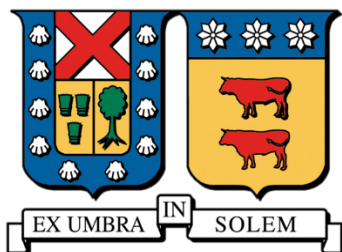


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO – CHILE



DESARROLLO DE MECANISMOS
REGULATORIOS PARA EL INCENTIVO DE
INFRAESTRUCTURA QUE BRINDE AL SISTEMA
ELÉCTRICO NACIONAL NIVELES DE INERCIA
Y DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO
EFICIENTES

ARIEL ALEJANDRO REYES SANHUEZA

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA

PROFESOR PATROCINANTE (1) : ESTEBAN GIL

PROFESOR PATROCINANTE (2) : DANILO ZURITA

CO-REFERENTE (1) : FÉLIX CANALES

Julio-2023

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia, mi madre y hermano, quienes estuvieron apoyándome desde el instante inicial de mi paso por la universidad. También, quiero agradecer a mis compañeros de carrera y amigos.

Agradezco al Proyecto Fondecyt 1231892 y al proyecto ANID-Basal FB0008, los cuales apoyaron parcialmente el desarrollo de esta memoria.

RESUMEN

Chile ha establecido metas ambiciosas para incrementar la participación de las energías renovables no convencionales (ERNC) en su matriz energética. Este estudio aborda algunos de los desafíos y recomendaciones para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el contexto de una creciente penetración de energías renovables no convencionales, lo que requiere el desarrollo de herramientas técnicas, económicas y regulatorias para asegurar la seguridad y calidad del servicio.

La transición hacia una matriz energética con mayor presencia de ERNC plantea retos en la operación del sistema eléctrico. Específicamente, las tecnologías basadas en electrónica de potencia, como la energía eólica y fotovoltaica, impactan la robustez del sistema eléctrico. Dos parámetros fundamentales para medir esta robustez son la inercia sistémica, que evalúa la estabilidad de la frecuencia, y la potencia de cortocircuito, que representa la "rigidez" del voltaje en una barra.

Para abordar estos desafíos, se analizan diversas tecnologías que pueden fortalecer el sistema eléctrico, destacando dos de ellas: los condensadores sincrónicos y los convertidores formadores de redes (GFM). Luego, se realiza una evaluación económica de la instalación de esta infraestructura, presentando cinco casos de estudio.

Las recomendaciones y conclusiones principales del estudio se basan en el análisis de experiencias internacionales, con énfasis en dos países líderes en este ámbito: Reino Unido y Australia. El Reino Unido ya ha llevado a cabo licitaciones para implementar nuevas infraestructuras que aporten robustez a su sistema, incluyendo la tecnología de convertidores GFM, mientras que Australia cuenta con una normativa técnica avanzada para medir y responder ante un déficit de inercia o potencia de cortocircuito.

Se enfatiza la importancia de desarrollar herramientas para medir la inercia en tiempo real, mencionando las experiencias del Reino Unido y ENTSO-e, que recomiendan el uso de Unidades de Medida de Fasores (PMUs). Esto permitiría reducir los requerimientos mínimos de inercia, disminuyendo así los costos de operación del sistema.

Considerando la experiencia internacional y la evaluación económica, se recomienda medidas para enfrentar los desafíos mencionados: la implementación de normativas técnicas que permitan la instalación de convertidores GFM, la creación de nuevos servicios complementarios de estabilidad, licitaciones con periodos de prestación del servicio más reducido y el uso de herramientas de medición de inercia en tiempo real. Además, se destaca el creciente valor de la inercia sistémica y la potencia de cortocircuito en el mercado eléctrico.

Con estas medidas, Chile estará mejor preparado para afrontar la creciente integración de energías renovables no convencionales en su matriz energética y garantizar un suministro eléctrico seguro y eficiente.

ABSTRACT

Chile has established ambitious goals to increase the participation of variable renewable energy (ERV) in its energy market. This study addresses some of the challenges and recommendations for the National Electric System (SEN, by its acronym in Spanish) in the context of a growing penetration of non-conventional renewable energies, which requires the development of technical, economic, and regulatory tools to ensure the safety and quality of service.

The transition to an energy matrix with a higher presence of ERV poses challenges in the operation of the electrical system. Specifically, power electronics-based technologies, such as wind and photovoltaic energy, impact the robustness of the electrical system. Two fundamental parameters for measuring this robustness are systemic inertia, which evaluates frequency stability, and short-circuit power, which represents the "stiffness" of voltage at a bus.

To address these challenges, various technologies that can strengthen the electrical system are analyzed, highlighting two of them: synchronous condensers and grid-forming converters (GFM). Subsequently, an economic evaluation of installing this infrastructure is presented, including five case studies.

The main recommendations and conclusions of the study are based on the analysis of international experiences, with emphasis on two leading countries in this field: the United Kingdom and Australia. The United Kingdom has already conducted tenders to implement new infrastructure to enhance the robustness of its system, including GFC technology, while Australia has advanced technical regulations for measuring and responding to inertia or short-circuit power deficits.

The importance of developing real-time inertia measurement tools is emphasized, mentioning the experiences of the United Kingdom and ENTSO-e, which recommend the use of Phasor Measurement Units (PMUs). This could reduce the minimum inertia requirements, thus lowering the operational costs of the system.

Considering international experience and the economic evaluation, measures are recommended to address the mentioned challenges: the implementation of technical regulations allowing the installation of GFCs, the creation of new complementary stability services, tenders with shorter service provision periods, and the use of real-time inertia measurement tools. Additionally, the increasing value of systemic inertia and short-circuit power in the electricity market is highlighted.

With these measures, Chile will be better prepared to face the growing integration of non-conventional renewable energies into its energy matrix and ensure a safe and efficient electricity supply.

NOMENCLATURA

- **ERNC** : Energía Renovable No Convencional.
- **SEN** : Sistema Eléctrico Nacional.
- **CEN** : Coordinador Eléctrico Nacional.
- **CNE** : Comisión Nacional de Energía.
- **GFM** : Formador de Red, por sus siglas en inglés Grid Forming.
- **GFL** : Seguidor de Red, por sus siglas en inglés Grid Following.
- **FV** : Centrales Fotovoltaicas.
- **LSGE** : Ley General de Servicios Eléctricos.
- **C.O.M.A** : Costos de Operación, Mantenimiento y Administración.
- **GEI** : Gases de Efecto Invernadero.
- **IBR** : Recursos basados en inversores, Inverter Based Resources en inglés.
- **CSP** : Concentración Solar de Potencia.
- **SCL** : Niveles de Cortocircuito, por sus siglas en inglés Short Circuit Level.
- **SCR** : Razón de Cortocircuito, por sus siglas en inglés Short Circuito Ratio.
- **NTSyCS** : Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio.
- **ESCR** : Razón de Cortocircuito Equivalente, por sus siglas en inglés Equivalent Short Circuit Ratio.
- **ERV** : Energía Renovable Variable
- **BESS** : Equipos de Almacenamiento de Energía, por sus siglas en inglés Battery Energy Storage System.
- **PLL** : Lazo de Seguimiento de Fase, por sus siglas en inglés Phase Locked Loop.
- **CCSS** : Condensadores Sincrónicos.
- **SSCC** : Servicios Complementarios.

Índice general

Capítulo 1	Introducción.....	1-12
1.1	Motivación y justificación	1-12
1.2	Objetivos.....	1-13
1.2.1	Objetivo general	1-13
1.2.2	Objetivos específicos.....	1-13
1.3	Estructura del documento	1-13
Capítulo 2	Marco teórico.....	2-15
2.1	Mercado eléctrico chileno.....	2-15
2.2	Robustez en el sistema eléctrico	2-18
2.2.1	Potencia de cortocircuito	2-19
2.2.2	Inercia sistémica	2-21
2.3	Tecnologías que aporten inercia y nivel de potencia de cortocircuito.....	2-23
2.3.1	Centrales nucleares	2-23
2.3.2	Condensadores síncronos	2-23
2.3.3	Sistemas de almacenamiento y servicios FFR.....	2-24
2.3.4	Equipos FACTS.....	2-25
2.3.5	Controladores automáticos avanzados.....	2-26
2.4	Resumen del capítulo.....	2-29
Capítulo 3	Revisión de experiencias regulatorias internacionales	3-31
3.1	Reino Unido.....	3-32
3.1.1	¿Cómo se mide la necesidad de inercia y potencia de cortocircuito?	3-32
3.1.2	¿Cómo se implementa la nueva infraestructura?	3-36
3.1.3	¿Cómo se financia la nueva infraestructura?	3-38
3.2	Irlanda e Irlanda del norte.....	3-41
3.2.1	¿Cómo se mide la necesidad de inercia y potencia de cortocircuito?	3-42
3.2.2	¿Cómo se implementa la nueva infraestructura?	3-43
3.2.3	¿Cómo se financia la nueva infraestructura?	3-44
3.3	Australia.....	3-45

3.3.1	¿Cómo se mide la necesidad de potencia de cortocircuito e inercia en Australia?	3-47
3.3.2	¿Cómo se implementa la nueva infraestructura?	3-52
3.3.3	¿Cómo se financia la nueva infraestructura?	3-53
3.4	España	3-53
3.4.1	¿Cómo se mide la necesidad de potencia de cortocircuito e inercia?	3-55
3.5	Resumen capítulo 3	3-60
Capítulo 4	Mecanismos regulatorios para la incorporación de infraestructura que brinde robustez al SEN.	4-63
4.1	Servicios complementarios	4-63
4.1.1	Licitación de control de tensión	4-65
4.2	Plan de expansión anual de transmisión	4-67
4.3	Resumen capítulo 4	4-68
Capítulo 5	Casos de estudios y evaluación económica	5-70
5.1	Costos incurridos por el SEN dada la operación sin nuevos proyectos	5-70
5.2	Costos para la implementación de la nueva infraestructura	5-74
5.3	Resumen capítulo 5	5-78
Capítulo 6	Incentivo regulatorio	6-80
6.1	Incentivo regulatorio mediante normativa técnica	6-80
6.1.1	¿Es necesario establecer obligatoriedad a las generadoras ERV poseer convertidores GFM?	6-82
6.2	Incentivo regulatorio mediante servicios complementarios.	6-83
6.3	Incentivo regulatorio mediante el plan de expansión de la transmisión	6-85
Capítulo 7	Conclusiones	7-87
6.4	Trabajos futuros	7-88
Bibliografía		7-90

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Capacidad instalada del SEN, diciembre de 2022. [11]	2-17
Ilustración 2: Capacidad instalada por tecnología a inicios de 2021, proyectos en construcción o desarrollo en periodo 2021-2025 y capacidad adicional a integrar el sistema para adaptarlo en el horizonte 2021-2040. [12]	2-18
Ilustración 3: Comportamiento del ESCR para diferentes límites cuantitativos [13].	2-20
Ilustración 4: ESCR para 2025 en la región de Antofagasta, gráfico expuesto en webinar de control de tensión realizado el 1 de febrero de 2023 [16]	2-21
Ilustración 5: Estabilidad de un sistema de potencia. (a) Estabilidad en frecuencia. (b) Control de estabilidad para el futuro. [20] [21]	2-23
Ilustración 6: Múltiples escenarios de respuesta en frecuencia de un sistema eléctrico frente a una perturbación. [27].....	2-25
Ilustración 7: Clasificación de las tecnologías de generación desde una perspectiva de robustez del sistema. [15]	2-27
Ilustración 8: Comparación de la inercia sistémica del Reino unido entre 2009 y 2021. [40]	3-34
Ilustración 9: Diagrama representativo del sistema GE Digital para monitorio de inercia. [41]	3-35
Ilustración 10: Diagrama representativo del sistema RTL GridMatrix para monitoreo de inercia. [41].....	3-35
Ilustración 11: Inercia licitada por ESO. [46] [47] [49]	3-38
Ilustración 12: Potencia de cortocircuito efectiva licitada por ESO dependiendo de su año de puesta en servicio. [46] [47] [49].....	3-38
Ilustración 13: Costos asociados a mantener el RoCof en 0,5 Hz/s en el Reino Unido. [41]3-	39
Ilustración 14: Costos para mantener la inercia en el Reino Unido: enero 2020- diciembre 2022. [50]	3-40
Ilustración 15: Resumen de mercados de corto, mediano y largo plazo utilizado en el servicio complementario de estabilidad, Reino Unido. [50].....	3-41
Ilustración 16: Línea temporal para licitación de LCIS (Low Carbon Inertia Services) realizada por Eirgrid [55].	3-44
Ilustración 17: Escalares utilizados por Eirgrid para el pago de infraestructura que brinde SCL e inercia en Irlanda e Irlanda del Norte [55].	3-45
Ilustración 18: Relación entre requerimientos de FFR e inercia. [59].....	3-49
Ilustración 19: Curva de distribución de probabilidad de inercia. [59]	3-50
Ilustración 20: Esquema de remuneración nuevas prestaciones. [10].....	4-64
Ilustración 21: Esquema de nuevo condensador sincrónico y reconversión. [70].....	4-65
Ilustración 22: Costos totales del el SEN desde enero de 2020 hasta diciembre de 2022. Fuente: elaboración propia.	5-71
Ilustración 23: Porcentajes de costos totales del SEN 2018-2022. Fuente: elaboración propia.	5-72

Ilustración 24: Porcentaje de sobrecostos de energía con respecto a los costos totales del SEN 2018-2022. Fuente: elaboración propia.	5-73
Ilustración 25: Estimación del aumento de sobrecostos de energía proyectado a lo largo de 25 años, datos con periodo trimestral. Fuente: elaboración propia	5-74
Ilustración 26: Costos tecnologías licitadas en el programa “stability pathfinder” [49] [47]. Fuente: elaboración propia. (Se utiliza la tasa de cambio actual de libra esterlina a CLP [74])	5-75
Ilustración 27: Tendencia lineal de costos versus potencia de cortocircuito para tecnología GFM. Fuente: elaboración propia.....	5-76
Ilustración 28: Tendencia lineal de costos versus potencia de cortocircuito para tecnología CCSS. Fuente: elaboración propia.	5-77
Ilustración 29: Costos totales, en valor presente, de la infraestructura para cada caso de estudio.....	5-78
Ilustración 30: Comparación de indicadores de costos sistémicos para 2015 y 2022. [75] ..	6-85
Ilustración 31: Estimación del aumento de sobrecostos y mínimos técnicos a 25 años, datos con periodo trimestral.	7-104
Ilustración 32: Costos totales, en valor presente, de la infraestructura para cada caso de estudio.....	7-105
Ilustración 33: Datos de frecuencia y potencia de tres unidades generadoras de 560 MW y dos unidades generadoras remotas mostrando los efectos de “Potencia activa de salto de fase, Potencia inercial y Potencia de amortiguación”. [43]	7-109
Ilustración 34: Configuración típica de un condensador síncrono. [13].....	7-123
Ilustración 35: Costos incurridos por el SEN sin proyectos en función de su porcentaje de aumento.	7-131
Ilustración 36: Costos totales en valor presente para los casos de estudios, en función del porcentaje de datos utilizados.....	7-133

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen de los diferentes métodos de control asociados a los inversores GFM [21].	2-28
Tabla 2: Tabla resumen de ventajas y desventajas de cada tecnología estudiada.	2-29
Tabla 3: Tecnologías capaces de entregar el servicio de GFM, NationalGridESO [43]...	3-36
Tabla 4: Límites de los umbrales de los módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D [64].....	3-55
Tabla 5: Resumen de indicadores de inercia para los países escogidos.	3-60
Tabla 6: Resumen de indicadores de potencia de cortocircuito para los países escogidos. ..	3-61
Tabla 7: Resumen licitaciones realizadas.	3-62
Tabla 8: Requerimientos de potencia de cortocircuito para la prestación del SSCC de Control de Tensión. [69].....	4-65
Tabla 9: Herramientas regulatorias ocupadas para la licitación de infraestructura que brinde al sistema eléctrico niveles de inercia en potencia de cortocircuito en Chile.....	4-69
Tabla 10: Potencia de cortocircuito utilizada para cada caso de estudio en las tecnologías ocupadas.	5-78
Tabla 11: Resumen de evaluación económica para casos de estudio.....	5-79
Tabla 2: Tabla resumen de ventajas y desventajas de cada tecnología estudiada.	7-99
Tabla 5: Resumen de indicadores de inercia para los países escogidos.	7-100
Tabla 6: Resumen de indicadores de potencia de cortocircuito para los países escogidos. ..	7-101
Tabla 7: Resumen licitaciones realizadas.	7-102
Tabla 9: Herramientas regulatorias ocupadas para la licitación de infraestructura que brinde al sistema eléctrico niveles de inercia en potencia de cortocircuito en Chile.....	7-103
Tabla 10: Potencia de cortocircuito utilizada para cada caso de estudio en las tecnologías ocupadas.	7-105
Tabla 11: Resumen de evaluación económica para casos de estudio.....	7-105
Tabla 12: Información requerida del proveedor sobre su planta de grid forming. [43] ..	7-112
Tabla 13: Comparación de métricas de fortaleza de red. [69].....	7-118
Tabla 14: Dinero incurrido por el SEN en el caso sin proyectos, utilizando distinto porcentajes de aumento a 25 años.	7-130
Tabla 15: Costos por infraestructura de los casos 1,2,3,4 y 5 para distintos porcentajes de datos utilizados.	7-131
Tabla 16: Análisis de sensibilidad de los costos totales en valor presente para la evaluación económica.....	7-133

Anexos

Anexo A: Resumen ejecutivo	7-98
Anexo B: Especificación mínima requerida para el suministro de capacidad Grid Forming en Gran Bretaña	7-108
Anexo C: Parámetros de potencia de cortocircuito según la NERC.	7-117
Anexo D: Requerimientos técnicos y criterios de diseño para condensadores síncronos.	7-120
Anexo E: Evaluación de la oferta económica para el SC de CT.	7-126
Anexo F: Evaluación económica realizada por el CEN.	7-129
Anexo G: Análisis de sensibilidad casos de estudio capítulo 5.....	7-130

Capítulo 1 Introducción

1.1 Motivación y justificación

Históricamente los sistemas eléctricos se han basado en tecnologías térmicas. Dada la naturaleza contaminante de estas tecnologías, se ha decidido seguir un camino por energías renovables no convencionales (ERNC) las cuales disminuyen sus emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) y, así poseer una matriz energética más sustentable [1].

Chile no se ha quedado atrás en este cambio de paradigma promulgando, en 2008, la ley N° 20.257 [2]. Ésta establece la obligación de que al menos un 20% de la energía entregada por las generadoras debe provenir de ERNC. Actualmente, se está evaluando una nueva meta desde el 20 % actual, a un 40 % para el año 2030 y, además, se le suma la descarbonización acelerada de la matriz energética [3]. En consecuencia, existirá un aumento progresivo en la penetración de las ERNC.

El Coordinador Eléctrico Nacional, en su hoja de ruta para una transición energética acelerada concluye que habrá una participación del 100% en energías renovables para el año 2030. Por otro lado, esta transición viene acompañada de un proceso de electrificación del consumo en la industria, transporte y otros usos, que implicará duplicar la demanda de energía eléctrica al año 2050. [4]

Lo anterior trae grandes desafíos en la matriz energética chilena. La operación tradicional de los sistemas de potencia es en base a generadores sincrónicos los cuales proveen de inercia al sistema. Con el aumento de los recursos basados en electrónica de potencia o inversores (IBR, por sus siglas en inglés Inverted-based Resources), es decir, eólica y fotovoltaicas, la inercia del sistema se ve reducida. Otros factores que se asocian a este fenómeno son: disminución en la respuesta de frecuencia del sistema y una reducción al aporte de las corrientes de cortocircuito [5], [6].

En este nuevo escenario, es importante desarrollar herramientas técnicas, económicas y regulatorias que permitan la entrada de las tecnologías claves, así mantener la seguridad y calidad de servicio del Sistema Eléctrico Chileno. Los nuevos compromisos, leyes, reglamentos y normas asociadas a estos cambios se traducen en señales de precio y cambios fundamentales en los modelos de negocio para las ERNC. [7]

Una respuesta a esta problemática es la utilización de convertidores formadores de redes (GFM, por sus siglas en inglés Grid Forming). Este tipo de convertidores pueden aportar a la inercia del sistema amortiguando la oscilación de frecuencia que se produce en las rampas solares, fallas del sistema, caídas de carga, entre otras. Esto lo realizan a través de un control automático que simula una máquina síncrona [8].

