las pérdidas. Si bien, estos costos no se consideran en el análisis presentado a continuación, es importante mencionar que debido a lo señalado anteriormente, al considerarlos solo se estaría castigando la inversión en CS, por lo que no modificaría las conclusiones finales.

Para realizar la estimación, los costos de inversión asociados a la construcción de nuevos condensadores sincrónicos y la reconversión de unidades existentes se obtuvieron de diversas fuentes bibliográficas ([57] y [58]), así como de los resultados de las licitaciones *Pathfinder* del Reino Unido [164]. En esta última, entre los proyectos ganadores, se observó una anualidad de 50.000 [USD/MVA] aproximadamente, lo que equivale a un valor de inversión de unos 500.000 [USD/MVA], cifra que se corrobora con los resultados obtenidos en la licitación realizada en Chile. Tanto en la literatura como en experiencias prácticas a nivel internacional, se ha señalado que una central reconvertida puede generar ahorros de hasta un 50% en comparación con un proyecto nuevo. En particular, en la licitación de *Pathfinder 1* se observaron ahorros prácticos del orden del 70%, valor que se adopta en este análisis. Por último, los proyectos de sistemas BESS con inversores GFM han reportado costos del orden de 110.000 USD/MVA (cifra validada según [164] y [165]), posicionándose como una alternativa altamente competitiva desde el punto de vista económico.

La solución basada en CS requiere la construcción de nuevas unidades, por lo que en la estimación se considera el costo de construir unidades nuevas. Por el contrario, la solución basada en GFM, considera

⁶⁰ Cabe mencionar que el sobrepaso de tensión observado no entra en conflicto con las normas técnicas actuales. Es más, este sobrepaso entraría en la categoría de fluctuación de tensión de corta duración, respecto a las cuales en el Artículo 5-68 de la NTSyCS se señala:

“Para las fluctuaciones de tensión de corta duración, no se establece un límite máximo admisible. El Coordinador podrá determinar un límite máximo a partir de Estudios, en cuyo caso este límite máximo se deberá comunicar con 1 año de anticipación a su vigencia.”

Considerando que estos sobrepasos podrían activar esquemas de protección, sería recomendable buscar medidas mitigativas. Para ello, bastaría con ajustar las ganancias de los bloques *Fault Ride Through* en los sistemas de control de las unidades GFL.

la posibilidad de utilizar las unidades ERV y/o BESS existentes, o las que entrarán en operación hasta 2025. Es decir, no se requiere la construcción de nueva infraestructura. Por lo tanto, en la estimación de costos, solo se consideran los valores asociados a los convertidores, y no a las unidades de generación y/o almacenamiento. Además, la solución basada en GFM contempla la reconversión de dos unidades térmica a CS, por lo que en este caso se considera sólo el costo de la reconversión.

En la Tabla 32 se presenta la comparación realizada sobre los costos de inversión de ambos portafolios.

Tabla 32: Comparación económica de los portafolios principales.

Tecnología	Costo de inversión unitario [kUSD/MVA]	Portafolio DIgSILENT		Portafolio ISCI	
		Capacidad instalada [MVA]	Costo de inversión [kUSD]	Capacidad instalada [MVA]	Costo de inversión [kUSD]
ERV-GFM	110	0	0	1.860	204.600
CS-nuevos	500	1.400	700.000	0	0
CS-reconv	350	0	0	627	219.450
Total		1.400	700.000	2.487	424.050

De la Tabla 32 se observa que la opción del portafolio híbrido presenta costos de inversión menores. Particularmente, el portafolio propuesto significa un ahorro de aproximadamente un 40% con respecto a la solución estándar.

7.6. Discusión

El análisis presentado en este capítulo tiene como objetivo evaluar diferentes portafolios de inversión para garantizar la estabilidad del SEN, a la vez que busca identificar la opción con menores costos de inversión. En esta discusión, se destacan los principales hallazgos obtenidos a partir de la comparación entre el portafolio estándar propuesto por DIgSILENT GmbH y el portafolio híbrido desarrollado por ISCI, que demuestra las ventajas de combinar óptimamente distintas opciones tecnológicas.

Los resultados técnicos de las simulaciones dinámicas y los análisis modales muestran que estos dos portafolios son capaces de asegurar la estabilidad del SEN. En el portafolio estándar propuesto por DIgSILENT GmbH al CEN, se considera la instalación de nuevos CS, los cuales cumplen con los requisitos de fortaleza de red y estabilidad bajo las condiciones de operación analizadas. Este portafolio asegura un índice de fortaleza de red $ESCR \geq 1,5$ en todas las barras de 220 kV y 500 kV de las zonas más débiles. Por otro lado, el portafolio híbrido propuesto por ISCI, que combina convertidores GFM y CS reconvertidos, también demuestra ser efectivo para mantener la estabilidad del SEN. Gracias a que los convertidores en modo GFM pueden operar con niveles de fortaleza de red mínimos, el análisis de la fortaleza de red se vuelve menos relevante en este caso. Además, las simulaciones dinámicas muestran que los convertidores GFM responden de manera rápida y efectiva frente a contingencias, lo que los hace adecuados para asegurar la estabilidad del SEN.

Una de las principales diferencias entre los portafolios radica en los costos de inversión asociados. El análisis económico revela que el portafolio híbrido presenta una ventaja significativa en términos de costos. La solución estándar basada en la instalación de nuevos CS implica un costo total de inversión de 700 [MMUSD] para una capacidad instalada de 1.400 MVA. En contraste, el portafolio híbrido presenta un costo total de inversión de 424 [MMUSD] para una capacidad instalada de 2.487 MVA. Esta opción híbrida representa un ahorro aproximado de un 40% en comparación con el portafolio estándar.

En resumen, ambos portafolios son capaces de garantizar la estabilidad del SEN bajo el escenario de alta demanda y mínima inercia (previsto para el año 2025). Sin embargo, el portafolio híbrido no solo asegura la estabilidad operativa del SEN para el escenario estudiado, sino que también ofrece una solución con menores costos de inversión. Esta eficiencia económica, junto con la capacidad demostrada de los convertidores GFM para operar de manera confiable en condiciones desafiantes, sugiere que una estrategia híbrida es la más adecuada para cumplir con los objetivos de estabilidad del SEN en futuras licitaciones, en el contexto de la descarbonización. Esto es particularmente atractivo a la luz de la gran cantidad de sistemas de baterías que se esperan a futuro en el norte del país.

Este análisis también destaca la importancia de aprovechar la infraestructura existente (y venidera) con un enfoque multipropósito, lo que permite obtener el máximo valor de los activos ya instalados (y los que se conectarán en el futuro cercano), reducir la necesidad de inversión en nuevos activos y, en consecuencia, disminuir la tarifa al consumidor final.

Referencias

- [1] International Renewable Energy Agency (2023). Renewable capacity statistics 2023.
- [2] Comisión Nacional de Energía (2024). Capacidad instalada – Energía Abierta. Disponible en: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>
- [3] DigSILENT GmbH (2021). Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN – Informe Final Actividad 1 - Análisis de Estabilidad de la Frecuencia. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/PF_1_Informe-Estabilidad-de-Frecuencia_nov2021.pdf
- [4] DigSILENT GmbH (2021). Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN – Informe Final Actividad 2 - Análisis de Estabilidad de la Tensión. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/PF_2_Informe-Estabilidad-de-Tension_dic2021.pdf
- [5] DigSILENT GmbH (2021). Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN – Informe Final Actividad 3 – Inversores Formadores de Red. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/PF_3_Informe-Inversores-Formadores-de-Red_dic2021.pdf
- [6] DigSILENT GmbH (2022). Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025: Informe Final Actividades 1 y 2. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/09/P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Actividad-1-2_R14-V06.pdf
- [7] DigSILENT GmbH (2022). Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025: Informe Final - Análisis Adicional. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/09/P2088_CEN_Estudios-Fortaleza-de-Red-Analisis-Adicional_R02-V02.pdf
- [8] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill & G. Verbič, (2018). Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper). Power Systems Computation Conference (PSCC).
- [9] A. Ulbig, T. S. Borsche & G. Andersson, (2014). Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation. Proceedings of the 19th IFAC World Congress.
- [10] P. Tielens & D. Van Hertem, (2016). The relevance of inertia in power systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- [11] H. Gu, R. Yan & T. Saha, (2019). Review of system strength and inertia requirements for the national electricity market of Australia. CSEE Journal of Power and Energy Systems.
- [12] H. Alhelou, N. Hosseinzade & B. Bahrani (2023). Power System Strength: Evaluation methods, best practice, case studies, and applications. Energy Engineering, 2023.
- [13] North American Electric Reliability Corporation, (2017). Short-Circuit Modeling and System Strength White Paper. NERC.
- [14] Australian Energy Market Operator, (2020). System strength in the NEM explained. AEMO.
- [15] North American Electric Reliability Corporation, (2018). Task Force on Short-Circuit and System Performance Impact of Inverter Based Generation, Impact of Inverter Based Generation on Bulk Power System Dynamics and Short-Circuit Performance. IEEE Power & Energy Society.
- [16] Australian Energy Market Operator, (2020). System strength in the NEM explained. AEMO.
- [17] N. Hatziargyriou et al (2021). Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended. IEEE Transactions on Power Systems.
- [18] Matevosyan et al. (2021). A Future with Inverter-Based Resources: Finding Strength from Traditional Weakness. IEEE Power and Energy Magazine.

- [19] Md. N. H. Shazon, Nahid-Al-Masood & A. Jawad (2022). Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: A review, *Energy Reports*.
- [20] S. Ratnam, K. Palanisamy & G. Yang, (2020). Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions-A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- [21] M. Nedd, C. Booth, and K. Bell, "Potential solutions to the challenges of low inertia power systems with a case study concerning synchronous condensers," in 2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2017, pp. 1–6.
- [22] V. Madani et al., (2010). IEEE PSRC Report on Global Industry Experiences With System Integrity Protection Schemes (SIPS), *IEEE Transactions on Power Delivery*.
- [23] Z. A. Obaid, L. M. Cipcigan, L. Abraham, & M. T. Muhssin (2019) "Frequency control of future power systems: reviewing and evaluating challenges and new control methods," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*.
- [24] H. Gu, R. Yan & T. K. Saha, (2018). Minimum Synchronous Inertia Requirement of Renewable Power Systems, *IEEE Transactions on Power Systems*.
- [25] J. O'Sullivan, A. Rogers, D. Flynn, P. Smith, A. Mullane & M. O'Malley (2014). Studying the Maximum Instantaneous Non-Synchronous Generation in an Island System—Frequency Stability Challenges in Ireland, *IEEE Transactions on Power Systems*.
- [26] Australian Energy Market Operator (2018). Inertia Requirements Methodology.
- [27] EirGrid (2022). EirGrid Group - Annual Report 2022. Disponible en: <https://www.eirgrid.ie/site-files/library/EirGrid/EirGrid-Annual-Report-2022.pdf>
- [28] Coordinador Eléctrico Nacional (2023). Estudio de restricciones en el Sistema de Transmisión.
- [29] Coordinador Eléctrico Nacional (2022). Estudio de Nivel de Inercia y de Cortocircuito.
- [30] Y. Zhang, S. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Billo & E. Rehman (2014). Evaluating system strength for large-scale wind plant integration, 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition
- [31] B. O'Connell *et al.* (2021). Achieving World-Leading Penetration of Renewables: The Australian National Electricity Market, *IEEE Power and Energy Magazine*
- [32] A. Annaswamy, (2013). IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap, *IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap*
- [33] North American Electric Reliability Corporation, (2017). Integrating Inverter Based Resources into Weak Power Systems Reliability Guideline. NERC.
- [34] M. Zhao, X. Yuan, J. Hu & Y. Yan, (2016). Voltage Dynamics of Current Control Timescale in a VSC-Connected Weak Grid. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- [35] S. Henry, J. Pompee, L. Devatine, M. Bulot & K. Bell (2004). New trends for the assessment of power system security under uncertainty. *IEEE PES Power System Conference and Exposition 2004*.
- [36] A. Ekic, A. Fischer, A. Eisenbeisz, G. Lind, A. M. Aldaoudeyeh & D. Wu (2018). Impact Analysis of Power Network Structure on Grid Strength, 2018 North American Power Symposium (NAPS).
- [37] R. Alvarez, C. Rahmann, R. Palma-Behnke & P.A. Estévez (2019). A novel meta-heuristic model for the multi-year transmission network expansion planning, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*.
- [38] M. Barnacle, S. Galloway, I. Elders & G. Ault (2015) Multi-objective transmission reinforcement planning approach for analysing future energy scenarios in the Great Britain network. *IET Gener. Transm. Distrib*
- [39] Hitachi ABB Power Grids (2020). Grid Forming Energy Storage: Provides Virtual Inertia, Interconnects Renewables and Unlocks Revenue. Disponible en: <https://www.electranet.com.au/wp-content/uploads/2021/01/Grid-Forming-Energy-Storage-Webinar-ESCRI-SA-July-2020.pdf>
- [40] U. Markovic, O. Stanojev, P. Aristidou, E. Vrettos, D. Callaway & G. Hug, (2021). Understanding Small-Signal Stability of Low-Inertia Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*.

- [41] A. Sajadi, J. A. Rañola, R. W. Kenyon, B. M. Hodge & B. Mather (2023). Dynamics and Stability of Power Systems With High Shares of Grid-Following Inverter-Based Resources: A Tutorial, IEEE Access.
- [42] North American Electric Reliability Corporation (2023). White Paper: Grid Forming Functional Specifications for BPS-Connected Battery Energy Storage Systems. Disponible en: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/White_Paper_GFM_Functional_Specificati_on.pdf
- [43] L. Kong, Y. Xue, L. Qiao & F. Wang (2022). Review of Small-Signal Converter-Driven Stability Issues in Power Systems. IEEE Open Access Journal of Power and Energy.
- [44] P. Unruh, M. Nuschke, P. Strauß & F. Welck (2020). Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods, Energies 2020
- [45] R. W. Kenyon, A. Hoke, J. Tan & B. -M. Hodge (2020). Grid-Following Inverters and Synchronous Condensers: A Grid-Forming Pair? 2020 Clemson University Power Systems Conference (PSC).
- [46] S. Cherevatskiy et al. (2020). Grid Forming Energy Storage System addresses challenges of grids with high penetration of renewables (A case study).
- [47] Y. Lin, J. Eto, B. Johnson, J. Flicker, R. Lasseter, H. Villegas Pico, G.-S. Seo, B. Pierre, Brian & A. Ellis(2021). Research Roadmap on Grid-Forming Inverters. NREL.
- [48] Hitachi (2023). Power Grids: Green Energy & Mobility. Disponible en: https://www.hitachi.com/rev/archive/2023/r2023_02/05/index.html#sec07
- [49] ENTSO-E (2021). ENTSO-E Technology Factsheet. Disponible en: <https://www.entsoe.eu/news/2021/03/23/ensto-e-technology-factsheets-take-a-tour-of-power-transmission-technology-developments/>
- [50] Electric Power Research Institute (2021). Turbine-Generator Topics for Power Plant Engineers Converting a Synchronous Generator for Operation as a Synchronous Condenser.
- [51] General Electric (2014). Synchronous Condenser Systems. Disponible en: https://www.gegridsolutions.com/power/catalog/synch_cond.htm
- [52] Siemens Energy (2021). Synchronous Condenser Conversion. Disponible en : <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:4b2f6a60-2949-41ec-910d-ab99964f3d19/flyer-synchronous-condenser-final.pdf>
- [53] ABB (2021). ABB Synchronous Condenser packages: Boosting power grid stability and resilience. Disponible en: https://library.e.abb.com/public/98c5a1c74d534fd09a405ea80580e5a3/synchronous_condenser_packages_brochure_9AKK108197_RevA_EN_A3.pdf?x-sign=8W78KEk9LWRHqHrRQa/IRNMpNTR+IJD2Fj+Pck2UpBvgzNHuloa5u+Ro3MYypw1
- [54] Transpower New Zealand Limited (2016). Waikato and Upper North Island Voltage Management: Long-list Consultation.
- [55] Electrical Power Research Institute (2019). Implications of Reduced Inertia Levels on the Electricity System Technical Report on the Challenges and Solutions for System Operations with Very High Penetrations of Non-Synchronous Resources.
- [56] D. K. Chaturvedi & A. K. Gupta (2018). Generators as Synchronous Condensers to Meet Dynamic System Requirement by Renewable Mix - Indian Scenario, Paris Session
- [57] GHD Advisory (2020). Managing system strength during the transition to renewables. Disponible en: <https://arena.gov.au/assets/2020/05/managing-system-strength-during-the-transition-to-renewables.pdf>
- [58] DlgSILENT Pacific (2023). Repurposing existing generators as synchronous condensers: Report on technical requirements. Disponible en: <https://arena.gov.au/assets/2023/06/repurposing-existing-generators-as-synchronous-condensers-report.pdf>