Adicionalmente, el estudio de Requerimientos mínimos de Seguridad y Calidad del SEN para los años 2025-2030 [9], identificó la necesidad de aumentar la fortaleza de la red en la zona norte del SEN, mediante la instalación de condensadores síncronos con montos de 1,4 GVA al año 2025 y 1,6 GVA adicionales al año 2030.

1.2 Objetivos

Los objetivos de este trabajo, tanto general como específicos, son los siguientes:

1.2.1 Objetivo general

- Proponer mecanismos regulatorios que faciliten la integración de infraestructura que entregue niveles de inercia y potencia de cortocircuito al Sistema Eléctrico Nacional en el mercado eléctrico chileno.

1.2.2 Objetivos específicos

- Identificar las distintas tecnologías que brinden al Sistema Eléctrico Nacional niveles de inercia y de potencia de cortocircuito, aplicadas al problema generado por el aumento de penetración de energías renovables no convencionales para evaluar la factibilidad de su implementación.
- Analizar la experiencia regulatoria internacional en la implementación de infraestructura que entregue niveles de inercia y potencia de cortocircuito en el mercado de generación.
- Definir formas de incentivar la instalación de la infraestructura que entregue niveles de inercia y potencia de cortocircuito en Chile, mediante el uso o modificación del marco regulatorio en el sector eléctrico para comparar cada una de éstas.
- Proponer casos de estudios que permitan evaluar económicamente la implementación de las nuevas infraestructuras.
- Evaluar los costos de implementación de los casos de estudios y sugerir formas de incentivar su instalación en Chile.

1.3 Estructura del documento

En el capítulo 2, se desarrolla el marco teórico donde se describe el mercado eléctrico chileno y la matriz eléctrica nacional y, además, se menciona la proyección de ésta. Se define la robustez de un sistema eléctrico de potencia. Finalmente, se analizan las distintas tecnologías capaces de entregar robustez al sistema eléctrico, concluyendo con un listado de tecnologías capaces de aportar con niveles de potencia de cortocircuito e inercia sistémica.

En el capítulo 3, se realiza la revisión de la experiencia internacional en la regulación e implementación de la infraestructura que brinde al sistema robustez. En este, se indaga sobre cuatro países: el Reino Unido, Irlanda e Irlanda del Norte, Australia y España. Se establecen tres preguntas de investigación: ¿Cómo se mide la necesidad de inercia y potencia de cortocircuito?, ¿Cómo se implementa la nueva infraestructura? y ¿Cómo se financia la nueva infraestructura?

En el capítulo 4, se describen los servicios complementarios y el plan de expansión de la transmisión del mercado eléctrico chileno. Se detalla la licitación realizada para la implementación de condensadores sincrónicos que vienen a suplir la falta de potencia de cortocircuito en el Norte Grande.

En el capítulo 5, se presentan los casos de estudio utilizados para la evaluación económica de la implementación de condensadores sincrónicos e inversores GFM más sistemas de almacenamiento de energía. En total, se abordan 5 casos de estudio diferentes. Posteriormente, se lleva a cabo la evaluación económica correspondiente.

En el capítulo 6, se desarrollan los incentivos regulatorios para la implementación de la nueva infraestructura, donde se analizan tres herramientas: normativa técnica, servicios complementarios y plan de expansión de la transmisión.

En el capítulo 7 se entregan las conclusiones de la investigación y trabajos futuros.

Capítulo 2 Marco teórico

En el capítulo 2 se definen los principales componentes del mercado eléctrico chileno, entre ellos, la generación, transmisión, distribución y clientes. Se entrega un resumen de la capacidad eléctrica instalada en el SEN y se muestran los estudios de descarbonización realizados por ACERA, donde se indica que las centrales ERNC seguirán creciendo dentro de la matriz eléctrica. Esto, sumado a la descarbonización, la electromovilidad y el hidrógeno verde llevan a un escenario con un alto nivel de penetración de ERNC.

Un alto nivel de penetración de ERNC posee desafíos técnicos considerables, entre ellos, la disminución de la robustez del sistema eléctrico. La robustez de un sistema eléctrico es su capacidad de operar en un estado estable y que el sistema en su totalidad sea capaz de recuperarse luego de una perturbación o falla importante [13]. Los dos elementos más importantes para la robustez del sistema eléctrico son el voltaje y la frecuencia. Es imprescindible tener estos dos parámetros dentro del rango establecido para la operación estable del sistema eléctrico

Por último, se responde el primer objetivo específico identificando aquellas tecnologías capaces de entregar robustez al sistema eléctrico. En este, se destacan dos tecnologías: Condensadores sincrónicos e inversores GFM. Se considera que los inversores GFM no estarán disponibles comercialmente hasta el año 2025. Por tanto, para el problema de robustez actual en el SEN y hasta el año 2025, se utilizarán condensadores sincrónicos. [9]

2.1 Mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico se encuentra dividido regulatoriamente en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. Otro agente relevante son los clientes, asociados a la demanda. A continuación, se dará una definición general de cada segmento:

- **Generación:** el mercado de generación opera bajo el concepto de la libre competencia, con libre acceso a las redes de transmisión y distribución para comercializar su producción. Participa del mercado de transferencias instantáneas a costo marginal, llamado mercado spot, y/o del mercado de contratos de suministros para abastecer a clientes libres o a empresas de distribución de clientes regulados. Está sujeto a las instrucciones del Coordinador Eléctrico Nacional para su operación. Posee una responsabilidad con la seguridad, calidad y abastecimiento de la demanda, por ende, es posible denominarla una actividad necesaria para el servicio público. [10]
- **Transmisión:** este segmento se le reconoce como un monopolio natural, dado a sus economías de escala y sus particulares características físicas y geográficas, además, no existe competencia en el servicio que le entregan al sistema eléctrico. El Estado es

el ente encargado de regular el segmento por medio de la calificación, valorización y tarificación de sus instalaciones, así como los otros costos asociados a la Mantenición, Operación y Administración de las empresas transmisoras (C.O.M.A). La planificación de las expansiones se realiza en la Comisión Nacional de Energía y, posteriormente a través de una licitación, realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional. Este es el único escenario con un espacio competitivo. [10]

- Distribución: debido a las economías de densidad, inversiones indivisibles y ubicación geográfica para la entrega del suministro al cliente, que supone además la entrega de una concesión por parte del Estado, se concibe a este segmento como monopolio natural, regulado por el estado de forma similar al segmento de transmisión, con la diferencia que las expansiones de la red son realizadas de forma autónoma por la empresa concesionaria. Las tarifas reconocen una empresa modelo con niveles de eficiencia en el tiempo, situación por la cual las empresas operadoras de estos sistemas planifican y realizan inversiones para dar cumplimiento a estos estándares. [10]
- Clientes: La Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) define a los clientes regulados como aquellos que dentro de una zona de concesión de distribución están afectos a una tarifa, mientras que los clientes libres pueden o no estar dentro de tal zona, pero negocian por sí mismos las condiciones comerciales de su suministro. Si bien estos últimos no están definidos como un segmento, el nivel de incidencia y participación que están adquiriendo en el mercado los posicionan como un nuevo agente, que dictará la evolución de los servicios y la maduración del mercado. [10]

La matriz energética chilena se compone de dos tipos de energías:

- Energías convencionales: Son aquellas fuentes de energía de uso limitado, que una vez consumido se agota el abastecimiento. En general, el ritmo de uso es mayor a su regeneración.
- Energía renovable no convencional (ERNC): La LSGE lo define como: “1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. 2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20 MW. 3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea geotérmica, solar, eólica, de la energía mecánica proveniente de las mareas.

Actualmente la capacidad instalada en el SEN corresponde a 33.218,0 MW a diciembre del 2022, los cuales 19.706,3 MW (59,3%) corresponden a centrales convencionales y 13.511,7 MW (40,7%) a centrales ERNC, de esta se desprende las centrales fotovoltaicas (FV) con 7.906 MW (23,8%) y las centrales eólicas con 4.318,3 (13,0%). [11]

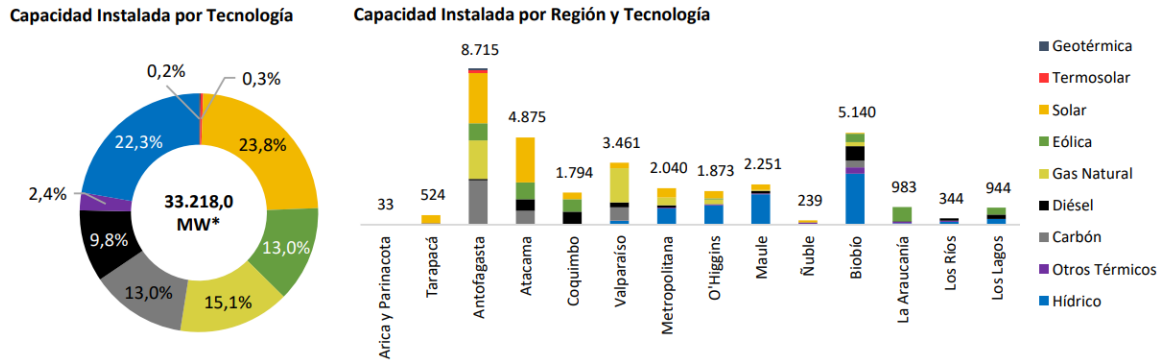


Ilustración 1: Capacidad instalada del SEN, diciembre de 2022. [11]

Se observa en el gráfico anterior, que la capacidad instalada de ERNC solar está concentrada en el Norte Grande, en específico, Antofagasta. Es acá dónde han existido horas con hasta un 100% de penetración instantánea de ERNC [4].

Los resultados de un estudio de rutas para descarbonización realizado para ACERA muestran que el desarrollo futuro de la matriz eléctrica estará impulsado por fuentes renovables, con una alta participación de energía solar y eólica durante el periodo 2022-2030 y, tecnología de base como centrales termoeléctricas solar (CSP) y almacenamiento en el horizonte 2030-2040. Se van a requerir sobre 7.000 MW de obras nuevas de generación y 1.100 MW de almacenamiento, adicionales a los 10.000 MW, en proyectos actualmente en construcción. En este estudio se barajan varios escenarios, considerando la salida de las centrales a carbón para el año 2025 y para el año 2030. [12]

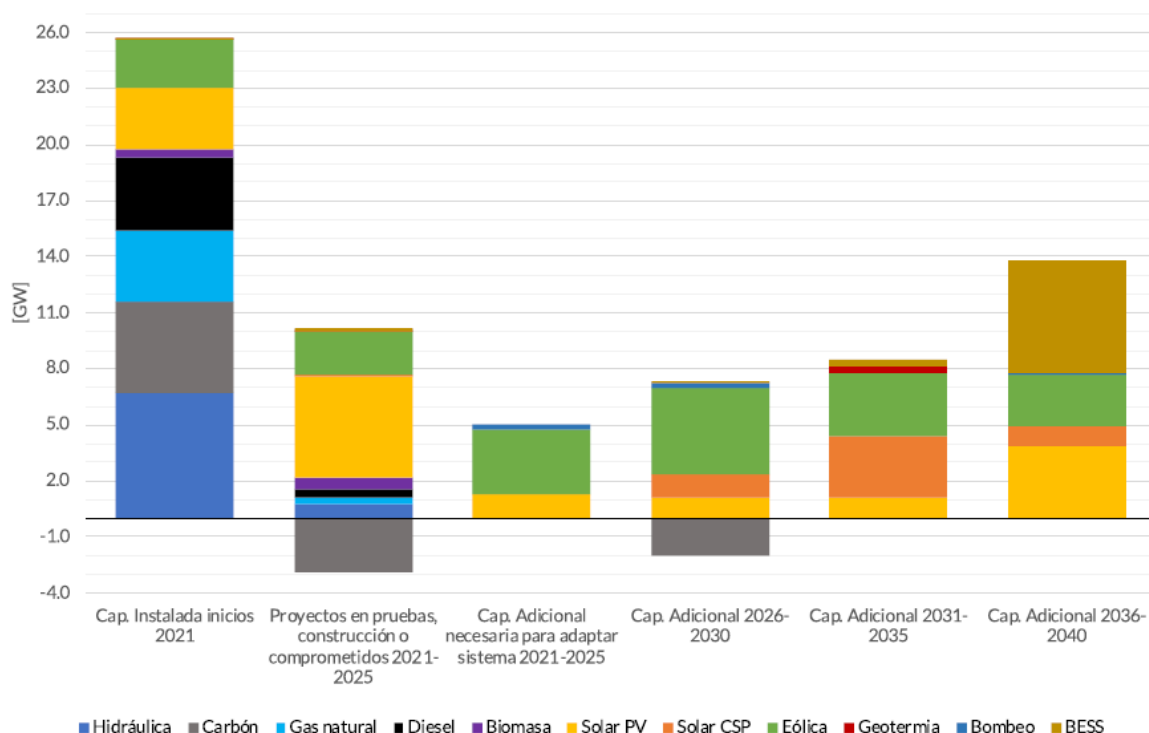


Ilustración 2: Capacidad instalada por tecnología a inicios de 2021, proyectos en construcción o desarrollo en periodo 2021-2025 y capacidad adicional a integrar el sistema para adaptarlo en el horizonte 2021-2040. [12]

La ilustración 2 muestra los incrementos en capacidad de generación proyectados para la matriz eléctrica nacional, en caso de que las centrales a carbón se retiren completamente del SEN el año 2030. Un resultado importante de este estudio es que la combinación tecnológica permite una alta proporción de horas del año donde es posible operar un sistema de generación eléctrica nacional libre de emisiones, es decir, sin centrales convencionales. [12]

Por tanto, el escenario actual y el pronóstico por los estudios de descarbonización de la matriz eléctrica chilena, indica que seguirá en aumento la penetración de ER en el SEN. Existen desafíos técnicos relacionados a una alta penetración de ERNC. Estos pueden ser explicados en término de robustez del sistema.

2.2 Robustez en el sistema eléctrico

La robustez en el sistema eléctrico es su capacidad de operar en un estado estable y que el sistema en su totalidad sea capaz de recuperarse luego de una perturbación o falla importante. Aquellos sistemas más “robustos” son más tolerantes a las variaciones y perturbaciones en el estado operativo del sistema dado por fallas o caídas de cargas [13]. Por ende, cuando se habla de robustez del sistema se refiere al desempeño dinámico de éste. Los sistemas

eléctricos de potencia robustos poseen tensiones y frecuencias “fuertes”, es decir, ante una perturbación no sufren una variación considerable. Para cuantificar este fenómeno, se utilizan dos parámetros: potencia de cortocircuito en una barra dada del sistema (SCL, Short Circuit Level en inglés) y la inercia sistémica (H_{sys}).

2.2.1 Potencia de cortocircuito

La potencia de cortocircuito o niveles de cortocircuito representa la “rigidez” del voltaje de una barra. En áreas débiles con SCL bajos, la regulación de tensión se complica. Cuantitativamente, se puede analizar la falta de potencia de cortocircuito con los parámetros establecidos en el documento “Propuestas de Expansión de la Transmisión” publicado por el CEN en enero de 2022 [14]. Este indica lo siguiente:

- Relación de cortocircuito (SCR, Short Circuit Ratio en inglés). Este índice relaciona la potencia aparente de cortocircuito ($Skss_i$) y la potencia nominal en la barra o punto de conexión (P_i). Es un indicador apropiado para considerar una única central IBR conectada a la red. No considera la presencia de otras centrales IBR.

$$SCR_i = \frac{Skss_i}{P_i} \quad (1)$$

- Relación de cortocircuito equivalente (ESCR, Equivalent Short Circuit Ratio en inglés): Este índice relaciona el nivel de potencia aparente de cortocircuito trifásico en un punto de la red y la suma ponderada de la generación renovable variable IBR que tiene influencia en la tensión de dicho punto.

$$ESCR_i = \frac{Skss_i}{P_i + \sum_{j=1}^N |IF_{ij} x P_j|} \quad (2)$$

- $Skss_i$: Potencia aparente subtransitoria de cortocircuito trifásico del i-ésimo nodo (MVA).
- IF_{ij} : Factor de interacción.
- P_j : Potencia activa (MW) inyectada por convertidores estáticos en el j-ésimo nodo en el estado de prefalla.
- P_i : Potencia activa nominal (MW) de la nueva central a conectar.

El factor de Interacción (IF_{ij}) representa la variación de tensión que sufre la barra i (ΔV_i) debido a una perturbación en la tensión de la barra j (ΔV_j).

$$IF_{ij} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \quad (3)$$

Un Factor de Interacción cercano a 1 indica dos barras fuertemente acopladas y uno cercano a 0 indica dos barras sin interacción entre ellas.

Los valores límites del índice ESCR se definen con lo entregado por el CIGRE [15], donde se establecen tres zonas de operación:

- Zona verde ($ESCR > 3$): la robustez del sistema es lo suficientemente alta para alcanzar una respuesta estable del inversor.
- Zona amarilla ($3 \geq ESCR \geq 1,5$): existe una mayor interacción de interacción entre inversores en el sistema, se requiere un ajuste de los parámetros de los inversores en el área.
- Zona roja ($ESCR < 1,5$): El ajuste de los parámetros de los inversores en el área puede no ser suficiente para lograr la robustez del sistema, se requiere infraestructura adicional, tal como, condensadores sincrónicos e inversores formador de red.

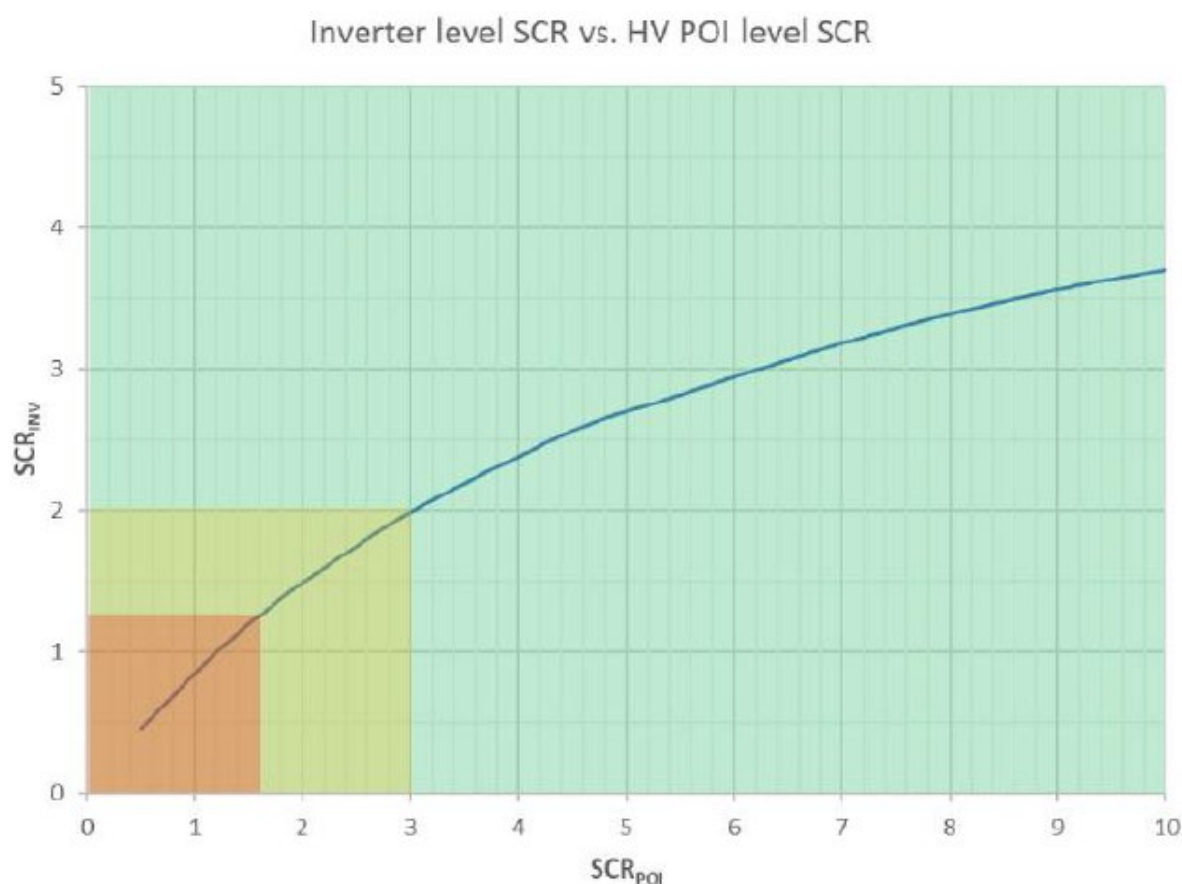


Ilustración 3: Comportamiento del ESCR para diferentes límites cuantitativos [13].