- [59] N. Masood, R. Yan, T. Saha & S. Bartlett (2016). Post-retirement utilisation of synchronous generators to enhance security performances in a wind dominated power system', IET Generation, Transmission & Distribution.
- [60] M. Qays, I. Ahmad, D. Habibi, A. Aziz & T. Mahmoud (2023). System strength shortfall challenges for renewable energy-based power systems: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- [61] World Bank (2019). Compensation Devices to Support Grid Integration of Variable Renewable Energy. Disponible en: <https://elibrary.worldbank.org/doi/abs/10.1596/32074>
- [62] A. Moghadasi, A. Sarwat, J. M. Guerrero, (2016). A comprehensive review of low-voltage-ride-through methods for fixed-speed wind power generators, Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- [63] Y. Liu, S. Yang, S. Zhang & F. Z. Peng (2014). Comparison of synchronous condenser and STATCOM for inertial response support, 2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE).
- [64] T. Engelbrecht et al. (2023). STATCOM Technology Evolution for Tomorrow's Grid: E-STATCOM, STATCOM With Supercapacitor-Based Active Power Capability, IEEE Power and Energy Magazine.
- [65] ENTSO-E (2024). Technopedia. Disponible en: <https://www.entsoe.eu/Technopedia/>
- [66] F. Calero *et al.* (2023). A Review of Modeling and Applications of Energy Storage Systems in Power Grids, *Proceedings of the IEEE*.
- [67] B. Cleary, A. Duffy, A. O'Connor, M. Conlon & V. Fthenakis (2015). Assessing the Economic Benefits of Compressed Air Energy Storage for Mitigating Wind Curtailment, IEEE Transactions on Sustainable Energy.
- [68] G. Delille, B. François & G. Malarange (2012). Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia, IEEE Transactions on Sustainable Energy.
- [69] M. Ghazavi Dozein, O. Gomis-Bellmunt & P. Mancarella (2021). Simultaneous Provision of Dynamic Active and Reactive Power Response From Utility-Scale Battery Energy Storage Systems in Weak Grids, IEEE Transactions on Power Systems.
- [70] IRENA (2017). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
- [71] F. Goris, & E. L. Severson (2018). A Review of Flywheel Energy Storage Systems for Grid Application. IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society.
- [72] M. Rezkalla, M. Pertl & M. Marinelli (2018). Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions. Electrical Engineering.
- [73] X. Luo, J. Wang, M. Dooner & J. Clarke (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, Applied Energy.
- [74] ABB (2021). Synchronous condensers rediscovered – a new way to strengthen grids. Disponible en: https://library.e.abb.com/public/c8adfa0169c44de3b6ed8ba186121922/Synchronous_condensers_rediscovered_Jun_2021.pdf
- [75] SP Energy Networks. (2019). Phoenix International Review. Disponible en: https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/Phoenix_-_International_Project_Review.pdf
- [76] SP Energy Networks (2022). Phoenix Report on GB road map for roll out of H-SC. Disponible en: <https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/Phoenix%20-%20GB%20Road%20Map%20SDRC5.4.pdf>
- [77] Texas Comptroller of Public Accounts (2023). ERCOT Overview. Disponible en: <https://comptroller.texas.gov/economy/economic-data/energy/2023/ercot-snap.php>

- [78] Julia Matevosyan (2021). ERCOT's Experience Integrating High Shares of IBR. Disponible en: <https://r8.ieee.org/sweden/wp-content/uploads/sites/130/2021/11/IEEE-Seminar-Julia-Matevosyan-Presentation.pdf>
- [79] Energy Systems Integration Group (2021). Integration of Inverter-Based Resources into ERCOT System. Disponible en: <https://r8.ieee.org/sweden/wp-content/uploads/sites/130/2021/11/IEEE-Seminar-Julia-Matevosyan-Presentation.pdf>
- [80] J. Conn, S. H. Huang, J. Schmall, A. Atallah & S. Kynev (2019). Synchronous Condenser for Integration of Wind Generation in Texas Panhandle Area, CIGRE.
- [81] ERCOT (2023). Assessment of Synchronous Condensers to Strengthen the West Texas System. Disponible en: <https://www.ercot.com/files/docs/2023/06/27/Assessment-of-Synchronous-Condensers-to-Strengthen-West-Texas-System.pdf>
- [82] Solar Energy Industries Association (2024). California Solar. Disponible en: <https://www.seia.org/sites/default/files/2024-03/California.pdf>
- [83] California ISO (2024). California ISO Peak Load History 1998 through 2023. Disponible en: <https://www.caiso.com/Documents/CaliforniaISOPeakLoadHistory.pdf>
- [84] G. Zhou et al. (2019). Synchronous Condenser Applications: Under Significant Resource Portfolio Changes, IEEE Power and Energy Magazine.
- [85] Siemens Energy (2021). Siemens Energy engaged to bolster grid stability and support increased renewable power generation in California. Disponible en: <https://press.siemens-energy.com/na/en/pressrelease/siemens-energy-engaged-bolster-grid-stability-and-support-increased-renewable-power>
- [86] PR Newswire (2024). World's most advanced battery energy storage system comes online, speeding Hawaii's transition to 100% renewable energy. Disponible en: <https://www.prnewswire.com/news-releases/worlds-most-advanced-battery-energy-storage-system-comes-online-speeding-hawaiis-transition-to-100-renewable-energy-302032803.html>
- [87] Department of Business, Economic Development & Tourism, State of Hawaii (2023). Hawaii State Energy Office and Kauai Island Utility Cooperative Receive Federal Support for Innovative Technology Demonstration Projects. Disponible en: <https://dbedt.hawaii.gov/blog/23-56/>
- [88] C.R. Slattery & J.M. Fogarty (2015). Synchronous Condenser Conversions at FirstEnergy Eastlake Plant, CIGRE.
- [89] P. E. Marken, M. Henderson, D. LaForest, J. Skliutas, J. Roedel & T. Campbell (2010). Selection of Synchronous Condenser technology for the Granite Substation, IEEE PES T&D 2010.
- [90] Bundesnetzagentur (2024). Growth in renewable energy in 2023. Disponible en: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2024/20240105_EEGZuba_u.html
- [91] Siemens Energy (2022). Siemens Energy technology stabilizes German power grid. Disponible en: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/press-releases/siemens-energy-technology-stabilizes-german-power-grid.html>
- [92] Smart Energy International (2022). TenneT commissions Siemens Energy to premiere grid stabilisation system. Disponible en: <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/energy-grid-management/tennet-commissions-siemens-energy-to-premiere-grid-stabilisation-system/>
- [93] German 4-TSO (2022). 4-TSO Paper on Requirements for Grid-Forming Converters 2. Disponible en: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/zuordnung_unklar/grundlegende-anforderungen-an-netzbildende-umrichter/220504 - 4-tso paper on requirements for grid-forming converters.pdf

- [94] Energinet (2018). Model Analysis of Flexibility of the Danish Power System. Disponible en: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/Publications_reports_papers/model_analysis_of_flexibility_of_the_danish_power_system.2018.05.15.pdf
- [95] Siemens AG (2016). Parallel compensation Comprehensive solutions for safe and reliable grid operation. Disponible en: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:65b2b83a-a5a7-442f-b5d3-803bb5a629d2/emts-b10018-00-7600.pdf>
- [96] Energy Facts Norway (2023). Electricity Production. Disponible en: <https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftproduksjon/>
- [97] H. R. de Brito, V. M. de Souza & K. O. Uhlen (2023). Investigations on Secondary Voltage Control for Long-Term Reactive Power Management, 2023 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST).
- [98] S. M. Hamre (2015). Inertia and FCR in the Present and Future Nordic Power System. Disponible en: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2368231/13194_FULLTEXT.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [99] ABB (2009). SVCs for improved power transmission capacity in the central Norwegian grid. Disponible en: <https://library.e.abb.com/public/a6029b4ecc85761ec12576740037818e/A02-0205%20E.pdf>
- [100] T&D World (2017). Transmitting Power Along the Black Sea. Disponible en: <https://www.tdworld.com/digital-innovations/hvdc/article/20969989/transmitting-power-along-the-black-sea>
- [101] ENTSO-E (2024). ENTSO-E Transparency Platform.
- [102] IEEE Spectrum (2023). To Free the Baltic Grid, Old Technology Is New Again. Disponible en: <https://spectrum.ieee.org/baltic-power-grid>
- [103] EER (2023). Estonia completes second synchronous condenser needed to uncouple from Russian grid. Disponible en: <https://news.err.ee/1609199200/estonia-completes-second-synchronous-condenser-needed-to-uncouple-from-russian-grid>
- [104] AST (2022). Three Synchronous Condenser Stations will be built in Latvia to Synchronise with European Grid. Disponible en: <https://ast.lv/en/events/three-synchronous-condenser-stations-will-be-built-latvia-synhronise-european-grid>
- [105] Lithuania (2023). Baltic countries to synchronize electricity transmission systems by February 2025. Disponible en: <https://lithuania.lt/governance-in-lithuania/baltic-countries-to-synchronize-electricity-transmission-systems-by-february-2025/>
- [106] PV Magazine (2023). UK solar capacity hits 15.6 GW. Disponible en: <https://www.pv-magazine.com/2024/01/05/uk-solar-capacity-hits-15-6-gw/>
- [107] GreenMatch (2024). The Statistical Landscape of Wind Farms in the UK. Disponible en: <https://www.greenmatch.co.uk/green-energy/wind-farm>
- [108] National Grid (2024). Factsheet – The Energy Challenge. Disponible en: <https://www.nationalgrid.com/electricity-transmission/document/82686/download>
- [109] ABB (2023). ABB’s synchronous condensers go live in Liverpool to stabilize the UK’s power grid. Disponible en: <https://new.abb.com/news/detail/101299/abb-synchronous-condensers-go-live-in-liverpool-to-stabilize-the-uks-power-grid>
- [110] Uniper (2023). Custom built synchronous condenser units now in operation at Uniper’s Grain power station site helping to deliver a low carbon electricity system. Disponible en: <https://www.uniper.energy/united-kingdom/news/custom-built-synchronous-condenser-units-now-in-operation-at-unipers-grain-power-station-site-helping-to-deliver-a-low-carbon-electricity-system/>

- [111] Siemens Energy (2023). Uniper, UK: Repurposing retired generators to provide essential grid stability services. Disponible en: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/stories/killingholme-rotating-grid-stabilizer-conversion.html>
- [112] National Grid (2023). The Grid Code – Issue 6 - Revision 20.
- [113] National Grid (2023). Great Britain Grid Forming Best Practice Guide.
- [114] Energy Systems Integration Group (2023). What to Expect from Grid-forming Inverters and How to Facilitate System Stability at 100% Renewables. Disponible en: <https://www.esig.energy/what-to-expect-from-grid-forming-inverters-and-how-to-facilitate-system-stability-at-100-renewables/>
- [115] Siemens Energy (2022). Ireland's great grid stabilizer. Disponible en: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/stories/irelands-great-grid-stabilizer.html>
- [116] ESB (2022). Driven to make a difference: Sustainability Report 2022. Disponible en: https://cdn.esb.ie/media/docs/default-source/sustainability/22118-esb-sustainability-report-ye22v6.pdf?sfvrsn=213694f8_3
- [117] Siemens Energy (2023). Two become one: Siemens Energy combines two technologies to stabilize the Irish grid. Disponible en: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/press-releases/two-become-one-siemens-energy-combines-two-technologies-to-stab.html>
- [118] Terna Driving Energy (2024). Peak-valley load. Disponible en: <https://www.terna.it/en/electric-system/transparency-report/peak-valley-load>
- [119] Siemens Energy (2021). Balancing the Italian grid: Siemens Energy's grid stabilization solutions enable seamless integration of renewable energy. Disponible en: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/press-releases/siemens-energys-grid-stabilization-solutions-enable-seamless-integration-of-renewable-energy.html>
- [120] Turbomachinery International (2020). Synchronous condensers and flywheels to support renewable power in Italy. Disponible en: <https://www.turbomachinerymag.com/view/synchronous-condensers-and-flywheels-to-support-renewable-power-in-italy>
- [121] Australian Energy Market Operator (2024). Factsheet – The National Electricity Market. Disponible en: <https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/National-Electricity-Market-Fact-Sheet.pdf>
- [122] R. Yan, N.A. Masood, T. Kumar Saha, F. Bai & H. Gu (2018). The Anatomy of the 2016 South Australia Blackout: A Catastrophic Event in a High Renewable Network, IEEE Transactions on Power Systems.
- [123] Australian Energy Market Operator (2018). Inertia Requirements Methodology: Inertia Requirements & Shortfalls. Disponible en: https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/system-security-market-frameworks-review/2018/inertia_requirements_methodology_published.pdf
- [124] Australian Energy Market Operator (2023). SA minimum synchronous generator requirements. Disponible en: https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/congestion-information/2023/sa-minimum-synchronous-generator-requirements-august-2023-update.pdf?la=en
- [125] ElectraNet (2021). Dalrymple ESCRI-SA Battery Project. Disponible en: <https://www.electranet.com.au/electranets-battery-storage-project/>
- [126] ABB (2020). Unlocking new revenue and stabilizing large electric grids with energy storage. Disponible en: <https://library.e.abb.com/public/128c4d4904b045aa9cd379b8eeb5bebb/e-mesh-PowerStore-grid-forming-inverters-4CAE000822-US.pdf?x-sign=p7wVFRN8uTL1g64E7s86X7uw81joniPAhmclhvr8AYZlbGoyJsT3ychQL+dkZ16>
- [127] Energy Systems Integration Group (2023). Australian Landscape of Grid-Forming Batteries. Disponible en: <https://www.esig.energy/australian-landscape-of-grid-forming-batteries/>

- [128] J. Glassmire, H. Bitaraf, S. Cherevatskiy & D. Cicio (2020). Using energy storage to stabilise grids and increase revenues, CIRED 2020 Berlin Workshop (CIRED 2020), Online Conference.
- [129] Australian Energy Market Operator (2023). Voluntary Specification for Grid-forming Inverters. Disponible en: <https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/primary-frequency-response/2023/gfm-voluntary-spec.pdf>
- [130] Transpower (2024). Weekly Energy Report. Disponible en: <https://www.transpower.co.nz/system-operator/notices-and-reporting/weekly-energy-report>
- [131] New Zealand Wind Energy Association (2023). New Zealand's Onshore Wind Farms. Disponible en: <https://www.windenergy.org.nz/wind-energy/nz-onshore-wind-farms>
- [132] Commerce Commission New Zealand (2020). Decision and reasons on Stage 1 of Transpower's Waikato and Upper North Island Voltage Management staged major capex project. Disponible en: https://comcom.govt.nz/_data/assets/pdf_file/0029/225497/2020-NZCC-20-Waikato-and-Upper-North-Island-Voltage-Management-major-capex-project-stage-1-Decisions-and-reasons-paper-23-September-2020.pdf
- [133] Transpower (2023). Waikato and Upper North Island Voltage Management Investigation. Disponible en: <https://www.transpower.co.nz/projects/waikato-and-upper-north-island-voltage-management-investigation>
- [134] Transpower (2023). Net Zero Grid Pathways 1 Major Capex Proposal (Staged). Disponible en: https://comcom.govt.nz/_data/assets/pdf_file/0021/320628/Transpower-NZGP1-stage-one-Addendum-to-Proposal-13-June-2023.pdf
- [135] General Electric (2014). GE Helps KEPCO Electrify Jeju Island. Disponible en: https://www.gegridsolutions.com/press/gepress/kepco_release.htm
- [136] NR Electric Co. (2022). China's first distributed synchronous condenser protection & control system was successfully put into operation. Disponible en: <https://www.nrec.com/en/index.php/about/newsInfo/99.html>
- [137] ANDRITZ Hydro (2023). Improving power system stability. Disponible en: <https://www.andritz.com/hydro-en/hydronews/hn37/brazil-tucuma-feijo>
- [138] Neoenergia (2021). Neoenergia installs substation equipment for system quality boost. Disponible en: <https://www.neoenergia.com/en/w/neoenergia-implanta-equipamentos-em-subestacoes-para-reforcar-a-qualidade-no-sistema>
- [139] Coordinador Eléctrico Nacional (2021). Transición Energética y Descarbonización: Limitaciones Técnicas del Sistema años 2026-2028.
- [140] Coordinador Eléctrico Nacional (2022). Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/Informe-PET-enero-2022.pdf>
- [141] ESIG (2023). Australian Landscape of Grid-Forming Batteries. Disponible en: <https://www.esig.energy/australian-landscape-of-grid-forming-batteries/>
- [142] EERE (2022). Solar and Wind Grid Services and Reliability Demonstration Funding Program. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-and-wind-grid-services-and-reliability-demonstration-funding-program>
- [143] Amp (2022). Amp Energy announces the largest battery storage facilities in Europe with two flagship 400 MW projects located in Scotland. Disponible en: <https://www.amp.energy/news/amp-energy-announces-the-largest-battery-storage-facilities-in-europe-with-two-flagship-400-mw-projects-located-in-scotland>
- [144] Coordinador Eléctrico Nacional (2021). Estudio de restricciones en el sistema de transmisión. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/05/Informe-Final-ERST-2021.pdf>