Por otro lado, en el webinar de control de tensión realizado por el CEN el 1 de febrero de 2023, se muestran los distintos valores de ESCR en la zona norte del país para 2025.

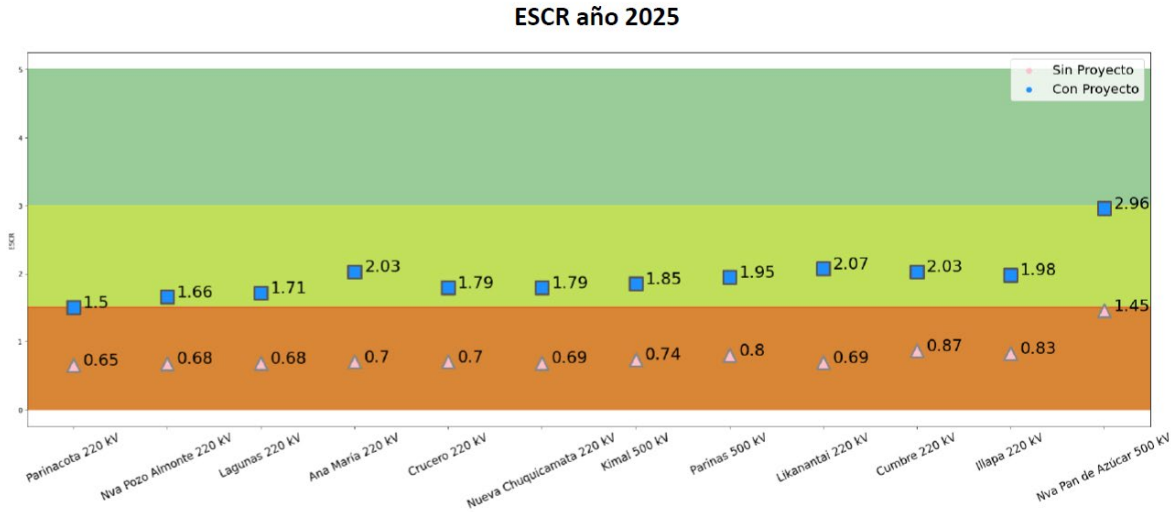


Ilustración 4: ESCR para 2025 en la región de Antofagasta, gráfico expuesto en webinar de control de tensión realizado el 1 de febrero de 2023 [16].

Como se puede observar en la ilustración 3, las barras mostradas correspondientes al norte de Chile poseen un ESCR menor a 1.5, requiriendo potencia de cortocircuito. Por conclusión, se estima que será necesaria la instalación de condensadores síncronos con montos de 1,4 GVA al año 2025 y 1,6 GVA adicionales al año 2030. [9]

2.2.2 Inercia sistémica

La inercia es una propiedad física de los objetos que se relaciona a su resistencia a los cambios en sus movimientos, esta definición viene de la segunda ley de Newton. Al aplicarla a los sistemas eléctricos de potencia, el objeto físico en movimiento son las máquinas rotatorias (generadores síncronos y turbinas) conectados al sistema y la resistencia al cambio en la velocidad rotacional, expresada por el momento de inercia de la masa rotatoria [17]. La ecuación de oscilación expresa este fenómeno, relacionando la inercia con la potencia mecánica y eléctrica de un sistema.

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\theta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (4)$$

- H : Constante de inercia de máquinas síncronas, su unidad de medida es p.u.
- P_m : Potencia mecánica del rotor, su unidad de medida es p.u.
- P_e : Potencia eléctrica del rotor, su unidad de medida es p.u.

- ω_0 : Frecuencia nominal, su unidad de medida es p.u.

Se le llama en primer orden cuando es linealizada, sirve para sistemas lineales. En segundo orden, se utiliza tal cual lo indica la fórmula y es para sistemas no lineales. La constante de inercia de las máquinas sincrónicas expresa el periodo de tiempo, en segundos, que un generador puede entregar su potencia nominal solamente utilizando la energía cinética almacenada en su masa rotatoria [18] [17]. Dado que la frecuencia del sistema puede ser considerada un parámetro global, es posible representar la inercia como una variable sistémica (H_{sys}), sumando la constante de inercia de las máquinas sincrónicas despachadas (H_{MS}), multiplicadas por su potencia aparente (S_{MS}) y dividida en la suma de ésta:

$$H_{sys} = \frac{\sum H_{MS} * S_{MS}}{\sum S_{MS}} \quad (5)$$

La ecuación (5) representa la inercia sistémica de todo el sistema eléctrico de potencia el cual puede ser dividido en áreas de interés, dependiendo del estudio a realizar. Cabe destacar que, en esta ecuación, sólo se considera la inercia entregada por las máquinas sincrónicas y no se suma la inercia otorgada por cargas rotatorias conectadas, otro punto a considerar es que no se integra la potencia aparente proveniente de la generación IBR, por ende, si ésta se suma la inercia total del sistema disminuye. [18] [17]

La disminución de la inercia total del sistema afecta, principalmente, a la estabilidad en la frecuencia de éste. Esta estabilidad se refiere a su capacidad de mantener la frecuencia dentro de los parámetros para una operación estable, para cuantificar este fenómeno se utiliza la tasa de cambio en la frecuencia (RoCof, Rate of Change of Frequency en inglés) esta es la derivada en el tiempo de la frecuencia del sistema de potencia (df/dt). El valor inicial de df/dt es el RoCof instantáneo justo después de una perturbación de potencia en el sistema eléctrico, previo a la acción de un control. [19]

$$RoCof|_{t=0^+} = \frac{\Delta P_{perturbación}}{S_{sys}} * \frac{f_0}{2 * H} \quad (6)$$

Aquellos sistemas con una inercia sistémica baja tendrán un RoCoF más alto, lo que implica una mayor variación en la frecuencia en menos tiempo, activando los sistemas de control de frecuencia. La respuesta inercial de las máquinas sincrónicas finaliza cuando sus reguladores de velocidad responden a la desviación de frecuencia cambiando la potencia entregada al sistema, es decir, realizan un Control Primario de Frecuencia (CPF). Por tanto, mientras más inercia tenga un sistema, menor será su tasa de cambio en la frecuencia y más fácil será regular esta dinámica. [15] [19]

En conclusión, los dos elementos más importantes para la robustez del sistema eléctrico son el voltaje y la frecuencia. Es imprescindible tener estos dos parámetros dentro del rango establecido para la operación estable del sistema eléctrico. [20] [21]

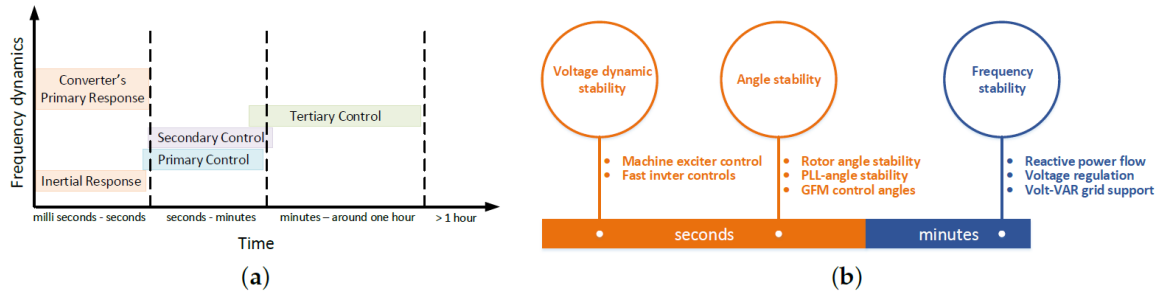


Ilustración 5: Estabilidad de un sistema de potencia. (a) Estabilidad en frecuencia. (b) Control de estabilidad para el futuro. [20] [21]

2.3 Tecnologías que aporten inercia y nivel de potencia de cortocircuito.

Una vez dimensionado el desafío técnico del aumento de la penetración ERNC, se definen las distintas tecnologías que puedan solucionar este problema. En esta sección, se nombrarán y explicarán las distintas tecnologías recolectadas del estado del arte realizando una comparación técnica para evaluar su factibilidad de implementación en Chile.

2.3.1 Centrales nucleares

La mayoría de los problemas que trae el aumento de la penetración de ERNC pueden ser mitigados por centrales nucleares. Son capaces de entregar regulación de voltaje, corrientes de cortocircuito, una respuesta inercial inmediata y también puede entregar control de frecuencia mediante un controlador automático. Desafortunadamente, esta opción es una de las más difíciles de implementar. [22]

Una central nuclear es condicionalmente factible en Chile, ya que, existen configuraciones tecnológicas que sí son competitivas y seguras. Sin embargo, esto es solo el punto de vista técnico, se requieren estudios adicionales para ver su aceptación social y requisitos de regulación [23]. Aunque una central nuclear sea factible y apoye la política energética 2050, la cual indica que para el año 2050, al menos, un 70% de la generación eléctrica debe provenir de energías renovables [24], no es una tecnología que sea pueda implementar inmediatamente tal como se requiere. Tampoco existen proyectos que consideren la integración de centrales nucleares en Chile.

2.3.2 Condensadores síncronos

Los condensadores síncronos (CCSS) son máquinas síncronas que no está conectada a una turbina o una carga mecánica. Al controlar la excitación de campo, se puede lograr que entregue o retire reactivos de la red. Con un regulador de voltaje, ésta se ajusta automáticamente para entregar una potencia reactiva, tal que, mantenga un voltaje constate

en su terminal. La única potencia activa que consume es la mínima para alimentar sus pérdidas. [25]

Los CCSS son una tecnología que ha sido utilizada desde 1930, pero, ha sido desplazada por los condensadores shunt conectados a la red, es decir, compensación estática. La diferencia viene de que la compensación estática necesita de un voltaje fijo dado por el sistema para entregar la potencia reactiva necesaria y no aportan inercia. Por otro lado, los costos de la compensación sincrónica son más elevados dada su infraestructura y operación [25]. Las pérdidas de un condensador sincrónico son mucho mayores que las compensaciones estáticas. El mérito de esta infraestructura está en su capacidad de sobrecarga. Son una tecnología capaz de soportar las rampas solares. [26] [22]

La producción de potencia reactiva de un condensador sincrónico no se ve afectada por el voltaje del sistema y son capaces de contribuir a su potencia de cortocircuito. Durante las variaciones de frecuencia existe un intercambio de energía cinética entre los condensadores sincrónicos y el sistema de potencia. En estas oscilaciones, los condensadores sincrónicos son capaces de entregar una gran cantidad de potencia reactiva, incluso dos veces su potencia nominal. Tienen una capacidad de un 10% a 20% de sobrecarga hasta 30 minutos, poseen una fuente de tensión interna y es capaz de solucionar las condiciones de caída de tensión en el sistema. [25]

Es posible incorporar mecánicamente un volante de inercia a la infraestructura de un condensador sincrónico. Un volante de inercia es un dispositivo pasivo que almacena energía. Absorbe energía mecánica aumentando su velocidad angular y la suministra reduciendo dicha velocidad. Es una infraestructura que no entrega potencia de cortocircuito, pero si entrega niveles de inercia.

Existe la probabilidad de reconvertir las centrales a carbón y utilizarlas como condensadores sincrónicos. Sin embargo, es necesario una evaluación caso a caso para definir su reconversión y cuanto será el costo de ella.

2.3.3 Sistemas de almacenamiento y servicios FFR.

Se puede incorporar respuesta inercial a las centrales ERNC a través de controladores adicionales en sus convertidores, los cuales están diseñados especialmente para responder a las desviaciones en la frecuencia. Los lazos de seguimiento de frecuencia (FLL, Frequency Locked Loop) son capaces de entregar una respuesta dinámica rápida (FFR, Fast Frequency Response en inglés), se sincronizan a la frecuencia en vez de la fase, como es el caso de los convertidores con lazos cerrados de fase (PLL, por sus siglas en inglés Phase-Locked Loop). Como consecuencia, son más estables durante los eventos dinámicos como fallas y caídas de carga. [21] Esta alternativa no aumenta de manera física la inercia del sistema eléctrico, pero si mejora considerablemente su respuesta inercial durante los primeros segundos después de un desbalance de carga.

Los esquemas de control más conocidos son la inercia virtual y el control droop de frecuencia. [27] [20] Para que las centrales ERNC tengan capacidad de respuesta rápida en frecuencia, es necesario que estas unidades operen bajo su capacidad máxima, es decir, en

vez de inyectar la potencia máxima disponible del sol o el viento, suministren solo un porcentaje de esta lo cual significa operar en un punto de operación sub-óptimo. Este margen sub-óptimo suele estar restringido a un 20% de la potencia máxima nominal.

Las centrales eólicas son capaces de entregar un servicio de FFR sin una operación sub-óptima. Para ello, se utiliza la energía cinética almacenada en las partes giratorias del aerogenerador. Sin embargo, se debe tener especial cuidado en la recuperación de la frecuencia posterior a la falla. [28]

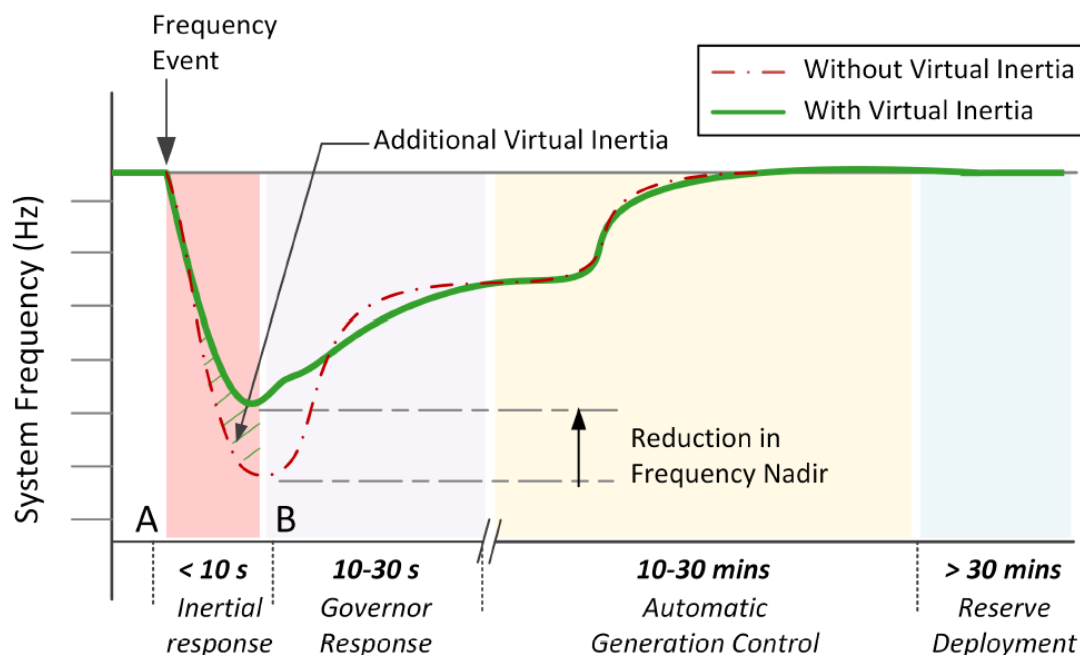


Ilustración 6: Múltiples escenarios de respuesta en frecuencia de un sistema eléctrico frente a una perturbación. [27]

La integración de servicios de almacenamiento también puede mejorar la respuesta inercial de un sistema, estos consideran baterías, volantes de inercia o supercapacitores. La mayoría de estos equipos son capaces de inyectar grandes volúmenes de energía al sistema en decenas o centenas de milisegundos y, así, lograr regulación de frecuencia y voltaje. [29]

2.3.4 Equipos FACTS

Los equipos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) son equipos eléctricos de alta potencia utilizados en los sistemas de transmisión y proporcionan capacidad de control de voltaje, mejora de la estabilidad de la red y reducción de las pérdidas de energía en la red de transmisión. Esto permite una mayor transferencia de potencia.

2.3.4.1 SVC

Un compensador de potencia reactiva estática (SVC, Static Var Compensator en inglés) es un generador de potencia reactiva controlado con tiristores, el cual puede inyectar o absorber potencia reactiva. Este equipo también es llamado compensador estático de reactivos. Es un equipo de alta tensión que regula efectivamente el voltaje de la red en la barra conectada. Su función es mantener el voltaje constante en el punto de referencia. Son capaces de entregar los siguientes servicios: control de tensión, control de potencia reactiva, amortiguación de oscilaciones de potencia y control de desbalances. El diseño y la configuración de estos equipos varían dependiendo del proyecto en particular, agregándole flexibilidad. [26] Sin embargo, el rendimiento de los SVC se ve afectado por la tensión del sistema. A medida que este disminuye, la capacidad máxima de generación de potencia reactiva del SVC también disminuye, lo que limita su capacidad de soportar las dinámicas del voltaje del sistema. [30]

2.3.4.2 STATCOM

Los compensadores estáticos síncronos (STATCOM, Static Synchronous Compensator en inglés) son equipos que entregan potencia reactiva de manera rápida, precisa y flexible. Es posible ajustarlos dependiendo del uso. Esto lo realiza modificando la magnitud y fase de la corriente reactiva lo cual permite regular la cantidad y el flujo de la corriente reactiva intercambiada con el sistema eléctrico de potencia. [26]

Los STATCOMs se utilizan para regular y estabilizar el voltaje en la red eléctrica, lo que ayuda a mejorar la robustez del sistema y reducir la pérdida de energía en la red de transmisión. Son capaces de proporcionar una respuesta rápida y precisa a las fluctuaciones de carga. Sin embargo, no incrementan la inercia del sistema. [26] [30]

2.3.5 Controladores automáticos avanzados

Existen numerosas tecnologías y controladores que podrían ser implementadas en más de una parte de una red de transmisión, estos pueden aportar en: respuesta en frecuencia, almacenamiento de energía, modificación de centrales generadores y/o controladores de turbinas. La respuesta en demanda es la reducción en la potencia activa durante las perturbaciones que sufre el sistema y, así, evitar la baja en frecuencia. La modificación de las centrales generadoras y los controladores de turbinas deben implementar un controlador, tal que, respondan a un eventual cambio en frecuencia de la red en vez de operar a una potencia fija. [22]

Actualmente, existen servicios complementarios encargados de incentivar el uso de controladores que aporten al control de frecuencia en centrales tradicionales. Los convertidores de potencia de las ERNC normalmente no se operan para responder a variaciones de frecuencia en la red debido a sus convertidores tipo PLL. Sin embargo, existen convertidores que aportan al amortiguamiento de la frecuencia del sistema en los casos de una gran penetración de ERNC. Los convertidores GFM pueden ser muy beneficiosos, particularmente para sistemas eléctricos de potencias aislados. Además, la respuesta inercial

de los convertidores es más rápida que la tradicional dada por generadores sincrónicos, por su base electrónica, contrarrestando el cambio en frecuencia previo a que exista una pérdida de carga. [5]

2.3.5.1 Grid-forming

Los convertidores pueden ser categorizados en tres grupos: grid following (GFL), grid forming (GFM) y grid supporting (GS). El control GFL regula la salida de potencia activa y reactiva. En cambio, el control GFM está diseñado para una operación autónoma o aislada, se representa como una fuente de voltaje AC ideal con una frecuencia fija. Por último, el control GS puede actuar de ambas formas, como una fuente de corriente y de voltaje, entregando un soporte básico. En un sistema basado 100% en IBR, los convertidores GFM son necesarios para establecer el voltaje y frecuencia de una red, también, son mencionados como un recurso fundamental para los sistemas de potencia. Cabe destacar que, si bien los convertidores GFM ayudan a la inercia del sistema, no solucionan el problema de intermitencia que poseen las ERNC, por tanto, para llegar a un sistema con una mayor penetración de energías renovables es necesario acompañar los convertidores GFM con almacenamiento de energía (BESS). [21]

Los convertidores GFL utilizan un lazo de control tipo PLL (Phase-Locked Loop), esta es una técnica básica de lazo cerrado y ha sido usada masivamente para sistemas trifásicos. Este tipo de control tiene un buen desempeño en una operación estable del sistema, pero, cuando una señal se distorsiona o existe un desbalance, por ejemplo, durante una condición asimétrica dado una falla o cargas no-lineales, la forma de onda de tensión se vuelve inestable y distorsionada, por tanto, impactan de forma negativa en la robustez del sistema. [21] [20]

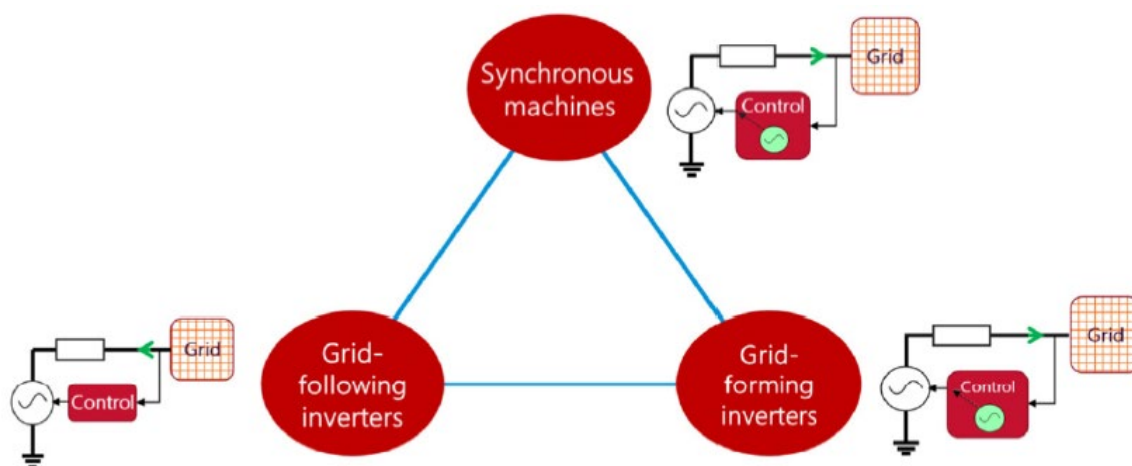


Ilustración 7: Clasificación de las tecnologías de generación desde una perspectiva de robustez del sistema. [15]

La gran mayoría de los proyectos de generación ERV instalados en el SEN chileno y los que se encuentran en base de construcción utilizan convertidores convencionales, denominados seguidores de red (GFL) [4]. Por consecuencia, es necesario evaluar la factibilidad para implementar convertidores GFM, ver la madurez de su tecnología, experiencia internacional y el costo de su implementación.