- [145] Comisión Nacional de Energía (2020). Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>
- [146] Comisión Nacional de Energía (2020). Anexo Técnico: Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/05/NT-SSCC.pdf>
- [147] Comisión Nacional de Energía (2019). Anexo Técnico: Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/REQUISITOS-T%C3%89CNICOS-M%C3%8DNIMOS-DE-INSTALACIONES-QUE-SE-INTERCONECTAN-AL-SI.pdf>
- [148] Comisión Nacional de Energía (2019). Norma Técnica de Servicios Complementarios. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/05/NT-SSCC.pdf>
- [149] National Grid ESO (2024). National Electricity Transmission System Security and Quality of Supply Standard (Version 2.7). Disponible en: <https://www.nationalgrideso.com/document/303896/download>
- [150] National Grid ESO (2024). Frequency Risk and Control Report (Abril 2024). Disponible en: <https://www.nationalgrideso.com/document/316176/download>
- [151] Australian Energy Market Commission (2024). National Electricity Rules (Version 209). Disponible en: <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner>
- [152] Australian Energy Market Commission (2023). Efficient Provision of Inertia – Consultation Paper. Disponible en: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2023-03/ERC0339%20-%20Consultation%20Paper.pdf>
- [153] North American Electric Reliability Corporation (2023). Transmission System Planning Performance Requirements (TPL-001-5.1). Disponible en: <https://www.nerc.com/pa/Stand/Reliability%20Standards/TPL-001-5.1.pdf>
- [154] ERCOT (2023). ERCOT Planning Guide. Disponible en: <https://www.ercot.com/mktrules/guides/planning/current>
- [155] ERCOT (2024). ERCOT Nodal Operating Guides. Disponible en: <https://www.ercot.com/mktrules/guides/noperating/current>
- [156] Coordinador Eléctrico Nacional (2022). Informe de Servicios Complementarios 2022. Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/12/2022.12.20-Informe_SSCC_2023.pdf
- [157] Coordinador Eléctrico Nacional (2024). Bases Administrativas Generales. Disponible en: https://cdec365.sharepoint.com/:f:/s/Licitaciones/EIYJV_8QM1OrBdqVQeAt8oBXQsyZTjAdiflUxOSM2rDUg?e=M74hcm
- [158] Coordinador Eléctrico Nacional (2024). Bases técnicas y funcionales. Disponible en: https://cdec365.sharepoint.com/:f:/s/Licitaciones/EIYJV_8QM1OrBdqVQeAt8oBXQsyZTjAdiflUxOSM2rDUg?e=M74hcm
- [159] Coordinador Eléctrico Nacional (2024). Bases de ejecución. Disponible en: https://cdec365.sharepoint.com/:f:/s/Licitaciones/EIYJV_8QM1OrBdqVQeAt8oBXQsyZTjAdiflUxOSM2rDUg?e=M74hcm
- [160] Coordinador Eléctrico Nacional (2024). Reporte Anual de Desempeño del Sistema Eléctrico Nacional. Disponible en <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/04/CEN-ReporteArt72-15ano2023v2.pdf>
- [161] ESO (2021). Compliance Guidance Notes for NOA Stability Compensation Service Phase 2. Disponible en: <https://www.nationalgrideso.com/document/220936/download>
- [162] Y. Li, Y. Gu & T. C. Green (2022). Revisiting Grid-Forming and Grid-Following Inverters: A Duality Theory. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9714816>
- [163] Coordinador Eléctrico Nacional (2024). Metodología para la Adjudicación del SC de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Cortocircuito. Disponible en

https://cdec365.sharepoint.com/:f:/s/Licitaciones/EIYJV_8QM1OrBdqVQeAt8oBXQsyZTjAdiflUxOSM2rDUg?e=M74hcm

- [164] ESO (2020). Pathfinder Phase 1: Tender Results. Disponible en: <https://www.neso.energy/industry-information/balancing-services/network-services-procurement/stability-network-services-procurement#Phase-1-concluded>
- [165] T. Prevost, G. Denis & C. Coujard (2020). Future grid stability, a cost comparison of Grid-Forming and Synchronous Condenser based solutions. Disponible en: <https://ieeexplore-ieee.org.uchile.idm.oclc.org/document/9215795>

Anexos

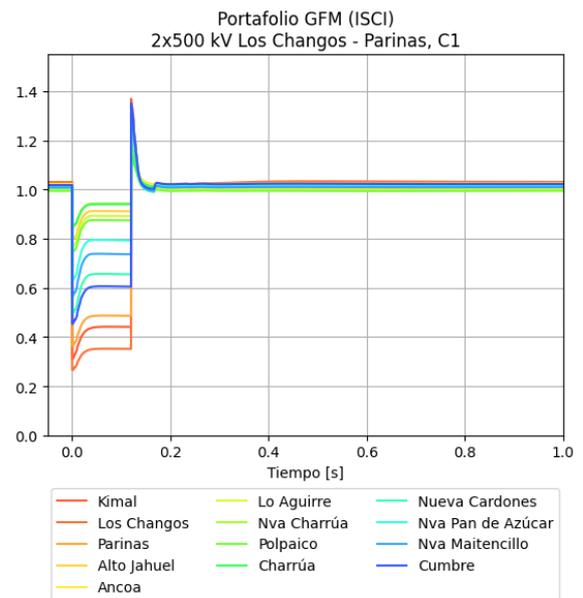
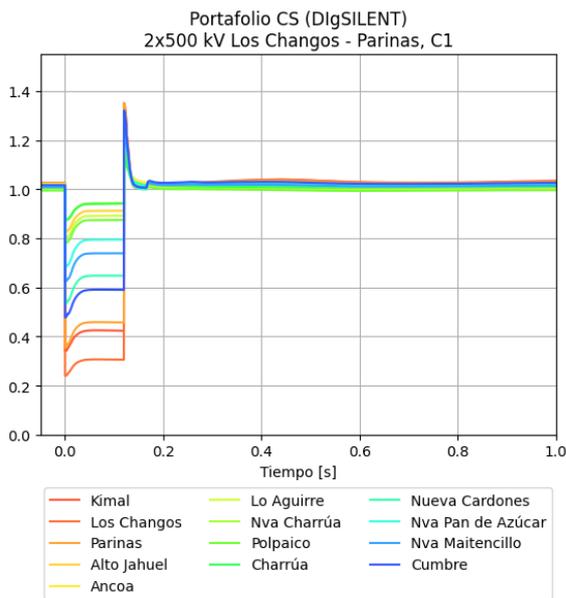
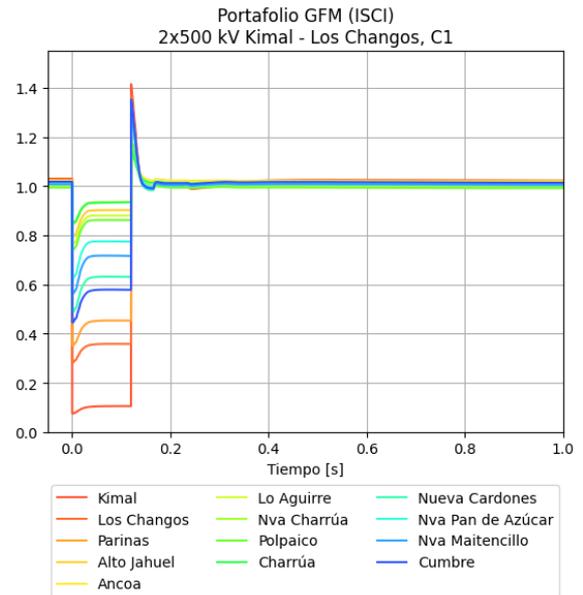
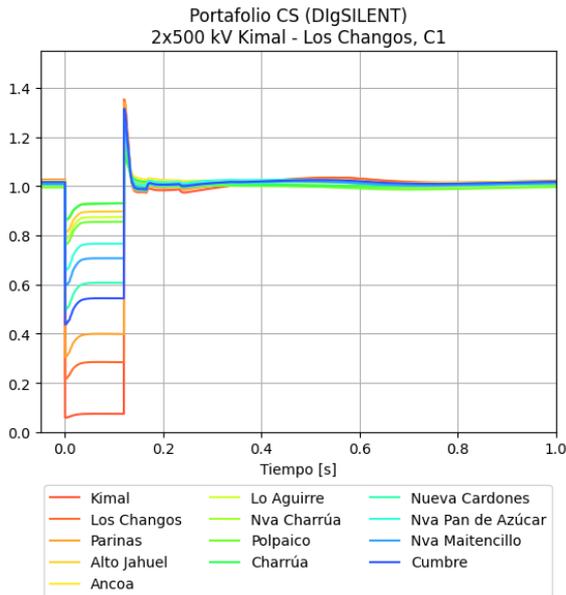
Anexo 1: Aporte de los CS a la potencia de CC en la barra de referencia