En los últimos cinco años, los estudios de convertidores GFM han aumentado alrededor del mundo. Pero, este incremento significativo todavía no es suficiente para la implementación a gran escala de esta tecnología la cual es un concepto relativamente reciente. La experiencia en su uso se ha obtenido operándolos en microrredes y sistemas de potencia aislados. [21] Dentro de los convertidores GFM existen distintos métodos de control, cada uno con sus ventajas y desventajas, resumidos en el siguiente cuadro:

Tabla 1: Resumen de los diferentes métodos de control asociados a los inversores GFM [21].

Método de control	Ventaja	Desventaja
Droop Control	Es la implementación más simple de la ecuación de oscilación en primer orden. Permite que varios convertidores operen en paralelo y juntos para formar una red local consistente. No necesita de enlaces de comunicación entre inversores conectados en paralelo.	Valores grandes de coeficientes de caída resultan en una mejor transferencia de potencia, sin embargo, una regulación de voltaje degradada. Los métodos convencionales de controladores Droop tienen una respuesta transitoria lenta. Son incapaces de manejar el intercambio de cargas armónicas entre inversores conectados en paralelo en el caso de cargas no lineales.
Virtual Synchronous Generator (VSG)	Es la implementación más simple de la ecuación de oscilación en segundo orden. El momento de inercia puede ser modificado dependiendo del punto de operación del sistema.	El método de control tradicional VSG no puede compensar los componentes de secuencia negativa. Por ende, causarán una corriente desbalanceada y oscilación en la potencia.
Dispatchable Virtual Oscillator Control (DVOC)	Permite al usuario establecer la potencia de cada inversor, una vez despachado. En ausencia de un punto establecido, dVOC asume un control VOC, por ende, toma sus características dinámicas.	Es un método de control reciente con un diseño complejo.
Virtual Oscillator Control (VOC)	Dado su diseño simple, sin una conversión entre diferentes cuadros de referencia y parámetros de regulación, este método posee un comportamiento rápido y actúa directamente en las perturbaciones.	Por no ser despachable no es requerido explícitamente en la ecuación de potencia activa y reactiva en los bornes del inversor, lo que hace este método menos flexible.
Machine Matching Control	Diseño simple	Es una estrategia reciente y una conmutación intrínseca en el control.
Sliding Mode Control (SMC)	Posee un sistema robusto en las variaciones de los parámetros, puede ser usado en sistemas no	La configuración básica de los controladores SMC producen oscilaciones en la amplitud de la

	lineales, posee una respuesta dinámica rápida y es capaz de rechazar perturbaciones	frecuencia (chattering), por tanto, no es aplicable en un caso real. Es necesario remediar este problema previo a su implementación.
--	---	--

Un punto importante de los convertidores GFM es que pueden operar para distintas tecnologías IBR. Estas pueden ser eólicas, solar fotovoltaica, baterías (BSS) e interconectores HVDC. Otro punto es que el valor de inercia debe ser definido en base a la cantidad de energía almacenada disponible y el tiempo en que puede ser entregada al sistema. También, la corriente entregada frente a una oscilación de voltaje viene limitada por la capacidad del convertidor para soportar esta oscilación y su duración, seguido de un periodo de recuperación.

“La operación de un sistema eléctrico sin la presencia de generadores sincrónicos requiere del uso de inversores GFM”. [21]

Se considera que los inversores GFM no estarán disponibles comercialmente hasta el año 2025, por lo que se puede evaluar su implementación para el año 2030. Su aporte de potencia de cortocircuito y de inercia es, aproximadamente, la mitad de lo que puede entregar un condensador sincrónico. Por tanto, para mitigar la falta de 1,6 GVAS a 2030 será necesaria la instalación de un total de 3135 MVA de generación estática con tecnología GFM [9].

2.4 Resumen del capítulo

La tendencia del país indica un futuro renovable y los focos de atención actuales son: descarbonización, electromovilidad, hidrógeno verde, almacenamiento y aumento de capacidad instalada en ERNC. Esto genera un escenario con desafíos técnicos asociados a una baja robustez en el sistema, dado el aumento en la penetración de ERNC y el potencial retiro de generadores sincrónicos.

La robustez de un sistema eléctrico de potencia se mide principalmente en dos parámetros: Inercia sistémica y niveles de potencia de cortocircuito. La inercia es un indicador en la estabilidad de la frecuencia. La potencia de cortocircuito es un indicador en la estabilidad del voltaje.

Para comparar las distintas tecnologías, se realiza un cuadro resumen mostrando las ventajas y desventajas de cada una de éstas.

Tabla 2: Tabla resumen de ventajas y desventajas de cada tecnología estudiada.

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Centrales nucleares	- Posee todos los beneficios de una máquina sincrónica.	- No existe regulación actual para su implementación. - Son una tecnología con una barrera de entrada elevada, dada su poca aceptación social.

		- Es una tecnología aplicable a largo plazo dada la complejidad de su infraestructura.
Condensadores síncronos	- Son capaces de entregar potencia de cortocircuito e inercia. - Son capaces de sobrecargarse por un periodo corto de tiempo. - Pueden aportar a la descarbonización del sistema, reconvirtiendo sus centrales a condensadores sincrónicos. - Son una tecnología madura. - Actualmente poseen regulación técnica.	- Poseen un costo de infraestructura y operación elevados. - Poseen un costo de potencia activa consumida.
Inercia sintética	- Son capaces de entregar servicios de respuesta rápida en frecuencia. - Mejora considerablemente la respuesta inercial durante los primeros segundos. - Se puede implementar actualmente en las plantas ERNC del país.	- No aumentan la inercia sistémica. - No entregan servicios de estabilidad de voltaje. - Es necesaria la operación sub-óptima de las centrales que no poseen equipos de almacenamiento.
Sistemas de almacenamiento de energía	- Son capaces de realizar regulación de voltaje y frecuencia. - Es necesaria su implementación en conjunto a la tecnología GFM para llegar a una matriz 100% renovable.	- Poseen un costo de inversión alto - Es un desafío ingenieril grande su implementación a gran escala, dado por su control.
Equipos FACTS	- Son capaces de entregar potencia reactiva al sistema. - Poseen control de tensión dinámica, mejorando los niveles de cortocircuito. - Es posible su integración en un corto plazo.	- No incrementan la inercia del sistema. - Posee elevados costos de inversión.
Controladores automáticos GFM	- Son capaces de emular un generador sincrónico, por tanto, entregan niveles de inercia y potencia de cortocircuito. - El costo de su implementación no es elevado, siendo llamativos para los sistemas del futuro. - El estado del arte indica que, la implementación de los inversores GFM es una necesidad.	- Es una tecnología relativamente nueva, que aún no es probada en un sistema de potencia a gran escala. - La potencia de cortocircuito que entregan es la mitad de una central convencional o un condensador sincrónico. - Actualmente, no existe normativa en Chile para su implementación ni el cómo se va a pagar de sus servicios.

Capítulo 3 Revisión de experiencias regulatorias internacionales

En el siguiente capítulo se realiza una revisión de la experiencia internacional analizando el incentivo realizado para incorporar la infraestructura que brinde a su sistema eléctrico niveles de potencia de cortocircuito e inercia. En específico, se realizan tres preguntas: cómo se mide la necesidad de potencia de cortocircuito e inercia, cómo se implementa la nueva infraestructura y cómo se financia la nueva infraestructura. Al responder estas preguntas, se responde el segundo objetivo específico de la investigación.

El aumento de la generación dada por tecnologías IBR es un fenómeno mundial, que ha ido reemplazando la generación tradicional dada por máquinas sincrónicas. Las instalaciones globales de plantas eólicas y fotovoltaicas sobrepasan los 200 GW y 942 GW, en 2021, respectivamente y siguen aumentando cada día a una rapidez considerable. Esto tiene un desafío técnico dada la disminución de respuesta inercial del sistema lo cual se ve aumentando en sistemas débiles, es decir, aquellos sistemas de potencia que: no están interconectados con sistemas vecinos, poseen una estructura de red con largas distancias y una fuente de energía basada en energías fósiles. [27]

Se revisarán aquellos países que posean experiencia regulatoria en implementación de infraestructura para mitigar la baja de potencia de cortocircuito e inercia dada el aumento de la generación a través de IBR.

- Reino Unido: El Reino Unido es considerado un sistema sincrónico independiente los cuales tienden a una mayor sensibilidad en frecuencia en casos de fallas, como también más eventos relativos a los cambios de frecuencia. El operador de la red de transmisión (TSO, Transmission System Operator en inglés) que opera en el Reino Unido es NationalGrid. [31]
- Irlanda e Irlanda del Norte: Al igual que el Reino Unido, Irlanda es considerado un sistema sincrónico independiente. Su TSO es EIRGRID y su última actualización en el código de red fue el 2015. Son un buen ejemplo de medidas a tomar en caso de una reducción en la inercia de su sistema, ya que, actualizan constantemente sus requisitos a través del programa DS3. [31]
- Australia: Los dos códigos de red en Australia, establecidos por el Australian Energy Market Operator (AEMO) para el sistema eléctrico australiano sur fueron actualizados el 2014, mientras que el Western Power (WP) que actúa como TSO para el sistema eléctrico oeste de Australia, revisó y actualizó su código de red en 2016. Aunque ambos TSOs son australianos, estos aplican diferentes técnicas de regulación. [32]
- España: España es un país perteneciente a la Unión Europea y se encuentra conectado a la red de transmisión de Europa continental. Por ello, deben acoger las regulaciones

impuestas por la Unión Europea, en cuanto a códigos de red se refiere, lo que incluye los requerimientos para la conexión impuesto por su alta interconexión entre países. Por otro lado, España tuvo una generación de ER cercana al 60% en el año 2022 [33].

3.1 Reino Unido

El Reino Unido tiene una capacidad instalada de 100.560 MW en 2021, donde 24.633 MW (24%) corresponde a centrales eólicas y 13.613 MW (14%) a centrales FV [34]. Un 41,4% de la generación eléctrica provino de energías renovables durante el año 2022 [35]. Actualmente, poseen una penetración de energía renovable elevada y, al mismo tiempo, la demanda de transmisión ha ido disminuyendo dado el aumento de generación distribuida conectada al sistema. Por tanto, les ha sido desafiante mantener la estabilidad del sistema. Su TSO es el NationalGridESO (ESO).

Desde 2018, el Reino Unido estableció una mesa de trabajo de expertos en códigos de red, para examinar las principales tecnologías presentes en el mercado y alcanzar la estabilidad del sistema, donde se han discutido especificaciones técnicas en Grid Forming para ser incorporadas a su actual código de red. En 2020 se puso en marcha el programa “Zero Carbon” y lograr la operación sin generación a carbón en 2025. Para combatir uno de los desafíos técnicos que esto genera, se establece una hoja de ruta llamada “Stability pathfinder”. Esta busca encontrar la forma más costo-efectiva para dar soluciones a los problemas de estabilidad del sistema eléctrico, creada por la disminución de generación sincrónica. [36]

Previo a ver la hoja de ruta utilizada por el Reino Unido, es necesario definir como calculan la necesidad de inercia y de potencia de cortocircuito actuales, pregunta que responde el marco de operatividad del sistema (SOF, por su sigla en inglés, System Operatibility Framework).

3.1.1 ¿Cómo se mide la necesidad de inercia y potencia de cortocircuito?

3.1.1.1 Potencia de cortocircuito

Actualmente, ESO realiza el cálculo de la razón de cortocircuito para cada una de las barras del sistema y se contrarresta este cálculo con un umbral definido y, así, resaltar aquellas áreas del sistema donde exista una falta de estabilidad del voltaje. El umbral actual adoptado se basa en los estudios del CIGRE [13] el cual indica que el valor de SCR debe ser mayor o igual a 2. Para aquellas áreas que se consideren con una baja estabilidad de sistema, se realiza un estudio más detallado.

$$SCR = \frac{SCL(MVA)}{\text{Capacidad de IBR conectadas en la barra (MVA)}} \quad (7)$$

En este segundo estudio, se modelan varios escenarios de demanda con un rango de diez años (Electricity Ten Year Statement ETYS). Se consideran, en general, dos escenarios: uno con la demanda nacional en su peak y otro con un valor mínimo lo cual entrega una indicación general del estado del sistema. Se utiliza el parámetro Equivalent circuit-based Short Circuit Ratio (ESCR). Este parámetro incorpora la presencia de múltiples IBRs conectadas en una barra. [37]

$$ESCR_i = \frac{S_i}{P_{WFi} + \sum_j (WPIF_{ji} \times P_{WFj})} \quad (8)$$

Donde:

S_i : Es la relación de potencia de cortocircuito en MVA en la barra existente, previo a la conexión de la nueva planta generadora.

P_{WFi} : Es la potencia nominal en MW de la nueva central eólica a conectar.

$WPIF_{ji}$: Es el factor de interacción de la central eólica y se define como, $WPIF_{ji} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j}$.

Por el momento ESO no indica que valores deben poseer este parámetro, ya que, se encuentra en fase de consulta pública [37]. Es posible observar que en el factor de interacción solo se utiliza la energía eólica, puesto que la matriz energética renovable del reino unido está compuesta principalmente de centrales eólicas [38].

ESO es enfático en el punto de que no existe una forma universal de medir la falta de potencia de cortocircuito en un sistema, existiendo distintas opciones dentro de la industria. Se deben tener en cuenta numerosos factores para identificar la solución óptima, por ejemplo, impedancias en el sistema. [39]

3.1.1.2 Inercia sistémica

En la última década la inercia sistémica del Reino Unido ha caído en un 40%. Hoy en día, la política del Reino Unido es operar con un mínimo de inercia de 140 GVA.s. Esta disminución en la inercia indica que operar con un mínimo de 140 GVA.s va a ser más desafiante para el sistema. Por tanto, es necesario buscar un enfoque diferente que proporcione un escenario con un mejor valor vs riesgo. [40]

Inertia vs Demand

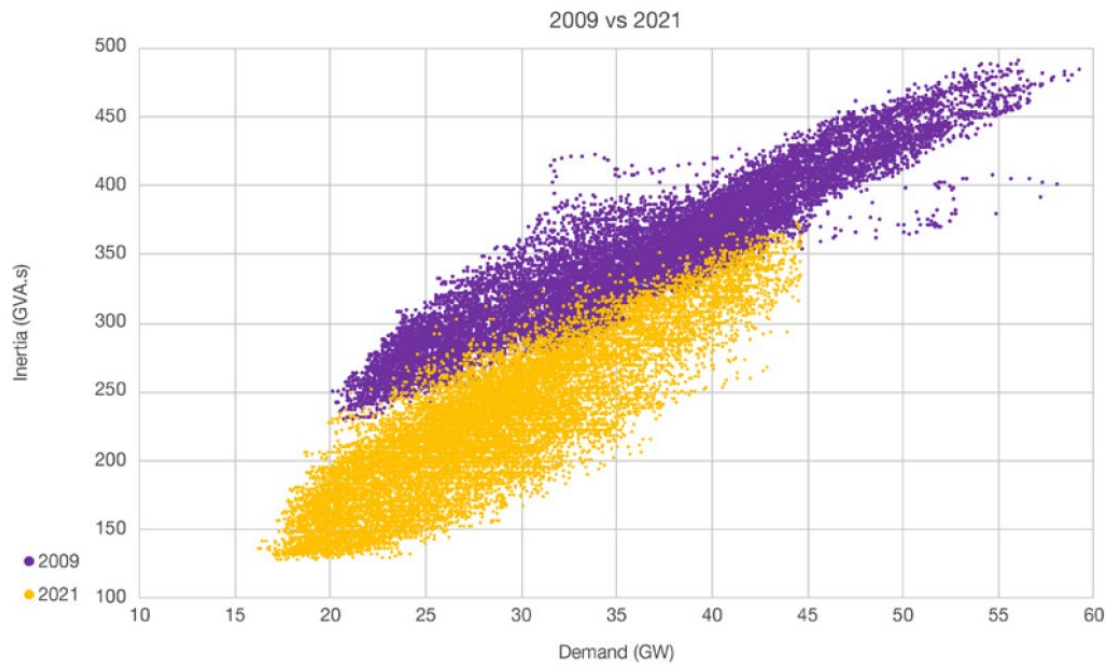


Ilustración 8: Comparación de la inercia sistémica del Reino unido entre 2009 y 2021. [40]

El método tradicional para medir la inercia era sumar la inercia aportada por las máquinas sincrónicas despachadas en el sistema y la representación de la inercia residual, es decir, aquellas cargas rotatorias que aporten inercia. Esto se verificaba usando la ecuación de oscilación ante una pérdida de una carga grande (es posible calcular algebraicamente la inercia sistémica teniendo la variación de potencia y el RoCof de un evento de caída de carga utilizando la ecuación (6)). [41]

Además, se agregan dos métodos “pioneros en su tipo” para monitorear la inercia del sistema, estos son: “*GE Digital Effective Inertia Measurement & Forecasting System*” y “*Reactive Technologies (RTL) GridMetrix Inertia Measurement System*”.

El primer método “GE Digital” consiste en dividir Gran Bretaña en 4 regiones y medir las oscilaciones entre las regiones mediante su frecuencia y cambios en el flujo de potencia utilizando unidades de medida de fasores (PMU, por sus siglas en inglés Phasor Measurement Units). Luego se le enseña a un modelo de machine learning mediante información real del sistema usada para su calibración. Los modelos pronosticados se integran a la sala de control del sistema y esta recibe los mismos pronósticos de demanda y generación. Esto se lleva operando desde finales de 2021 en Escocia. [41] [42]

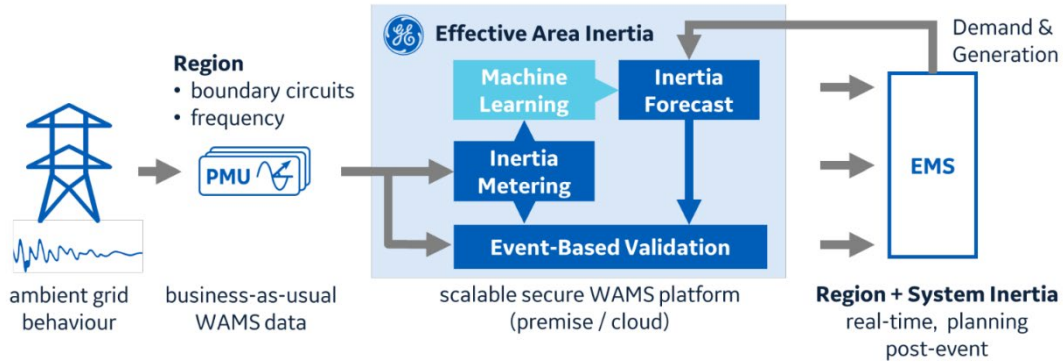


Ilustración 9: Diagrama representativo del sistema GE Digital para monitorio de inercia. [41]

El segundo método “RTL GridMetrix” consiste en un monitoreo de tiempo real de todo Gran Bretaña cada 5 minutos. Utiliza supercapacitores que entregan una señal “controlada” a la frecuencia. Es capaz de medir la red de distribución de Gran Bretaña. Se encuentra operando desde Julio de 2022 en periodos de alta penetración de ERNC o en las rampas de viento. [41] [42]

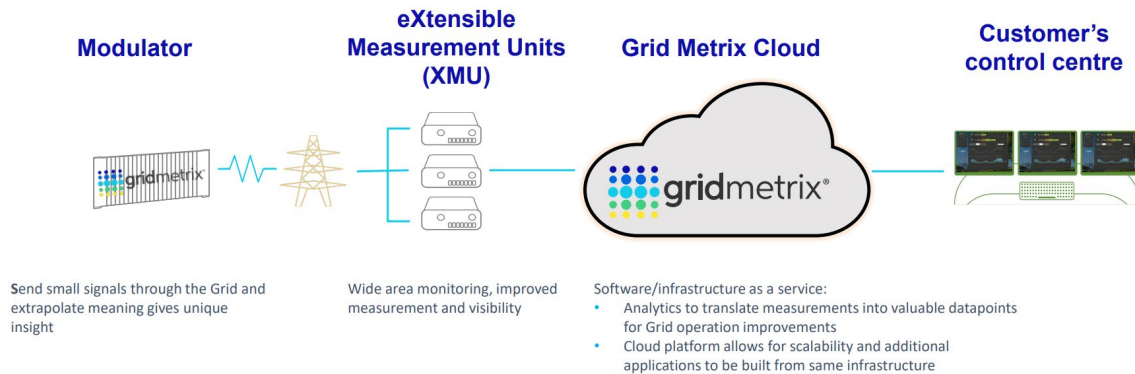


Ilustración 10: Diagrama representativo del sistema RTL GridMatrix para monitoreo de inercia. [41]

Para el análisis o estudio de la información recolectada por estos tres métodos, se realiza, en primer lugar, un análisis interno. En paralelo, se realiza un análisis de datos encargado por el National Physical Laboratory (NPL es un instituto encargado en desarrollar y mantener los estándares nacionales para la medición de datos. Es una organización pública a cargo del departamento de negocios, energía y estrategia industrial, BEIS por sus siglas en inglés). Se evalúan los dos productos. Se establece una representación regional y una estandarización de las mediciones. [42] Luego de esto, se comparan los datos extraídos durante 6 meses, donde se busca lo siguiente:

- Poseer una relación fuerte con la inercia sincrónica ($>0,85$).
- Valores de confianza dentro del 10% para el 95% de las mediciones.

- Indicaciones iniciales para las variaciones regionales.
- Análisis detallados para los periodos de alta penetración de ERNC.

3.1.2 ¿Cómo se implementa la nueva infraestructura?

El Reino Unido ha sido pionero en el mundo en cuanto implementación de centrales GFM se refiere. En su código de red se encuentra la especificación técnica requerida para incorporar centrales con tecnología GFM en su sistema eléctrico, especificación que se empezó a discutir a mediados del 2019 y fue incorporada en 2022 [43]. Esta modificación al código de red entrega un mínimo de especificaciones referenciales para aquellos oferentes de capacidad de GFM (véase Anexo B: Especificación mínima requerida para el suministro de capacidad Grid Forming en Gran Bretaña.). Se establece que la capacidad de GFM las pueden brindar tanto las máquinas sincrónicas (GF-S) como aquellas centrales ERNC con controladores GFM (GF-I). Estas plantas deben entregar un apoyo durante fallas/eventos no planificados, realizando las siguientes tareas:

- Limitar el cambio en la frecuencia del sistema cuando se pierde una unidad generadora o una carga.
- Inyectar potencia activa instantánea al sistema en el tiempo de una falla como resultado de un cambio de fase.
- Contribuir a la potencia de amortiguación del sistema.
- Limitar el cambio de vector.
- Contribuir al torque sincrónico.
- Contribuir a la mantención de un perfil de voltaje durante una falla.

Por otro lado, el equipo de ESO entregó las tecnologías capaces de suplir las características de red entregadas por las máquinas sincrónicas tradicionales, creando la siguiente tabla:

Tabla 3: Tecnologías capaces de entregar el servicio de GFM, NationalGridESO [43].

Solución	Costo estimado	RoCof	Torque sincronico (Estabilidad de voltaje)	Previene un colapso en el voltaje	Previene la des- conexión sincrónica	FFR	Modelación RMS	Niveles de corto- circuito	Imbalance har- monico	Nivel de madurez en el sistema	Notas	
											No	No resuelve el problema
											P	Potenciales
											I	Mejoras
											SI	Resuelve el problema
Notas												
Centrales convencionales a potencia mínima.	Alto	I	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	Probado	Estas tecnoloías son o tienen el potencial de ser GFM/Opción 1	
Compensación sincrónica	Alto	I	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	Probado		
VSM	Medio	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	P	Modelado		
VSOH	Bajo	SI	SI	No	P	P	P	SI	P	Modelado	Tienen el potencial de contribuir , pero, necesitan de las soluciones superiores.	
Inercia sintetica	Medio	No	No	P	No	No	No	No	No	Modelado		
Otros proyectos en estudio	Bajo	P	SI	No	No	No	P	P	No	Teórico		

De la tabla anterior, se desprende que ESO considera la tecnología VSM capaz de entregar el servicio de Grid Forming.

También se establece reporte anual “Frequency Risk and Control Report (FRCR)” en 2021, este es una evaluación de la magnitud, duración y probabilidad de una desviación transiente de frecuencia, logra pronosticar el impacto y los costos para la seguridad del sistema y confirma cuales riesgos son o no son seguros operacionalmente. [44] En el último reporte

FRCR publicado en marzo de 2023, se recomienda disminuir los requerimientos mínimos de inercia desde los 140 GVA.s a 120 GVA.s. Esto resulta en ahorrar aproximadamente £65m anualmente. [45]

El programa “NOA Stability Pathfinder” ha realizado tres fases hasta la fecha, concluyendo con tres licitaciones ya cerradas. En estas, se licita el servicio que provee de inercia y potencia de cortocircuito.

La fase uno de este programa, buscaba la forma más costo efectiva de incrementar la inercia en Gran Bretaña, esta encontró un grupo de proveedores quienes lograron ofrecer soluciones rápidas. Como resultado, se realizó una licitación acelerada para procurar servicios de inercia. Los requerimientos para entrar a la licitación, principalmente, eran: facilitar una tecnología que entregue inercia, potencia de cortocircuito, que realice este servicio con un requerimiento de 0 MW y sea capaz de prestar servicio de GFM. Finalmente, la fase uno concluyó en enero de 2020 donde se firmaron doce contratos, con cinco proveedores, por un total de 1598 MVA de potencia de cortocircuito, estos debían entrar en operación para abril de 2021 [46].

La segunda fase del programa se centró en incrementar la potencia de cortocircuito en Escocia la cual comenzó en junio del 2020 y finalizó el seis de abril del 2022. Los requisitos para que la propuesta licitada fuera aceptada eran los mismos que en la fase uno. Lo destacable de esta licitación fue que; un 35% de las soluciones se componen de condensadores sincrónicos; un 46%, de convertidores GFM y el 19% restante, híbrido, es decir, mezcla de los dos anteriores [47]. Para el cálculo de SCL, se utilizaron ocho barras por un total de 8400 MVA de SCL y 6000 MVAs de inercia [48]. Para participar de la licitación se realiza una ponderación con un factor de efectividad dependiendo de que tan lejos se instalaran de la barra licitada y, además, se debe estar dentro de un área designada como “region of need” para calcular la SCL efectiva. Los contratos entrarán en funcionamiento a mediados del 2024 e inicios del 2025, es decir, se realizó la licitación con casi tres años de antelación y finalizarán diez años después de su entrada en operación.

La tercera fase del programa la cual estaba centrada en incrementar la inercia y potencia de cortocircuito en Inglaterra y Gales comenzó en diciembre de 2021 y finalizó en junio de 2022. Se licitaron un total de 7500 MVA de potencia de cortocircuito y 17100 MWs de inercia repartidas en cinco regiones. Por último, todos los proveedores que suministrarán este servicio lo realizarán con condensadores sincrónicos, entrarán en servicio a mediados de 2025 y finalizarán diez años después.

Lo anterior, se resume a continuación:

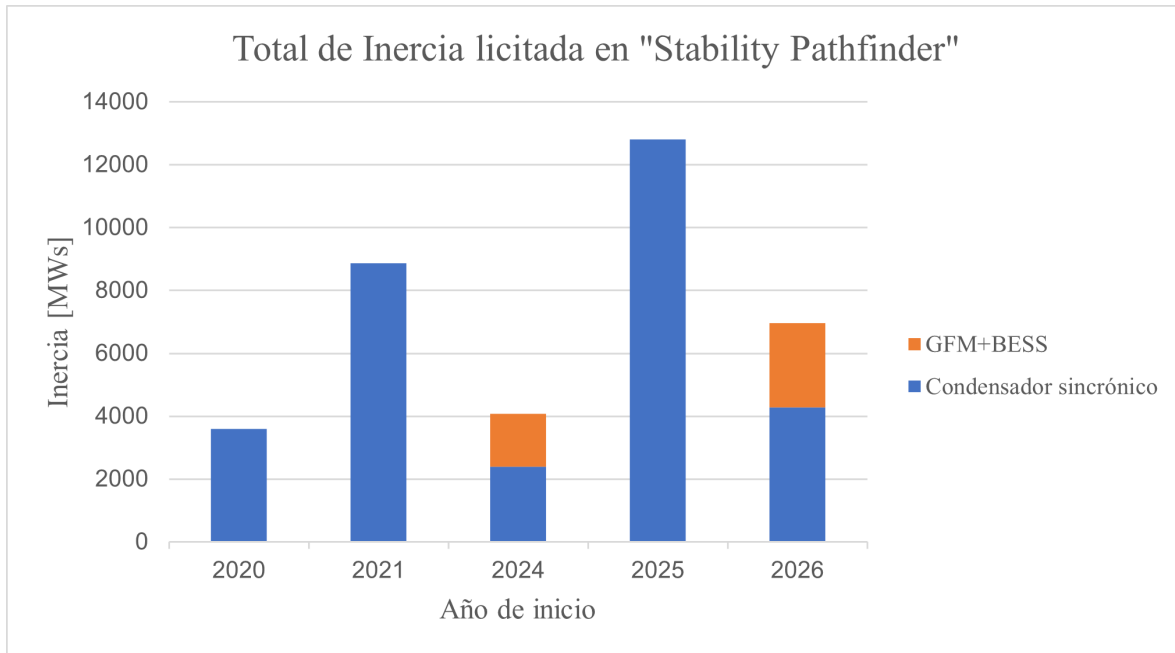


Ilustración 11: Inercia licitada por ESO. [46] [47] [49]

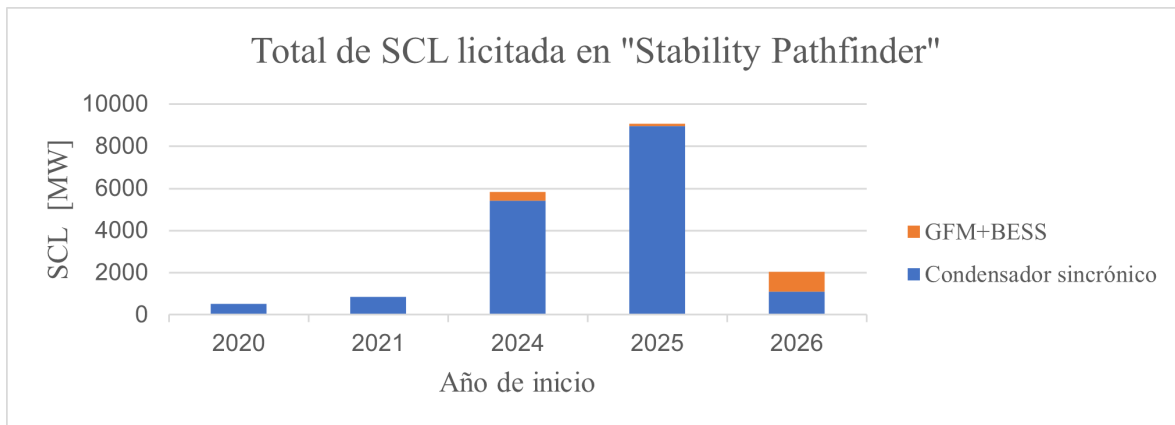


Ilustración 12: Potencia de cortocircuito efectiva licitada por ESO dependiendo de su año de puesta en servicio. [46] [47] [49]

Cabe destacar que, en la Ilustración 13, se utiliza la potencia de cortocircuito efectiva como la máxima potencia de cortocircuito en cada una de las barras pertenecientes a la región en necesidad, es decir, se utiliza la barra más cercana al punto de conexión de dicha infraestructura.

3.1.3 ¿Cómo se financia la nueva infraestructura?

En 2021 los costos para mantener la inercia del sistema en 140 GW.s o un RoCof de 0,5 Hz/s eran los siguientes:

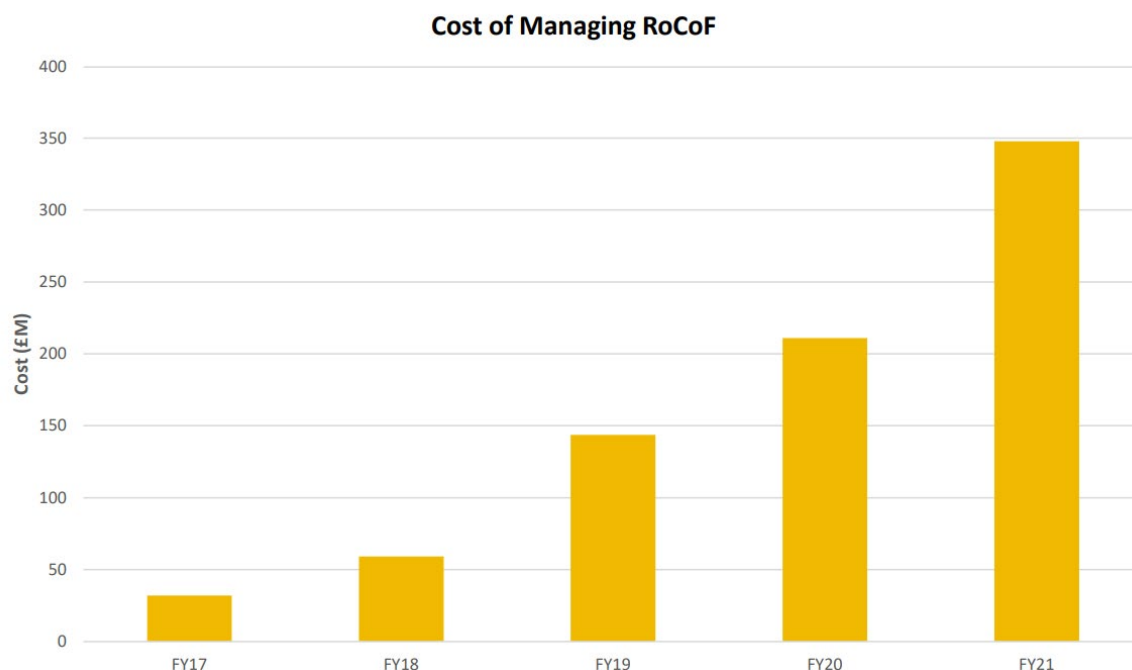


Ilustración 13: Costos asociados a mantener el RoCof en 0,5 Hz/s en el Reino Unido. [41]

Se observa del gráfico anterior que desde el 2019 han aumentado drásticamente los costos de inercia en el Reino Unido.

La fase uno de “Stability pathfinder” tuvo un costo tal de £320m por 6 años. La fase dos de “Stability pathfinder” tuvo un costo total de £322m. Mientras, la fase tres tuvo un costo total de £133m por año entre 2025 y 2035 y entregaran un beneficio total de £14,9bn comparado con la opción actualmente utilizada por ESO. El gasto total realizado en las tres fases de “Stability pathfinder” fue sobre £1,6bn. Esto representa un ahorro significativo frente a la opción de mínimos técnicos, que se realiza mediante el mecanismo de balances de transferencias. Esto es posible de observar en el siguiente gráfico. [50]

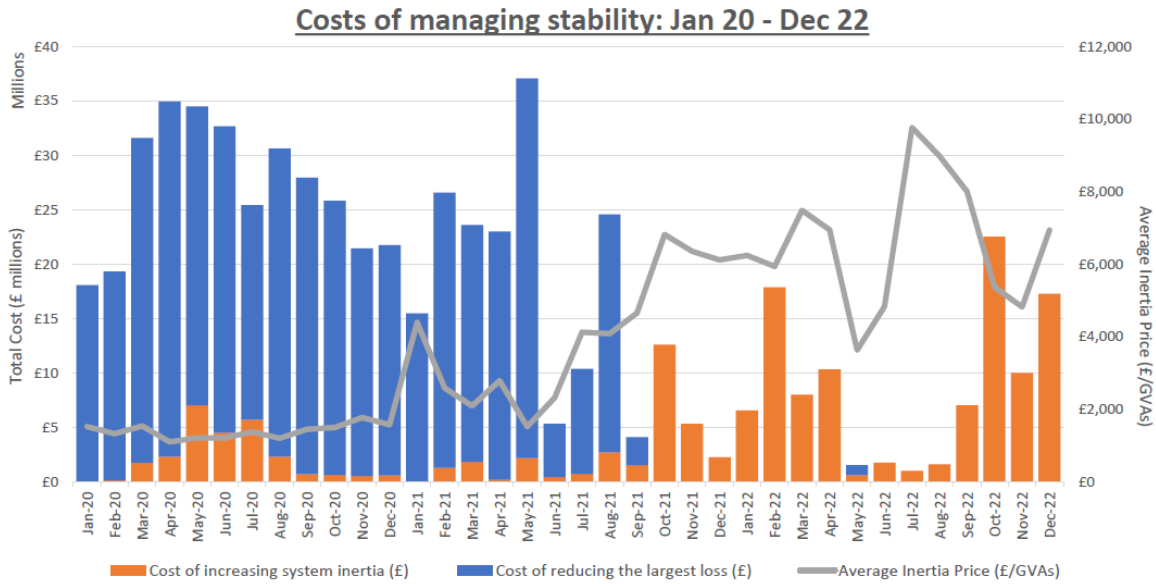


Ilustración 14: Costos para mantener la inercia en el Reino Unido: enero 2020-diciembre 2022. [50]

La Ilustración 15 analiza los costos para mantener la inercia en el sistema del Reino Unido los cuales han aumentado significativamente en 2022, alcanzado un valor peak diario de £13,000/GVA.s en agosto. Se debe tener en cuenta que, actualmente, solo los proyectos licitados en la primera fase de “Stability pathfinder” se encuentran en operación, por tanto, durante los próximos años serán incluidos los proyectos asociados a la fase dos y tres del programa, lo que implica una disminución en los costos actuales del sistema. [50]

En azul se muestran los costos asociados a reducir la mayor pérdida en el sistema, es decir, despachar unidades sincrónicas con mínimos técnicos para aumentar la inercia del sistema mediante el servicio complementario de “Dynamic Containment” (este servicio es semejante a FFR o controles rápidos de frecuencia). [50]

Gracias a los programas de “Stability pathfinder” se ha logrado mantener los niveles de cortocircuito hasta el año 2029. Sin embargo, los costos para mantener la inercia del sistema indican que existe merito en explorar otras alternativas para entregar inercia de manera más eficiente. [50]

El programa de “Stability pathfinder” ha sido un excelente programa piloto para procurar infraestructura de forma competitiva. Sin embargo, estos contratos poseen un límite de tiempo; por ejemplo, los 12,5 GW.s de inercia contratados en la fase 1 terminan a mediados de esta década (2026) y su último modelo de estabilidad indica que existe un requerimiento de inercia adicional para el año 2027. Si bien existe la posibilidad de obtener esta inercia mediante el despacho de máquinas sincrónicas, este método no es el más costo-efectivo para realizar esta tarea. [50]

La nueva infraestructura se licita a través del mercado de servicios de balance el cual se encarga de la seguridad y calidad del servicio [51]. Dentro del mercado de servicios de balance, se encuentra el mercado de estabilidad. Su diseño se describe en “Markets Roadmap” [50], este se compone de tres componentes: Mercado de estabilidad de corto plazo (day-ahead), de mediano plazo (year-ahead) y de largo plazo (four years ahead). Esto se realiza para asegurar los servicios de estabilidad frente a varias escalas de tiempo con el foco inicial de tener servicios de inercia.