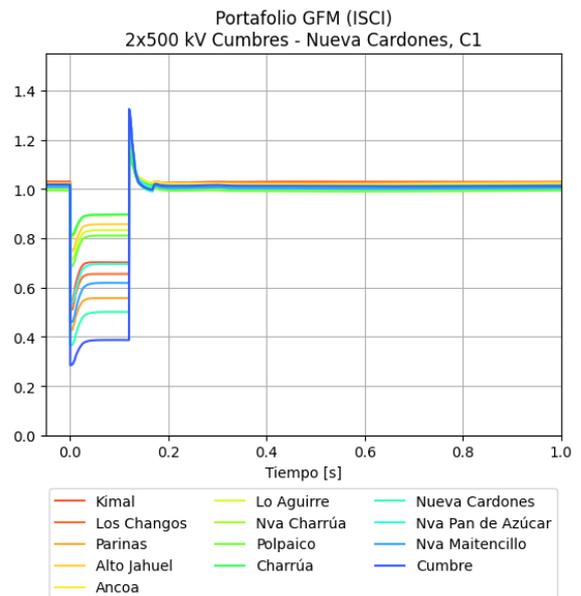
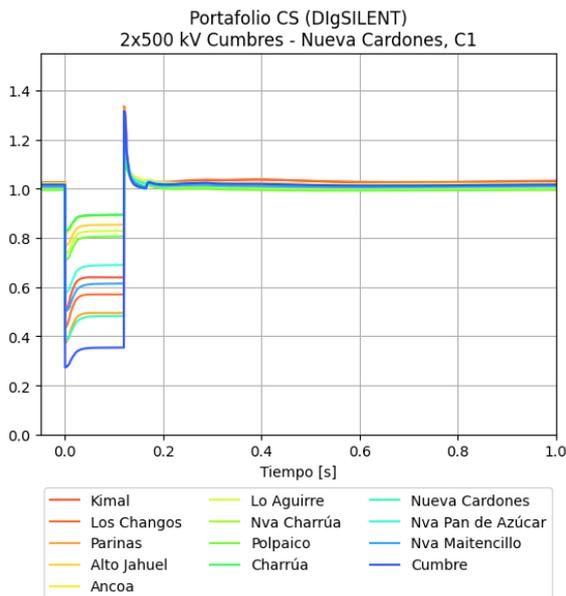
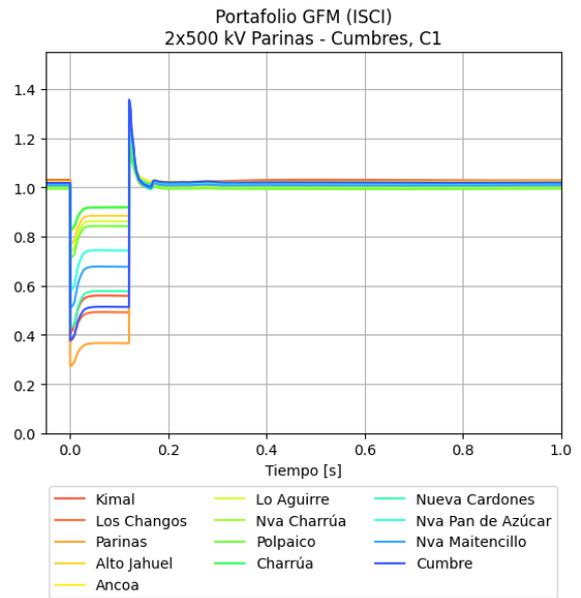
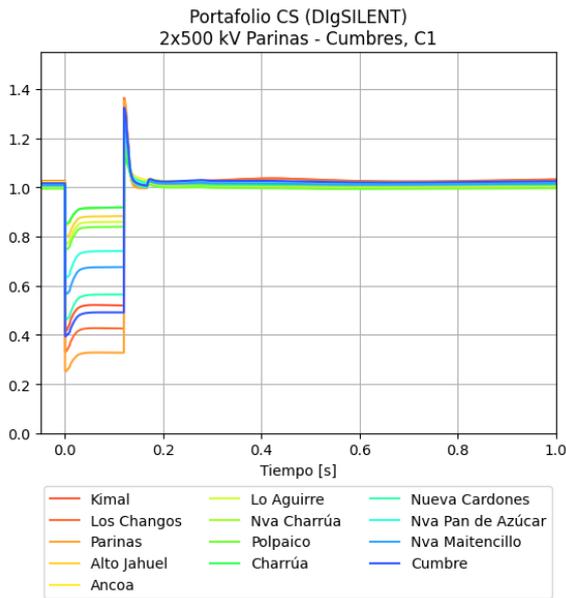
CS i	CS j	Potencia de CC [MVA]	Aporte par mediante DIgSILENT [MVA]	Aporte par mediante aproximado [MVA]	Diferencia porcentual
1	2	1.066,22	44,71	44,7	0%
1	3	1.038,13	16,62	16,62	0%
1	4	1.040,19	18,68	18,68	0%
1	5	1.037,74	16,23	16,23	0%
1	6	1.039,16	17,65	17,65	0%
1	7	1.048,26	26,75	26,75	0%
1	8	1.041,89	20,38	20,38	0%
1	9	1.047,87	26,36	26,35	0%
1	10	1.042,01	20,5	20,5	0%
2	3	1.058,72	37,21	37,22	0%
2	4	1.060,78	39,27	39,28	0%
2	5	1.058,33	36,82	36,83	0%
2	6	1.059,76	38,25	38,25	0%
2	7	1.068,86	47,35	47,35	0%
2	8	1.062,48	40,97	40,98	0%
2	9	1.068,46	46,95	46,95	0%
2	10	1.062,61	41,1	41,1	0%
3	4	1.030,49	8,98	11,2	-25%
3	5	1.030,2	8,69	8,75	-1%
3	6	1.031,6	10,09	10,17	-1%
3	7	1.040,58	19,07	19,27	-1%
3	8	1.034,3	12,79	12,9	-1%
3	9	1.040,19	18,68	18,87	-1%
3	10	1.034,42	12,91	13,02	-1%
4	5	1.032,23	10,72	10,81	-1%
4	6	1.033,63	12,12	12,23	-1%
4	7	1.042,56	21,05	21,33	-1%
4	8	1.036,3	14,79	14,96	-1%
4	9	1.042,16	20,65	20,93	-1%
4	10	1.036,43	14,92	15,08	-1%
5	6	1.030,47	8,96	12,23	-36%
5	7	1.039,55	18,04	21,33	-18%
5	8	1.033,52	12,01	14,96	-25%
5	9	1.039,15	17,64	20,93	-19%
5	10	1.033,64	12,13	15,08	-24%
6	7	1.040,69	19,18	20,3	-6%
6	8	1.034,78	13,27	13,93	-5%
6	9	1.040,29	18,78	19,9	-6%
6	10	1.034,89	13,38	14,05	-5%
7	8	1.042,87	21,36	23,03	-8%
7	9	1.047,67	26,16	29	-11%
7	10	1.042,98	21,47	23,15	-8%
8	9	1.042,42	20,91	22,63	-8%
8	10	1.037,28	15,77	16,78	-6%
9	10	1.042,53	21,02	22,75	-8%