- Mercado de estabilidad de corto plazo: Esta es la solución más común para mejorar la estabilidad del sistema en un tiempo real. Esto, comúnmente, se realiza despachando máquinas sincrónicas mediante el mecanismo de balances. Para evitarlo, se realiza un mercado de estabilidad de corto plazo “day-ahead”, es decir, se oferta el día anterior utilizando pronósticos de generación y demanda. Dada la introducción de GFM, existe una oportunidad adicional para los generadores ERNC de participar en estas licitaciones con un costo menor que aquellas máquinas convencionales. El mercado de estabilidad de corto plazo les pagará a sus proveedores para estar disponible en bloques horarios y, así, entregar estabilidad en la ventana de servicio contratada.
- Mercado de estabilidad de mediano plazo: Para reducir el costo de exponerse a un mercado day-ahead, se va a establecer un mercado a mediano plazo en 2023 el cual entrega un contrato con un año de duración para los grupos que ganen la licitación. Este mercado aún está en desarrollo y no existe más información al respecto.
- Mercado de largo plazo (four years ahead): Este mercado fue el utilizado en el programa piloto “Stability pathfinder” donde se realizaron contratos de cinco años en la fase 1 y diez años en el caso de la fase 2 y 3. Se busca disminuir el tiempo de los contratos de largo plazo a cuatro años.

		Long Term (Y-4)	Mid Term (Y-1)	Short Term (D-1)
 Purpose		- Procurar la capacidad del servicio. - Permite financiar nueva infraestructura mediante contratos de largo plazo.	- Procura la capacidad de manera anticipada, se puede ajustar el contrato de ser necesario. - Permite un nuevo sistema de financiamiento.	- Procura la capacidad de satisfacer los requerimientos de estabilidad en tiempo real. - Permite la remuneración mediante costos marginales.
	 Timeline	- Y-4 - 10+ y	- Y-1 - 1 y	- D-1 - Service windows
	 Product	- Baseload availability - e.g. 90% availability	- Baseload availability - e.g. 90% availability	- 4 h (EFA blocks) - 100% availability

Ilustración 15: Resumen de mercados de corto, mediano y largo plazo utilizado en el servicio complementario de estabilidad, Reino Unido. [50]

3.2 Irlanda e Irlanda del norte

Irlanda e Irlanda del norte son dos países que cohabitan una de las islas británicas los cuales poseen los mismos desafíos técnicos que el Reino Unido, Chile y Australia, es decir, una alta penetración de energía renovable con una baja interconexión con otros países. Su capacidad instalada en energía renovable es capaz de alimentar su demanda máxima horaria, ya que, la demanda peak de la isla es de 8,01 GW y poseen una capacidad instalada de 7396 MW en centrales eólicas y 1042 MW de centrales FV [51]. Poseen una generación renovable de casi 40% en 2022 [52]. Su principal tecnología es la eólica tanto on-shore como off-shore. Su sistema es operado con un máximo de 75% de penetración de energía renovable (SNSP, System Non-Synchronous Penetration). El TSO encargado tanto en Irlanda como en Irlanda del Norte es Eirgrid su meta es tener una generación de energía renovable de un 70% y una disminución de un 7% en la producción de GEIS anualmente hasta el 2030 [53].

En 2019 Eirgrid, lanzó una estrategia de cinco años para transformar el sistema eléctrico de la isla. Esta se concentra en la transformación del sistema de potencia y el mercado eléctrico con tal de lograr la meta de generación de energía renovable. Los principales puntos de esta estrategia son:

- Tener un 70% de energía proveniente de fuentes renovables.
- Tener una capacidad instalada de 15 GW de energía renovable.
- Aumentar la demanda de energía eléctrica, con calefacción y electromovilidad.

Para ello, se plantean cuatro métricas operacionales claves que deben evolucionar para 2030, las cuales son:

1. SNSP, actualmente es un 70% y se quiere aumentar a un 95%.
2. Base inercial, la base actual es de 23000 MWs.
3. RoCof Operacional, se posee un límite de 1 Hz/s.
4. Mínima cantidad de unidades sincrónicas, actualmente son 8.

Por tanto, sus objetivos principales son, aumentar a un 95%+ el SNPS instantáneo en la isla, identificar los desafíos técnicos principales e invertir en desarrollar nuevas tecnologías, remover barreras de entrada para permitir la integración de esta nueva tecnología a gran escala y desarrollar e implementar políticas operacionales y herramientas de centros de control para asegurar el uso efectivo de las nuevas tecnologías [53].

Para cumplir con la seguridad y calidad de su suministro eléctrico, se colocan metas año a año que deben ir cumpliendo para avanzar a la siguiente. Así, son capaces de medir periódicamente si es que van a lograr cumplir con el objetivo principal.

3.2.1 ¿Cómo se mide la necesidad de inercia y potencia de cortocircuito?

Uno de los principales parámetros utilizados por Eirgrid, es la penetración de energía renovable (SNSP), este lo utilizan como métrica operacional anual para ir midiendo la efectividad de su programa DS3 [53].

$$SNSP(\%) = \frac{ERNC + \text{importación eléctrica neta}}{\text{Demanda} + \text{exportación eléctrica neta}} \times 100 \quad (9)$$

Para asegurar que la respuesta del sistema ante una falla o caída de una carga no sea una pérdida significativa en la frecuencia, Eirgrid establece un parámetro llamado “Inertia floor constraint”, es decir, una restricción en la inercia del sistema la cual no puede bajar de ese valor. La base actual de toda la isla es de 23.000 MWs [53].

Otro valor clave utilizado por Eirgrid es el RoCof, ya antes mencionado, se busca tener un RoCof lo más bajo posible y para ello es necesaria una alta inercia. [53]

$$RoCof = \frac{f_0 \times P_{lost}}{2(Inertia_{system} - inertia_{lost})} \quad (10)$$

Donde

P_{lost} Es la potencia activa que generaba la central generadora previo a su desconexión del sistema.

f_0 Es la frecuencia del sistema previo a la falla.

$inertia_{system}$ Es la inercia total del sistema.

$Inertia_{lost}$ Es la inercia entregada por la central generadora la cual fue desconectada del sistema.

Otro valor operacional es el mínimo número de unidades sincrónicas convencionales las cuales deben estar conectadas en la red de potencia de la isla en condiciones normales de operación. Además de entregar inercia, por tanto, disminuir el RoCof del sistema, aportan SCL para el control de tensión. El número actual requerido en el sistema total de la isla es 8 (mínimo de 5 para Irlanda y 3 en Irlanda del Norte).

3.2.2 ¿Cómo se implementa la nueva infraestructura?

El programa DS3 es el encargado de los desafíos técnicos asociados a la alta penetración de energía renovable. La hoja de ruta actual se estructura de dos fases.

La primera fase es entre 2022 y finales de 2023. Esta busca reducir el mínimo número de unidades convencionales de 8 a 7. Reducir el límite de mínima inercia de la isla de 23 GWs a 20 GWs. Reducir la reserva negativa requerida en unidades convencionales en Irlanda del Norte de 50 MW a 0 MW. La segunda fase aún no define los valores de los parámetros, pero, su objetivo principal es el 70% de generación proveniente de ER.

Eirgrid se encuentra en una fase de propuestas con respecto a la implementación de los servicios de inercia y SCL, actualmente buscan implementar 10.000 MWs para 2026 con contratos de seis años, partiendo antes del primero de enero de 2026 [54]. La licitación se

está realizando y se espera tener los contratos entregados para septiembre de este año.

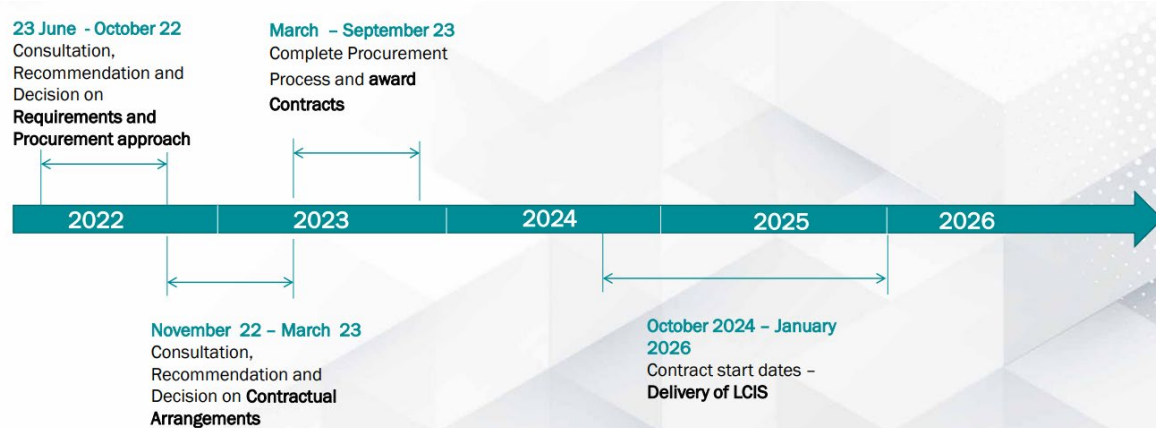


Ilustración 16: Línea temporal para licitación de LCIS (Low Carbon Inertia Services) realizada por Eirgrid [55].

Para su licitación, se divide la isla en tres zonas, una en Irlanda del norte con un requerimiento de 4000 MVAs e Irlanda con los 6000 MVAs restantes. La cantidad mínima de inercia que se acepta por unidad individual es de 900 MVAs y la máxima de 2000 MVAs [54].

3.2.3 ¿Cómo se financia la nueva infraestructura?

Para el financiamiento de la infraestructura se espera entregar un contrato en septiembre de 2023 y estos deben tener lista la infraestructura entre el primero de octubre de 2025 y el primero de enero de 2026, con un contrato de seis años y debe terminar no más allá del 31 de diciembre de 2031.

La infraestructura licitada debe poseer un 97% de disponibilidad para su despacho durante el año, siendo el pago reducido, en el caso de su incumplimiento, hasta un mínimo de 60% de disponibilidad. El costo de la energía consumida por la infraestructura debe ser cubierta mediante el mercado de energía y se les otorga un periodo de mantenimiento.

Se poseen tres escalares que miden la eficiencia de la infraestructura, un escalar de desempeño el cual incluye tres categorías: disponibilidad, despacho y operación. Un escalar de producción para incentivar la capacidad de potencia reactiva y contribución a SCL. Finalmente, un escalar de locación para incentivar a los proveedores a conectarse en las zonas de necesidad.

Technical Requirement at the connection point	Range required	Indicative Product Scalars if Option 3 for bid format retained
Inertia constant H (MVA.s/MVA)	less than 20s	$<5s \rightarrow \text{Scalar } 1.25$ $\geq 5s < 10s \rightarrow \text{Scalar } 1.2$ $\geq 10s < 14s \rightarrow \text{Scalar } 1.15$ $\geq 14s < 17s \rightarrow \text{Scalar } 1.05$ $\geq 17s < 20s \rightarrow \text{Scalar } 1.0$
Short Circuit (or fault) Contribution (MVA)	$\geq 3 \text{ p.u.}^*$	$\geq 5 \text{ p.u.} \rightarrow \text{Scalar } 1.15$ $\geq 4 < 5 \text{ p.u.} \rightarrow \text{Scalar } 1.1$ $\geq 3 < 4 \text{ p.u.} \rightarrow \text{Scalar } 1.0$
Reactive Power (MVar) at the connection point	Lagging min 0.8 p.u.*	$\geq 0.9 \text{ p.u.} \rightarrow \text{Scalar } 1.05$ $\geq 0.8 < 0.9 \text{ p.u.} \rightarrow \text{Scalar } 1.0$
	Leading min -0.5 p.u.*	$\leq -0.6 \text{ p.u.} \rightarrow \text{Scalar } 1.05$ $\leq -0.5 > -0.6 \text{ p.u.} \rightarrow \text{Scalar } 1.0$
* per unit of rating in MVA		

Ilustración 17: Escalares utilizados por Eirgrid para el pago de infraestructura que brinde SCL e inercia en Irlanda e Irlanda del Norte [55].

Esto se financia mediante los servicios complementarios, en específico, se crea un servicio complementario de Inercia/ respuesta emulada de inercia y, dentro de este, existe el servicio de inercia sincrónica, potencia activa de recuperación rápida post-falla, y FFR. Por otro lado, se crea el servicio complementario de respuesta dinámica de potencia reactiva, para la incorporación de potencia de cortocircuito. [56]

3.3 Australia

Australia se divide en dos mercados eléctricos: Wholesale Electricity Market (WEM) y National Electricity Market (NEM). El NEM se forma de unos 40.000 km de líneas de transmisión que interconectan cinco jurisdicciones en Australia: Tasmania, Queensland, Nueva Gales del Sur, Victoria y Australia del Sur. El WEM no se encuentra conectado al NEM. Este sistema eléctrico abastece un 80%, aproximadamente, de todo el consumo eléctrico del país. El TSO encargado es Australian Energy Market Operator (AEMO).

Legalmente se ha establecido un objetivo de cero emisiones para 2050 y, para el 2030, debe existir un 43% menos de GEI comparado a las emisiones del 2005, apuntando a un 82% en generación proveniente de ER para este año. Actualmente, la matriz del NEM se compone principalmente de carbón (66,2% de generación en el 2021), pero la presencia de centrales IBR han aumentado exponencialmente. Las proyecciones de AEMO indican que para 2025 existirá la capacidad instalada en ER tal que se pueda alimentar un 100% de la demanda instantánea, esto no implica que sea posible técnicamente. [57]

Los principales obstáculos para tener una penetración instantánea de energías renovables de 100% puestos por AEMO son:

- El comportamiento del mercado, existiendo vertimiento de ERNC cuando el precio de la energía es negativo.
- Límites en las líneas de transmisión, haciendo que no todo el potencial de ER sea despachado.
- Requerimientos del sistema, obligando la entrada de servicios complementarios para mantener la seguridad y calidad del suministro.

Para entender mejor el cómo miden su necesidad de potencia de cortocircuito e inercia, es necesario definir los requerimientos normativos utilizados en el NER (Reglas Nacionales de Electricidad, traducido del inglés National Electricity Rules) [58].

- Red nacional: es la suma de todos los sistemas conectados tanto de transmisión como de distribución dentro de las jurisdicciones participantes.
- Sub-red de inercia: es una parte de la red nacional determinada por AEMO en concordancia con la cláusula 5.20B.1 del NER.
- Proveedor de servicios de red: es una persona que se dedica a la actividad de poseer, controlar u operar un sistema de transmisión o distribución. Se encuentra registrado por AEMO.
- Estado de operación satisfactoria: el sistema de potencia se define como en estado de operación satisfactoria cuando:
 - La frecuencia en todas las barras del sistema se encuentra dentro de la banda de operación normal, 49,9 a 50,1 Hz.
 - Las magnitudes de voltaje en todas las barras energizadas por cualquier subestación del sistema de potencia están dentro de los valores relevantes definidos por el proveedor de servicios de red.
 - Todas las centrales que forman parte o tienen impacto sobre el sistema de potencia se encuentran operando dentro de los rangos relevantes de operación, definidos por los Proveedores de servicio de red.
 - La configuración del sistema de potencia es tal que la severidad de cualquier potencial falla se encuentra dentro de la capacidad de los disyuntores eléctricos para desconectar el circuito o falla en falla.
 - Las condiciones del sistema de potencia son estables en concordancia con los requerimientos dados en la cláusula S5.1.8 del NER.
- Estado de operación segura: el sistema de potencia se encuentra en un estado de operación segura si es que se encuentra en un estado de operación satisfactorio y, además, el sistema de potencia volverá a un estado de operación satisfactorio después de que ocurra una contingencia.
- Sistema aislado: en relación con la sub-red de inercia o una combinación de dos o más sub-redes de inercia, pérdida temporal de la conexión sincrónica con todas las partes adyacentes de la red nacional.
- Proveedor de servicios de inercia: es un proveedor de servicios de inercia para una sub-red de inercia según la cláusula 5.20B.4(a) del NER.

- Déficit de inercia: es un déficit en el nivel de inercia en una sub-red de inercia comparado con el del estado de operación segura más reciente determinado por AEMO.

3.3.1 ¿Cómo se mide la necesidad de potencia de cortocircuito e inercia en Australia?

3.3.1.1 Inercia

La inercia en el sistema australiano ha ido disminuyendo debido al aumento de la generación IBR, el aumento en la generación distribuida y, también, el plan de descarbonización al 2040 el cual provoca el cierre de centrales a carbón. Se mide como la habilidad de operar un sistema de sub-red en una operación satisfactoria o en operación segura, cuando la inercia de sub-red está aislado. Estos dos parámetros dependen de la habilidad de mantener la frecuencia del sistema de potencia dentro de ciertos parámetros. Los requerimientos son

- a) El mínimo umbral de inercia, siendo el mínimo nivel de inercia requerido para operar en una sub-red de inercia en un estado de operación satisfactorio cuando la sub-red de inercia se encuentra aislada.
- b) La inercia necesaria para operar en modo seguro, siendo el mínimo de nivel de inercia requerido para operar una subred de inercia en un estado de operación seguro cuando se encuentra aislada.

Para medir la necesidad de inercia tanto en el sistema de potencia principal del NEM como en los subsistemas, AEMO debe publicar los requerimientos de inercia anualmente siguiendo los siguientes puntos:

1. Determinar los límites de inercia en las sub-redes de inercia (punto 5.20.1(a)(3) del NER).
2. Determinar los requerimientos de inercia para cada sub-red (punto 5.20B.2(a)).
3. Evaluar cada uno de los problemas de inercia y planificar cualquier falta de inercia que pueda surgir dentro de un horizonte de planificación de, al menos, cinco años (punto 5.20.2(c)).
4. Si es que AEMO determina que existe, o pueda surgir, cualquier falta de inercia en una sub-red, éste debe publicar la resolución y entregársela al proveedor de servicio de red quien estará en la obligación de disponer de un servicio de inercia en relación con un déficit de inercia en una sub-red de inercia.

Para determinar los niveles de inercia para cada sub-red de inercia, se utiliza la siguiente metodología entregada por el estudio, realizado por AEMO, “Requerimientos de inercia metodología” [59]. La etapa 1 cuenta con los 4 pasos mostrados a continuación:

Paso 1: Identificación de las contingencias relevantes en una sub-red aislada.

Este paso identifica la pérdida de grandes unidades generadoras o cargas como el resultado de una contingencia mientras la sub-red de inercia se encuentra aislada:

- Contingencia de generación: es la unidad generadora la cual su pérdida produce el mayor aumento de RoCof en la sub-red de inercia. La pérdida de la unidad generadora con la mayor inercia no necesariamente resulta en una contingencia de generación que produzca el mayor aumento de RoCof en la sub-red.
- Contingencia de carga: Generalmente, la carga más grande en una sub-red de inercia sería una carga industrial, cuyo tamaño es en general incontrolable a través del proceso de despacho central.

Se asume que una unidad generadora puede reducir su producción a una condición de potencia mínima cuando se encuentra en condiciones de baja inercia, o donde los servicios de respuesta de reserva rápida (FFR) son escasos o costosos, y la solución óptima de despacho es reducir la contingencia de generación al nivel más bajo posible.

Paso 2: Relación entre el requerimiento de FFR e inercia.

Un modelo del sistema es utilizado en una sub-red de inercia para evaluar la trayectoria de frecuencia siguiendo los eventos de contingencia identificados en el paso 1. Este modelo es, entonces, utilizado para crear la relación entre los niveles de inercia y los niveles requeridos de FFR para mantener una frecuencia aceptable.

Para armar esta relación, se utilizan las siguientes simplificaciones:

- Se utilizan modelos de gobernador genéricos que representan los requerimientos de FFR, esto se puede utilizar para desarrollar una interrelación entre la inercia y los requerimientos de FFR.
- Se utiliza la característica de resistencia a perturbaciones en las condiciones de fallo (FRT, de sus siglas en inglés Fault Ride-Through) de una central eólica la cual es simplificada, pero adecuada.
- Con la justificación adecuada, se puede utilizar un modelo simplificado del sistema de potencia.

Un sistema de potencia con una alta inercia requiere una menor cantidad de FFR para mantener una frecuencia estable y viceversa. Para una demanda del sistema constante y una contingencia variable, existe una relación inversa entre los requerimientos de FFR y la inercia, esta se muestra en la siguiente figura.

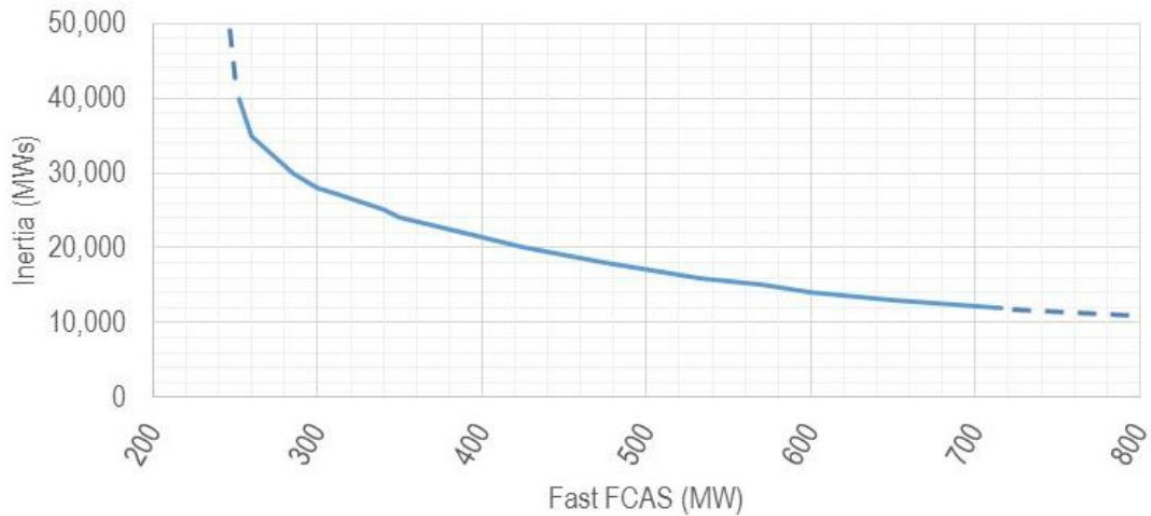


Ilustración 18: Relación entre requerimientos de FFR e inercia. [59]

Paso 3: Relación entre la disponibilidad de FFR e inercia.

Cuando una unidad sincrónica de generación es despachada para entregar FFR, también, entregará inercia al sistema. Una disponibilidad alta de FFR corresponderá a altos niveles de inercia en el sistema, lo cual sugiere una correlación entre su disponibilidad y la inercia del sistema. Sin embargo, la relación entre el servicio de FFR de una unidad generadora y la inercia asociada dependerá del despacho el cual es muy variable e impredecible. Por tanto, se asumirá una relación lineal entre la disponibilidad de FFR y la inercia asociada de las unidades generadoras que proporcionan este servicio.

Paso 4: Criterio para determinar una operación segura en niveles de inercia.

El requisito de FFR y la disponibilidad de estas reservas, ambas en función de la inercia, se utilizan para determinar el nivel de operación seguro de inercia para una sub-red de inercia.

Ahora bien, el paso anterior es para identificar el nivel de inercia en cada sub-red de inercia del sistema. Por tanto, es necesario identificar si es que la sub-red se encuentra con un déficit de inercia, para ello, AEMO, realiza el siguiente proceso.

En primer lugar, se considera el nivel de inercia típicamente entregado por una sub-red de inercia y se utiliza como referencia la inercia despachada en esta durante el año anterior.

El rango de valores dentro de la desviación estándar del promedio de inercia despachado en una sub-red de inercia durante el año anterior son los niveles de inercia típicamente proporcionados en esta sub-red de inercia, mostrados en la siguiente figura.

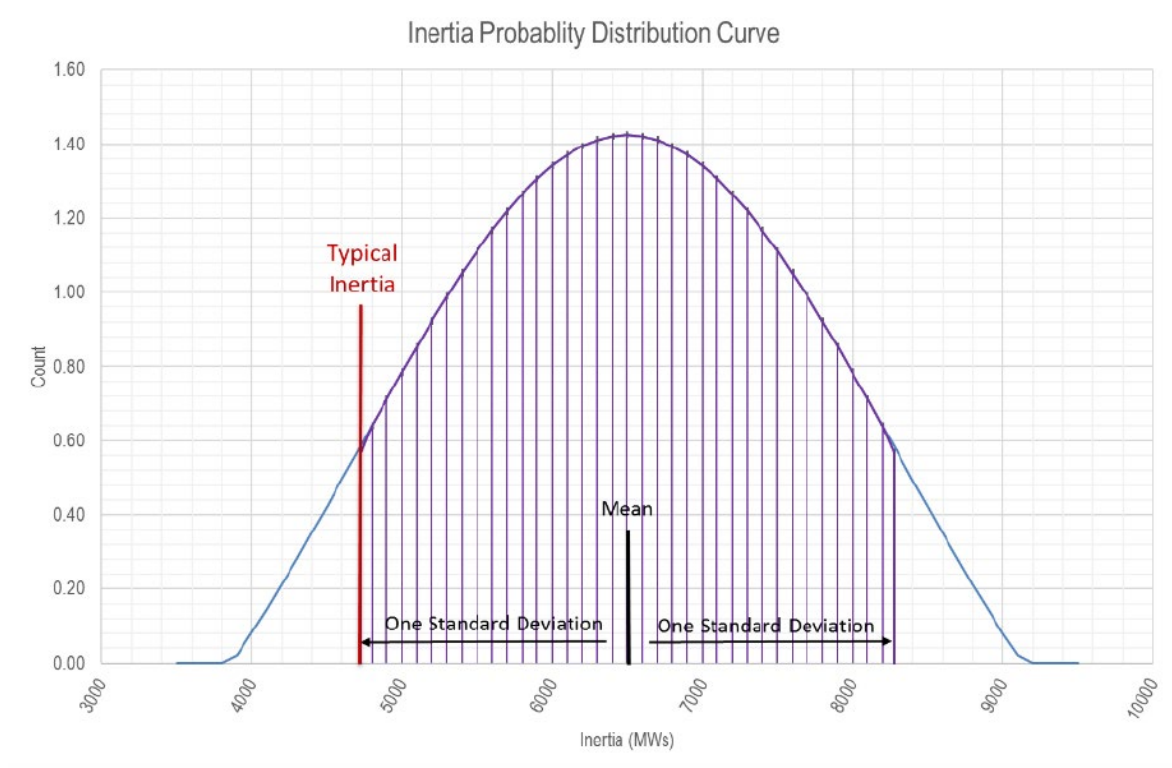


Ilustración 19: Curva de distribución de probabilidad de inercia. [59]

Para calcular un déficit de inercia, se utiliza una inercia típica como el valor de inercia en una desviación estándar bajo el promedio.

$$DI = IT - SOLI \quad (11)$$

Donde:

DI Es el valor de inercia para el cual se considera un déficit de inercia

IT Es la inercia típica calculada como una desviación estándar bajo el promedio de inercia despachado durante el año anterior.

SOLI Nivel de inercia para una operación segura (Secure Operating Level of Inertia en inglés) calculado en el paso 4.

Etapa 2

Si el proceso de evaluación en la etapa 1 indica que existe un déficit de inercia en una sub-red de inercia, aproximándose a el umbral mínimo de inercia, se realiza una segunda y más detallada evaluación. Estas evaluaciones más detalladas requieren el uso de modelos PSCAD/EMTDC de las redes del subsistema en análisis.

3.3.1.2 Potencia de cortocircuito

Para el cálculo de la necesidad de potencia de cortocircuito, AEMO, utiliza el parámetro de fortaleza o robustez del sistema. Este cálculo lo realiza para cada una de las regiones del

NEM, y definen las siguientes características de un sistema con bajo nivel de fortaleza, descritas en el documento “Requerimientos para la fortaleza del sistema y déficits de potencia de cortocircuito” [60]:

- Oscilaciones de voltaje y potencia sin amortiguación de área más amplia.
- Degradación del FRT de un generador.
- Mal funcionamiento o fallas de los equipos de protección, dada la reducción en las corrientes de falla.
- Recuperación prolongada de voltaje después de una perturbación
- Cambios de voltaje pronunciados después de cambiar bancos de condensadores o reactores.
- Inestabilidad de los sistemas de control dinámicos de tensión del generador/planta.
- Aumento de la distorsión armónica (un subproducto de la baja fortaleza del sistema y las impedancias más altas del sistema).
- Caídas de tensión y sobretensiones pronunciadas.

La evaluación de la fortaleza de red se realiza de una forma similar con la inercia, es decir, con una periodicidad de 12 meses o cuando el NER estime conveniente hacer el estudio, dado una contingencia o cambios en el sistema. Los requisitos de fortaleza del sistema que se determinan para cada región son los niveles de fallas en los nodos de la región y para cada uno de los nodos, el nivel mínimo de falla trifásica que debe soportar.

Para realizar la evaluación de fortaleza de red, se utiliza la siguiente metodología:

- Analizar cuáles son los nodos “fuertes” del sistema y que proceso se utiliza para identificarlos. La metodología para identificar los nodos fuertes del sistema es utilizando cargas grandes, como lo son las ciudades, centros de generación sincrónica, áreas con una gran conexión o interés de conexión para generadoras asincrónicas y áreas eléctricamente alejadas de la generación sincrónica.
- Describir los supuestos utilizados para las instalaciones o tipos de instalaciones que se conectarán.
- Describir la modelación y análisis que se utilizara para determinar la fortaleza de red y los niveles mínimos de cortocircuito trifásico en los nodos “fuertes” del sistema.
- Definir las “señales estables de tensión eléctrica”, con el propósito de determinar los requisitos para alcanzar una operación estable en los nodos “fuertes”.

La metodología para determinar el mínimo nivel de fallas trifásicas se divide en un proceso de dos partes.

Etapas 1. Evaluación del mínimo de unidades sincrónicas despachadas

El propósito de la etapa 1 es identificar aquellas regiones donde no existe un déficit en potencia de cortocircuito y establecer un umbral de comparación para los años siguientes. Esto se obtiene considerando un escenario con un mínimo de unidades sincrónicas despachadas para lograr una estabilidad cuando el sistema está intacto y cuando la máquina sincrónica o elemento de transmisión más grande se desconectan. Por tanto, cada año se

realiza una evaluación de las regiones utilizando la etapa 1 y esto indica, grosso modo, si es que existe un riesgo de déficit en potencia de cortocircuito.

La generación asincrónica, en teoría, deberían aportar con potencia de cortocircuito, en la práctica, si es que existe más de una central asincrónica conectada a un nodo esta no realiza un aporte de potencia de cortocircuito, dado sus convertidores GFL. Por ello, cualquier generación asincrónica es reemplazada por cargas negativas en las simulaciones para la etapa 1.

Para los años siguientes, utilizando los resultados obtenidos en el estudio de la etapa 1, se realizará una evaluación más detallada si se cumple cualquiera de las siguientes condiciones:

- Condición 1: para cualquier nodo. Si la potencia de cortocircuito calculada, utilizando los patrones típicos de generación despachada durante el año, es menor a la potencia de cortocircuito del año anterior.
- Condición 2: para cualquier nodo. Si la mínima central sincrónica despachada, calculada utilizando los datos del año actual, es más grande que la máquina sincrónica del año anterior.

Estas dos condiciones se cumplen en un escenario donde aumenta la penetración de energía renovable, es decir, aumenta las unidades asincrónicas despachadas o en el caso de que una central sincrónica sea retirada del sistema. Esto indicaría un déficit en la potencia de cortocircuito, necesitando un cálculo más detallado para confirmarlo y cuantificarlo.

Etapla 2: Análisis detallado utilizando modelos EMT.

En la etapa 2, se utiliza el mismo criterio que en la etapa uno, pero con una modelación más detallada del sistema de potencia utilizando modelos PSCAD/EMTDC del sistema de potencia y, así, confirmar el mínimo aceptable de máquinas sincrónicas y la mínima potencia de cortocircuito para asegurar la operación segura del sistema.

3.3.2 ¿Cómo se implementa la nueva infraestructura?

En caso de existir un déficit de inercia luego de estos ser identificados, AEMO le indica al proveedor de inercia (en este caso la empresa transmisora) y esta tiene la responsabilidad de bien contratar dicha inercia, o generar algún proyecto para suplir la inercia solicitada. El cómo el proveedor de inercia aborda este déficit, está cubierto en las cláusulas del NER 5.20B.3, 5.20B.4 y 5.20B.5. AEMO indica que el proveedor de servicios de inercia debe garantizar la disponibilidad de los servicios y esta no debe ser anterior a 12 meses después de la publicación del aviso.

En caso de existir un déficit en potencia de cortocircuito, AEMO debe publicar y entregar al proveedor de servicios de potencia de cortocircuito del sistema de la región un aviso de dicha evaluación, este debe garantizar la disponibilidad de los servicios de fortaleza del sistema de acuerdo con la cláusula 5.20.C.3 del NER, y no debe ser anterior a 12 meses después de la publicación del aviso.

3.3.3 ¿Cómo se financia la nueva infraestructura?

La decisión de cómo se van a financiar los servicios de inercia y robustez del sistema la toma el TSO encargado en la jurisdicción correspondiente. AEMO, genera el informe de déficit de inercia o robustez en el sistema y el TSO encargado toma las decisiones correspondientes.

Por ejemplo, en noviembre de 2019, se le informó a Tasmania que tenían un déficit de inercia y niveles de cortocircuito [61], con lo que TasNetworks (TSO encargado de Tasmania) lo resuelve mediante los siguientes acuerdos [62]:

- Se realiza un contrato para el suministro de ambos servicios (inercia y robustez del sistema) con generadores sincrónicos que tuvieran las características técnicas para operar como condensadores sincrónicos.
- Se limitan las centrales IBR cuando el RoCof y la robustez del sistema excedieran los valores establecidos.

En el caso de Australia del Sur, el TSO encargado es ElectraNet quienes ya se han instalado cuatro condensadores sincrónicos a la fecha, solucionando los problemas de déficit de inercia y fortaleza del sistema. La base inercial de Australia del Sur es de 6.000 MW.s, con un piso inercial de 4.400 MW.S. Se barajaron dos opciones para combatir este problema:

1. Se contrataría el servicio con máquinas sincrónicas en operación. Se dice que los costos para ello llegarían a \$85MAUSD anuales.
2. La instalación de CCSS en puntos estratégicos de la red con un costo inicial de \$140MAUSD a \$180MAUSD para el fin de 2020.

La instalación de los CCSS se considera con volantes de inercia. El financiamiento de esta nueva infraestructura se realizará mediante costos fijos realizados en las boletas eléctricas, es decir, lo pagará el usuario final. [63]

En conclusión, cada jurisdicción australiana posee un TSO encargado. AEMO, es quién realiza el estudio que define si existe un déficit de inercia y robustez del sistema. Los TSOs encargados son aquellos que toman la decisión de cómo solucionar este déficit de la forma más costo-efectiva y, en el caso de Australia del Sur, el usuario final es quien financia la instalación de la nueva infraestructura.

3.4 España

La capacidad instalada en España es de 119,091 GW al finalizar 2022 [33] donde 70,5 GW (59,2%) corresponde a ER, de esto 28 GW corresponden a centrales eólicas (23,7%) y 19 GW a centrales fotovoltaicas (16,1%). El TSO encargado en España es Red Eléctrica (REE).

Durante 2022 hubo una demanda total de 250.421 GWh, donde la producción no renovable del sistema eléctrico español corresponde a un 57,8% sobre el total nacional. Además, el programa de intercambio de energía eléctrica realizó un total de 28.426 GWh (11,3%) de energía exportada y 19.841 GWh (7,9%) de energía importada. Las principales interconexiones existente son con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos. Actualmente, se

encuentra en construcción una nueva interconexión con Francia que duplicará su capacidad [33].

Actualmente, España al estar dentro de la unión europea se rige con el Reglamento (UE) 2016/631 “establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores de red” [64], este define los requisitos para la conexión a la red de las instalaciones de generación de electricidad principalmente, los módulos de generación síncronos, los módulos de parque eléctrico y los módulos de parque eléctrico en alta mar, al sistema interconectado. Las principales exigencias y contenido del reglamento a destacar son las siguientes:

- Divide las instalaciones de generación eléctrica en tres grandes grupos: módulos de generación de electricidad síncronos, módulos de parque eléctrico y los módulos de parque eléctrico en alta mar. A cada uno de ellos se les colocan diferentes consideraciones en el reglamento.
- Se agrupan las centrales generadoras por nivel de tensión y potencia. Se utilizan las siguientes categorías:
 - a) “punto de conexión inferior a 110 kV y capacidad máxima de 0,8 kW o más (tipo A);
 - b) Punto de conexión inferior a 110 kV y capacidad máxima igual o superior al umbral propuesto por cada gestor de redes de transporte (GRT) pertinente de conformidad con el procedimiento definido en el apartado 3 (tipo B). Este umbral no deberá ser superior a los límites de los módulos de generación de electricidad de tipo B indicados en el cuadro 1;
 - c) Punto de conexión inferior a 110 kV y capacidad máxima igual o superior al umbral especificado por cada GRT pertinente de conformidad con el apartado 3 (tipo c). Este umbral no podrá ser superior a los límites de los módulos de generación de electricidad tipo C indicados en el cuadro 1, o
 - d) Punto de conexión de 110 kV o superior (tipo D). Un módulo de generación de electricidad es también tipo D si la tensión en su punto de conexión es inferior a 110 kV y su capacidad máxima es igual o superior al umbral especificado en el apartado 3. Este umbral no deberá ser superior al límite de los módulos de generación de electricidad de tipo D contenido en el cuadro 1.”

El cuadro 1, indica los límites de potencia para cada categoría utilizada por la unión europea y se muestra a continuación:

Zonas síncronas	Límite del umbral de capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera de tipo B.	Límite del umbral de capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera de tipo C.	Límite del umbral de capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera de tipo D.

Europa Continental	1 MW	50 MW	75 MW
-----------------------	------	-------	-------

Tabla 4: Límites de los umbrales de los módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D [64].

3.4.1 ¿Cómo se mide la necesidad de potencia de cortocircuito e inercia?

La gestión de la necesidad de inercia en el sistema se norma mediante la regulación europea, en específico, el artículo 39 del Reglamento (UE) 2017/1485, “establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad” [65]. Esta indica que el TSO debe evaluar la estabilidad dinámica, como mínimo, una vez al año definiendo los límites de estabilidad y los posibles problemas de estabilidad de su red de transporte. Si la evaluación de estabilidad dinámica indica que hay una vulneración en sus límites, se realizará un estudio común por zona síncrona para determinar si es necesario establecer la inercia mínima requerida. Cada TSO de la zona síncrona deberá monitorear en tiempo real la inercia mínima en su propia zona de control. Se destaca que no se identifica un procedimiento establecido en la normativa española que establezca el método de determinación, ni tampoco los valores máximos de RoCoF con el que el sistema puede operar de manera estable, dado que a la fecha no se han detectado problemas de inercia en Europa Continental.

Si bien, España no ha tenido la necesidad de realizar un estudio detallado por falta de inercia, si existe una normativa actual dada por el reglamento de la unión europea para la emulación de inercia:

“En caso de que un módulo de parque eléctrico de tipo C o D que pueda aportar emulación de inercia voluntaria mente, y debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Responderá de acuerdo con una ganancia derivativa K_d ajustable al menos entre 0 (fuera de servicio) y 15 s (valores por unidad en base máquina).
- En todo momento estará capacitado para aumentar o disminuir la potencia activa inyectada a la red en un valor $\Delta P_{m\acute{a}x}$ desde el valor previo a la perturbación (potencia activa de referencia P_0). El valor $\Delta P_{m\acute{a}x}$ podrá ser ajustable entre 0 (control fuera de servicio) y 10% de la capacidad máxima del módulo.
- La velocidad de respuesta será tal que en 150 ms la instalación pueda aumentar o disminuir la potencia activa en, al menos, un valor del 10% de la capacidad máxima del módulo.
- Deberá ser capaz de suministrar una energía equivalente al 10% de la capacidad máxima del módulo durante 8 s.
- La banda de insensibilidad de la medida de la frecuencia no será superior a ± 10 mHz.
- Será capaz de inhibirse dentro de una banda muerta voluntaria en frecuencia entre 0 y ± 500 mHz.
- Será capaz de ajustar una banda muerta voluntaria en la derivada de la frecuencia entre 0 y $\pm 0,5$ Hz/s.

- h) No contribuirá negativamente al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia del sistema eléctrico.

El propietario de un módulo de parque eléctrico podrá proponer un control de emulación de inercia distinto al especificado en este apartado que, en todo caso, deberá ser aprobado por el operador del sistema.”

Con esto, se define los requisitos para que la tecnología GFM se pueda conectar a su sistema de generación y puedan participar del control de frecuencia rápida o inercia sintética.