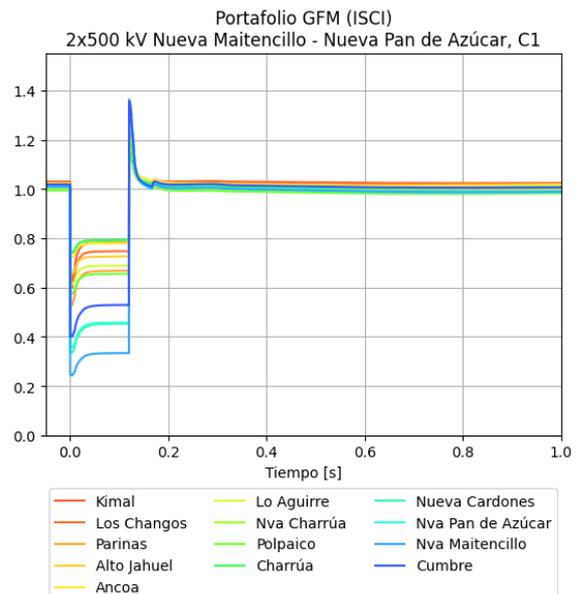
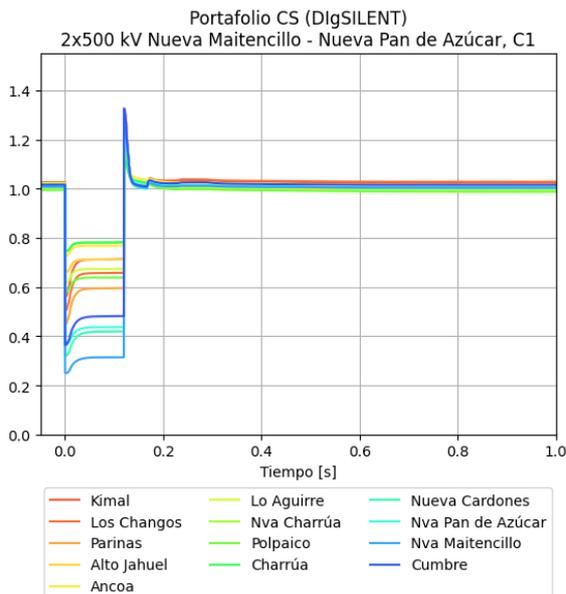
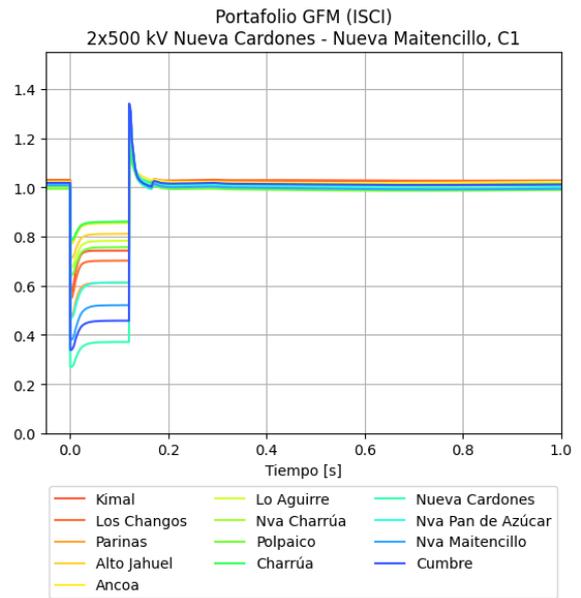
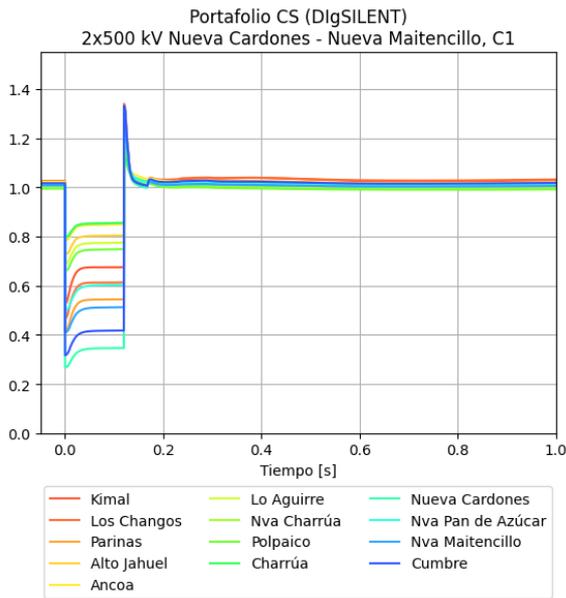
Anexo 2: Fallas estudiadas en el análisis dinámico

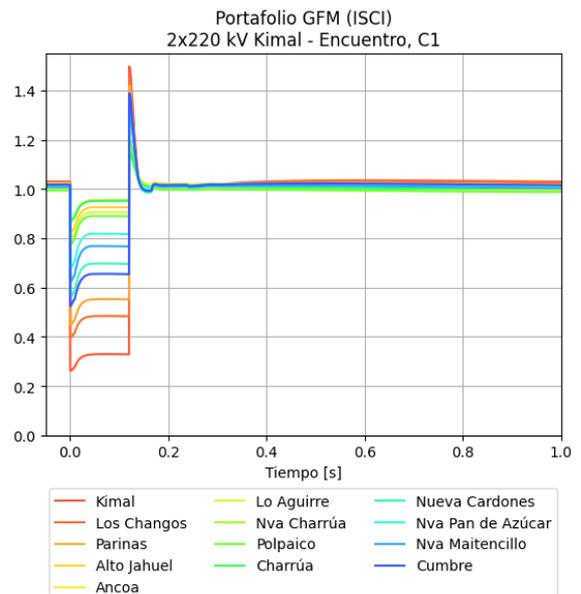
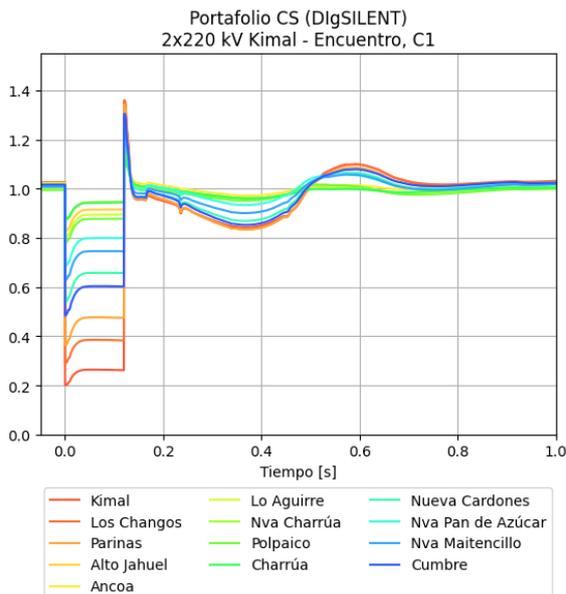
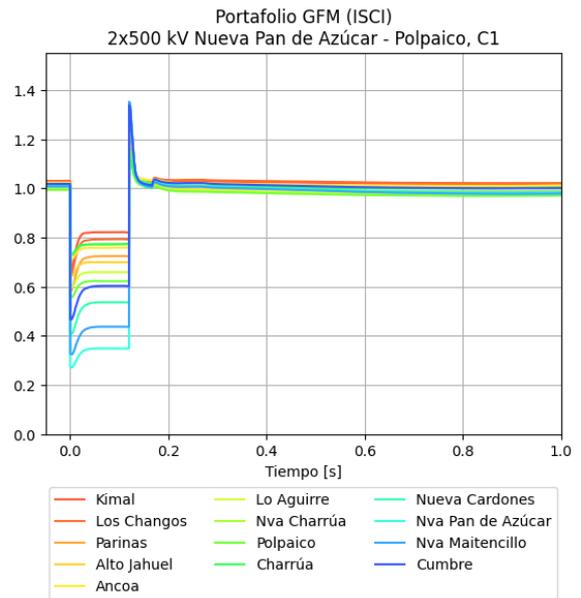
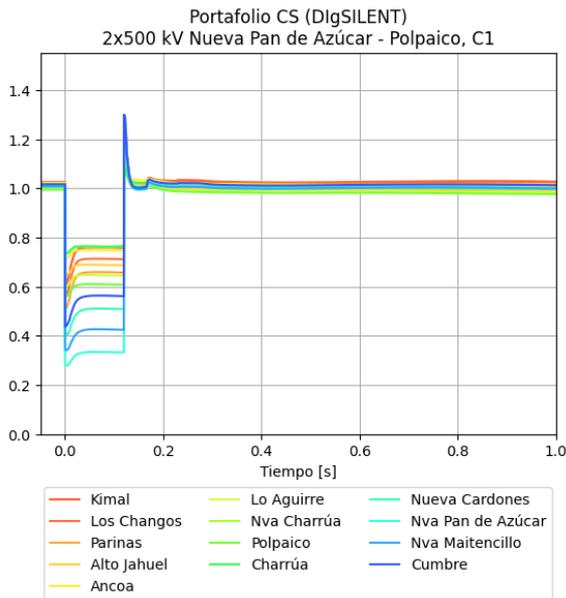
ID	Tipo de falla	Elemento	Detalle
C1	Líneas 500 kV	2x500 kV Kimal - Los Changos, C1	Falla en el extremo Kimal
C2	Líneas 500 kV	2x500 kV Los Changos - Parinas, C1	Falla en el extremo Los Changos
C3	Líneas 500 kV	2x500 kV Parinas - Cumbres, C1	Falla en el extremo Parinas
C4	Líneas 500 kV	2x500 kV Cumbres - Nueva Cardones, C1	Falla en el extremo Cumbres
C5	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Cardones - Nueva Maitencillo, C1	Falla en el extremo Nueva Cardones
C6	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Maitencillo - Nueva Pan de Azúcar, C1	Falla en el extremo Nueva Maitencillo
C7	Líneas 500 kV	2x500 kV Nueva Pan de Azúcar - Polpaico, C1	Falla en el extremo Nueva Pan de Azúcar
C8	Líneas 500 kV	2x500 kV Polpaico - Lo Aguirre, C1	Falla en el extremo Polpaico
C9	Líneas 500 kV	2x500 kV Lo Aguirre - Alto Jahuel, C1	Falla en el extremo Lo Aguirre
C10	Líneas 500 kV	2x500 kV Alto Jahuel - Ancoa, C1	Falla en el extremo Alto Jahuel
C11	Líneas 500 kV	2x500 kV Ancoa - Charrúa, C3	Falla en el extremo Charrúa
C15	Líneas 220 kV	2x220 W Lagunas - Tarapacá, C1	Falla en el extremo Lagunas
C16	Líneas 220 kV	2x220 kV Kimal - Encuentro, C1	Falla en el extremo Kimal
C17	Líneas 220 kV	2x220 kV María Elena - Kimal, C1	Falla en el extremo Kimal
C18	Líneas 220 kV	2x220 kV Kapatur - Los Changos, C1	Falla en el extremo Kapatur
C19	Líneas 220 kV	2x220 kV Maitencillo - Don Héctor	Falla en el extremo Maitencillo
C20	Líneas 220 kV	2x220 kV Cerro Navia - Lo Aguirre, C1	Falla en el extremo Lo Aguirre
C21	Líneas 220 kV	2x220 kV Charrúa - Mulchén, C1	Falla en el extremo Mulchén
C29a	FACTS	CER Polpaico	Desconexión intempestiva
C29b	FACTS	CER Polpaico	Desconexión intempestiva
C29c	FACTS	CER Cardones	Desconexión intempestiva
C29d	FACTS	SVC Domeyko	Desconexión intempestiva
C30	Reactor	Falla en reactor de barra en S/E Los Changos	Desconexión intempestiva
C31	Reactor	Falla en reactor de barra en S/E Polpaico	Desconexión intempestiva

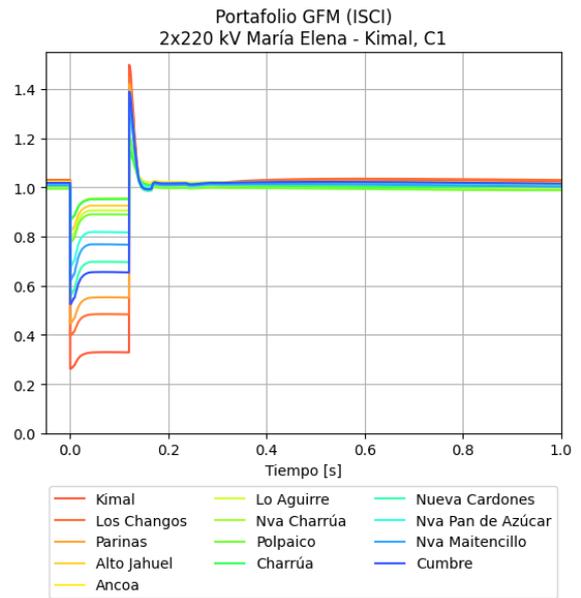
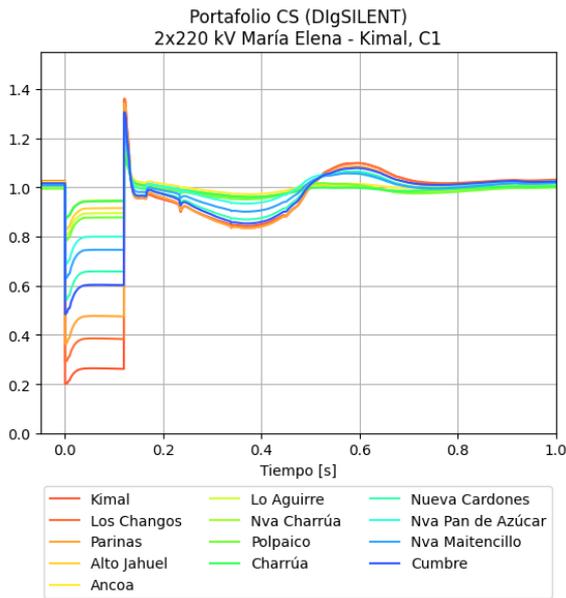
Anexo 3: Comparación entre las tensiones en las barras de 500 kV ante fallas





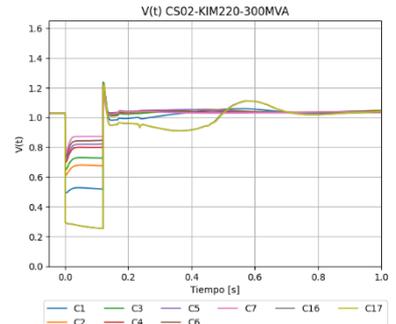
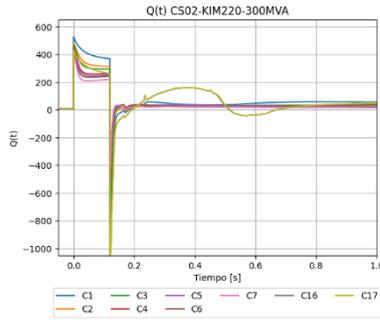
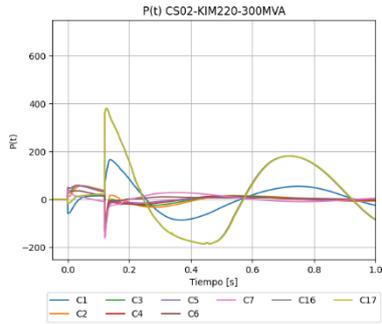
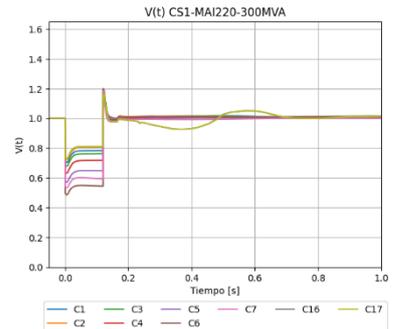
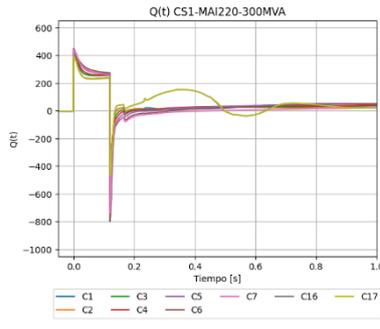
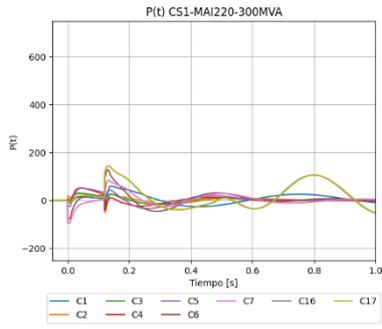






Anexo 4: Respuesta de las unidades del portafolio estándar





Anexo 5: Respuesta de las unidades del portafolio híbrido