Con respecto al estudio de análisis de inercia mínima requerida, la ENTSO-e realiza una recomendación para los TSO que componen la unión europea, mediante el documento emitido el 16 de diciembre de 2020 “Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCof)” [19], este indica lo siguiente:

1. Uso de PMUs.

El PMU (Phase Measurement Unit, según sus siglas en inglés) es un sistema de monitoreo que cumple la misma labor que un SCADA. La diferencia principal entre estos es su resolución, mientras la resolución del SCADA se encuentra en el orden de los segundos, la del PMU es en milisegundos. Mientras más resolución posee un TSO mejor será su capacidad de contener contingencias que puedan surgir por una baja en la fortaleza del sistema. También, los sistemas PMUs son capaces de medir tanto la magnitud como el ángulo de la tensión y corriente, permitiendo un análisis más completo del sistema.

Los límites de este método son:

- Su aplicación es relativamente fácil para sistemas aislados, debido a que la amplitud de la potencia inyectada para provocar una perturbación en la frecuencia del sistema podría ser relativamente pequeña. Es un problema cuantitativamente mayor para una red como la de Europa continental.
- Una excitación de un modo en el sistema de Europa continental induciría oscilaciones de potencia en las interconexiones que podrían llegar a perturbar los TSOs vecinos, además, esta modulación podría excitar las oscilaciones entre área. Por tanto, es necesario hacer verificaciones adecuadas para su implementación.
- En un sistema de potencia interconectado, todas las líneas de interconexión deben ser monitoreadas con sistemas PMUs en términos de intercambios de potencia; este requerimiento claramente incrementa los costos en cuanto al número de equipos, enlaces de telecomunicación, etc.
- El enfoque estará orientado a “pequeñas señales”; en caso de grandes perturbaciones, no se garantiza que la estimación sea correcta.

2. Monitoreo en línea con “perturbaciones significativas”.

El segundo método es más determinístico y se basa en la estimación en tiempo real con una medición de frecuencia de tal forma que permita identificar “cambios naturales de potencia activa” (maniobras de generación, cargas, líneas de transmisión) que provocan cambios de

frecuencia sobre el sistema. Dado que, los cambios son influenciados en la inercia disponible, es posible determinarla aplicando algoritmos más sofisticados. Por ejemplo, se está estudiando un método para estimar la inercia efectiva el cual considera el desequilibrio de potencia como una función dependiente del tiempo en vez de un parámetro discreto. A través de la subdivisión en áreas, el centro de inercia del área investigada puede ser identificado usando mediciones de PMU en las líneas de interconexión con los sistemas externos. Este método integra el desequilibrio de potencia entre el tiempo que dura la perturbación y el tiempo t , el cual representan la energía añadida o descartada sobre el área investigada. Durante el periodo donde el sistema realiza una respuesta inercial, la integral del desequilibrio de potencia y el cambio en frecuencia se encuentran linealmente relacionadas. El cálculo requiere dos parámetros principales: RoCof y variaciones de frecuencia dentro del área delimitada. Se calcula de la siguiente forma:

$$\Delta f = \frac{1}{H * P_{carga}} * \frac{f_0}{2} \int_{t_0}^t \Delta P_{desbalance} dt \quad (12)$$

Donde:

- Δf : Es el cambio “infinitesimal” de frecuencia en el tiempo.
- $\Delta P_{desbalance}$: Es el cambio “infinitesimal” de potencia en el tiempo.
- f_0 : Es la frecuencia inicial del sistema, previo a la perturbación.
- t_0 : Es el tiempo inicial de la perturbación.
- t : Es el tiempo que delimita el intercambio de potencia, por definir.
- H : Es la constante de inercia del área investigada en función del tiempo.

Este método se ha puesto en práctica, con resultados prometedores, tanto en simulaciones como en entornos reales. Aun así, es necesario realizar investigaciones más a fondo para:

- Identificar el tiempo de la perturbación a usar como punto de partida,
- Encontrar la frecuencia y potencia previo a la perturbación
- Evaluar la ventana de tiempo del evento necesaria para asegurar un cálculo preciso.

3. Uso del SCADA

Las mediciones del SCADA pueden ser usadas para determinar la inercia de la red eléctrica considerando los generadores sincrónicos activos (incluyendo los condensadores sincrónicos). Para estimar la inercia del sistema se necesita la siguiente información:

- La constante de inercia y la potencia reactiva nominal de cada generador.
- Estado de servicio (activo/inactivo) de cada generador.

Ambos parámetros son poseídos por el TSO correspondiente. El estado de servicio es entregado por el sistema SCADA. La fórmula utilizada para su cálculo es la siguiente:

$$H_{sys}(t) = \sum_{i=1}^N \frac{H_i * S_{G,i}}{S_{g,i}} \quad (13)$$

Donde H_i y $S_{g,i}$ corresponde a la constante de inercia y potencia reactiva nominal de los generadores i . Este método permite monitorear en tiempo real la inercia activa en un sistema, con una aproximación conservadora, ya que, no considera la inercia entregada por cargas rotativas ni otros dispositivos.

Los métodos que utilizan SCADA permiten un cálculo indicativo de la inercia y RoCof de la red, dado que no todos los TSOs poseen un sistema más sofisticado como lo es el PMU. Las limitaciones de este método son:

- El tipo y tiempo de muestreo de las medidas procesadas por un sistema SCADA no permite el uso de los algoritmos más innovadores para la estimación de la inercia del sistema. Por otro lado, la resolución de los sistemas SCADA permite un rango de observación más amplio del sistema eléctrico.
- La inercia calculada con el método SCADA no considera la contribución de cargas ni otras fuentes de energía como, por ejemplo, convertidores GFM.
- La resolución del cálculo depende en la calidad del sistema SCADA como también la exactitud de las constantes de inercia de los generadores. Para aquellas instalaciones más importantes en términos de contribución de inercia a la red la última información es más confiable.

Los requerimientos en materia de potencia de cortocircuito son entregados por la resolución del 20 de mayo de 2021 de la comisión nacional de los mercados y la competencia (CNMC) [66], en esta se regula la capacidad de acceso de los módulos de parques eléctricos (MPE), es decir, centrales de ER. Se utilizan los siguientes parámetros para definir la influencia eléctrica mutua entre nudos cercanos y entre MPE conectados a ellos.

- A) “Zona de influencia eléctrica (ZIE): Conjunto de nudos de la red de transporte eléctricamente próximos en los que la variación de tensión en un nudo provoca variación significativa sobre el resto de los nudos del conjunto, para lo que se utilizará el factor de interacción múltiple.
- B) Factor de interacción múltiple (MIIF, Multi Infeed Interaction Factor):

$$MIIF_{ij} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \quad (14)$$

Donde:

ΔV_j : Variación de tensión (kV o p.u.) en el nudo i .

ΔV_i : Variación de tensión (kV o p.u.) en el nudo j como consecuencia de la variación de tensión del nudo i.

Se considera que dos nudos (nudo i y j) de la red de transporte pertenecen a la misma ZIE si cualquiera de los índices $MIIF_{ij}$ o $MIIF_{ji}$, evaluados mediante flujos de carga en régimen permanente, es igual o mayor a 0,98.

- c) Índice Ponderado de Potencia de Cortocircuito (WSCR, Weighted Short Circuit Ratio): Relación ponderada entre la S_{cc} y las capacidades máximas de acceso de MPE en nudos de una misma ZIE, según la siguiente expresión:

$$WSCR = \frac{\sum_j^N S_{CCj} * P_{MPEj}}{(\sum_j^N P_{MPEj})^2} \quad (15)$$

Donde:

S_{CCj} : Potencia de cortocircuito trifásica efectiva en MVA del nudo j perteneciente a la ZIE

N : Número de nudos que constituyen la ZIE.

P_{MPEj} : Capacidad máxima en MW de MPE conectados o con permiso de acceso otorgado y otorgable en el nudo j perteneciente a la ZIE.

Se define potencia de cortocircuito trifásica efectiva (SWCC), a efectos de valoración del índice WSCR, como la potencia de cortocircuito trifásica aportada por los equipos que contribuyen a la fortaleza del sistema; es decir, se considerará a estos efectos únicamente la aportación de corriente de cortocircuito de la generación síncrona.

La capacidad de acceso de los nudos de una ZIE se distribuirá por defecto en función de su S_{cc} , tal y como se indica en la siguiente expresión (MW):

$$\frac{\sum_i^N S_{cc_i}}{(\sum_i^N S_{cc_i})^2} * \frac{S_{cc_j}}{WSCR} \quad (16)$$

Donde:

S_{ccj} : Potencia de cortocircuito trifásica efectiva en MVA del nudo j perteneciente a la ZIE.

N : Número de nudos que constituyen la ZIE a la que pertenece el nudo j.

La distribución de capacidad de acceso en una ZIE de la red de transporte podrá asimismo tener en cuenta los permisos otorgados, así como aquellas limitaciones por viabilidad físico-técnica u otros motivos justificados que puedan afectar a los nudos integrantes.

En el acaso que un nudo pertenezca a más de una ZIE, el valor de capacidad de acceso será, por defecto, el mínimo que corresponda a la aplicación del criterio de reparto proporcional a Scc antes referido a cada una de las ZIE.

La determinación de la capacidad de acceso por Scc y la definición de ZIE se evaluará a partir de escenarios del año horizonte de la planificación vigente representativos de situaciones de baja Scc en el sistema, el objeto de reducir el riesgo de interacciones entre controles de MPE o de mal funcionamiento de los equipos o del propio sistema. Se entenderán como escenarios representativos de baja Scc aquellos que reflejen perfiles de Scc con probabilidad de ser superada del orden del 95%, lo que en la práctica puede asimilarse a escenarios con generación síncrona mínima.”

De lo anterior se rescata que, aunque se acoja esta metodología para el cálculo de baja de potencia de cortocircuito en un área escogida, el índice a evaluar será establecido bajo escenarios contenidos en la planificación vigente, los cuales representan escenarios de baja potencia de cortocircuito en el sistema.

3.5 Resumen capítulo 3

La experiencia internacional muestra que existen varias formas de calcular la robustez del sistema y no hay una que sobresalga de las demás. En cuanto a la inercia, es necesaria la implementación de equipos de control más sofisticados a nivel de sistema eléctrico de potencia, dado que, mientras más preciso sea su cálculo, mejor será la capacidad de ahorro en la infraestructura necesaria que realice este servicio. Los parámetros utilizados y normados se muestran a continuación.

Tabla 5: Resumen de indicadores de inercia para los países escogidos.

Indicadores de Inercia	Australia	Reino Unido	España	Irlanda +IN
Normativa asociada	NER Clausula 11.100.3, 5.20.4, 5.20. B	ECC.6.3.7.3 & ECP.A.3.6 (Código de red europeo)	NERC BAL-003-1	PPM1.5.3
RoCoF	1 Hz/s (en Australia del Sur 3 Hz/s)	0,5 Hz/s	0,5 Hz/s	1 Hz/s
Piso de inercia [MWs]	Pisos regionales (en Australia del sur 6000 MWs)	140.000	160.000	23.000
Dependencia del FFR	Si - Relación directa	Sí - Relación directa	No especificado para Europa occidental	No especificado

Monitoreo tiempo real	Medición online integrado a SCADA en Australia del Sur	Utilización de tres métodos, SCADA, PMUs y machine learning.	No especificado, se promueve el uso de PMUs.	Utilización de SCADA para su medición.
Tecnologías que prestan el servicio	MS; CCSS; BESS-GFL; Cargas Voluntarias	MS; CCSS; BESS-GFL; BESS-GFM; Cargas Voluntarias.	MS; CCSS; BESS-GFL	MS; BESS-GFL
Periodicidad de cálculo	12 meses o ante modificación significativa	6 meses	2 años	1 año

Tabla 6: Resumen de indicadores de potencia de cortocircuito para los países escogidos.

Indicadores de potencia de cortocircuito	Australia	Reino Unido	España	Irlanda +IN
Normativa o Estándar asociado	CC.6.3.2	PC.A.8	Reglamento (UE) 2016/631	No especificado
Indicador principal	MSCR	SCR; ESCR	WSCR	No especificado
Limitaciones del indicador	Se utiliza como indicador para un estudio más detallado	Se utiliza como indicador para un estudio más avanzado en el área.	Dificultad en determinar las zonas de influencia, puede no ser preciso.	No especificado
Requerimientos de modelación	En primera instancia modelación RMS. Luego, modelación EMT.	Se utiliza en primera instancia el cálculo de SCR, luego de identificar el área, ESCR.	En zonas débiles puede requerir modelación EMT.	No especificado

Tecnologías que prestan el servicio	MS; CCSS; BESS-GFL; Sistema de transmisión; Ajustes de controladores ERNC; Equipos FACTS.	MS; CCSS; BESS-GFL; BESS-GFM; Sistema de transmisión; Ajustes de controladores ERNC; Equipos FACTS.	MS; CCSS; BESS-GFL; Sistema de transmisión; Ajustes de controladores ERNC; Equipos FACTS.	MS; BESS-GFL; Sistema de transmisión; Ajustes de controladores ERNC; Equipos FACTS.
Periodicidad de cálculo	12 meses	12 meses	2 años	No especificado
Implicancias indicador desfavorable	Los proyectos deben realizar refuerzos en la red para conectarse	El índice indica la presencia de muchas IBR en un área en específico.	El índice se utiliza para determinar la capacidad disponible de la red.	No especificado

Tabla 7: Resumen licitaciones realizadas.

País	Se encuentra en proceso de licitación	Ya posee infraestructura adjudicada	Posee normativa para integración de centrales GFM	Duración de los contratos adjudicados/ a adjudicar
Australia	Sí	Sí	No	Largo plazo
Reino Unido	No-finalizada	Sí	Si	5- 10 años
España	No	No	No	No aplica
Irlanda + IN	Sí	No	No	6 años

Capítulo 4 Mecanismos regulatorios para la incorporación de infraestructura que brinde robustez al SEN.

En este capítulo, se describen las herramientas utilizadas por el CEN y la CNE para incorporar infraestructura que brinde niveles de potencia de cortocircuito, dada la necesidad de su integración a más tardar para el año 2024.

Esta se encuentra en un periodo de licitación pública e internacional por medio de servicios complementarios (SSCC), se dio inicio en abril de 2023 y finalizará en junio de 2023. Luego de esto, se incorporará la infraestructura que no se haya adjudicada en la licitación previa, mediante el plan de expansión anual de transmisión realizado por la CNE.

Se responde el objetivo específico cuatro donde se define formas de incentivar la instalación de la infraestructura que entregue niveles de inercia y potencia de cortocircuito en Chile, mediante el uso o modificación del marco regulatorio en el sector eléctrico para comparar cada una de éstas.

4.1 Servicios complementarios

Los servicios complementarios (SSCC) son incentivos que utiliza el CEN para pagar por los servicios mínimos que aseguran la calidad y seguridad del servicio. Es tarea de la CNE definir, mediante resolución exenta y previo al informe del coordinador, los servicios complementarios y sus categorías.

Anualmente, en el mes de junio, el CEN elaborará un informe de servicios complementarios (ISSCC, artículo 72°-7 de LGSE [67]), donde se señalan los servicios requeridos por el sistema eléctrico con su calendarización respectiva, indicando los recursos técnicos necesarios para la prestación de dichos servicios, la infraestructura que se deba instalar para su prestación y su vida útil, en caso de requerirse esta última, y el mantenimiento anual eficiente asociado a la infraestructura, según corresponda.

Las exigencias mínimas para el diseño de la interconexión a las instalaciones al SEN se encuentran en la norma técnica de SS.CC [68], pudiendo exigirse mayores requerimientos o adicionales de acuerdo con las consideraciones específicas realizadas en el ISSCC.

El CEN es el encargado de identificar los mecanismos de materialización los cuales corresponderán a licitaciones o subastas, éstas últimas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo. En caso de que las condiciones del mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, el CEN podrá instruir a los coordinados la

prestación y/o instalación en forma directa y obligatoria. En cambio, cuando la necesidad del servicio no sea de cortísimo plazo o implique la instalación de nueva infraestructura para su prestación, la asignación de su proveedor será a través de licitaciones realizadas por el CEN. Por tanto, su valor será adjudicado en la respectiva licitación y se fijará esta remuneración al adjudicatario por un periodo equivalente al plazo que se requiere el servicio licitado.

En cuanto a la remuneración de los SSCC, estos se encuentran agrupados en un mercado derivado de la energía y potencia de suficiencia el cual posee el mismo periodo de facturación considerado en la valorización de las transferencias económicas para el mercado de corto plazo. Actualmente, por el aumento de la penetración de energías renovables, este mercado ha tomado más fuerza y relevancia en las transacciones de energía. Es el CEN el encargado de verificar permanentemente el desempeño y disponibilidad de las instalaciones que presten SSCC, mediante índices asociados al estándar de la prestación del servicio correspondiente. El siguiente diagrama, muestra de forma resumida el funcionamiento de los SSCC.

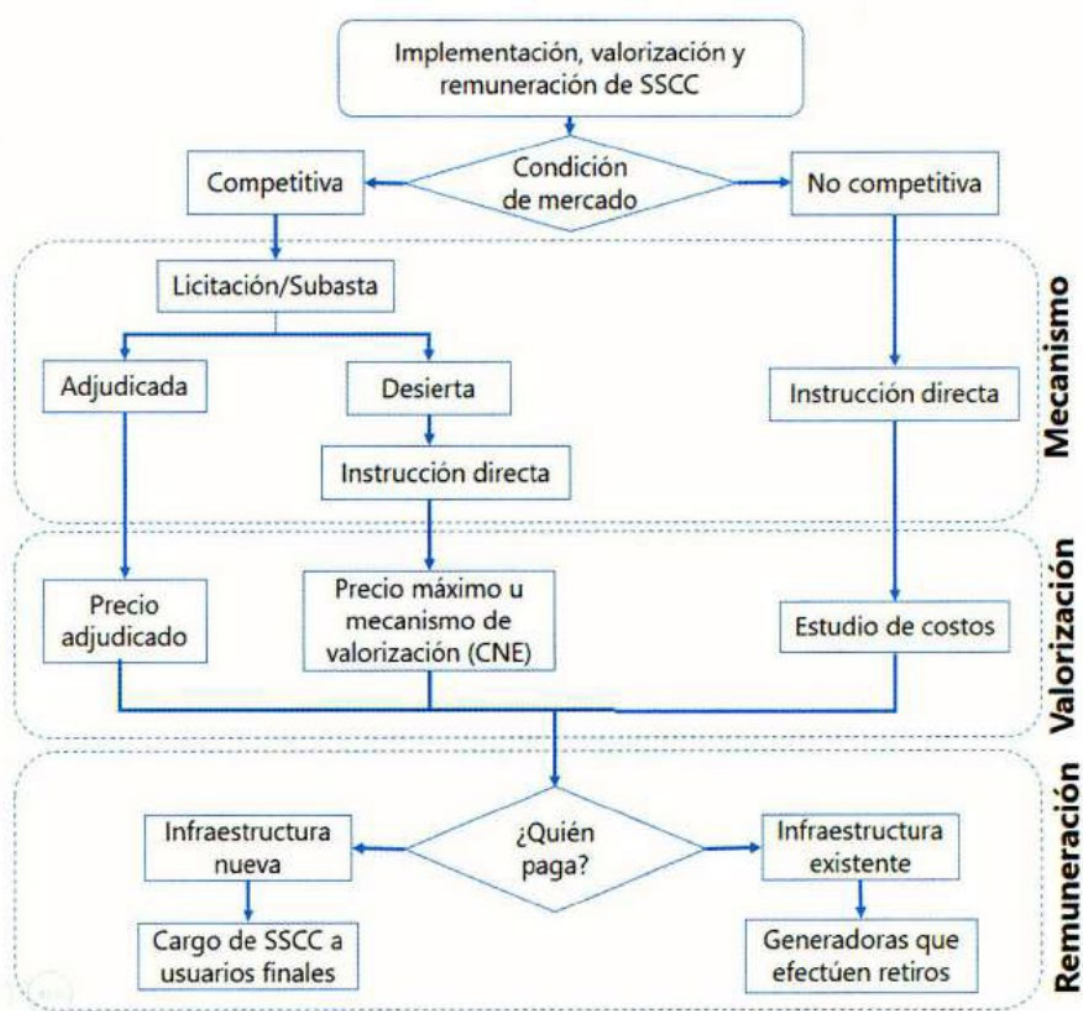


Ilustración 20: Esquema de remuneración nuevas prestaciones. [10]

Mecanismos regulatorios para la incorporación de infraestructura que brinde robustez al SEN.

Dado que los SSCC se encuentran en un mercado distinto al de energía y potencia de suficiencia, estos se financian a través de pagos laterales o costos sistémicos, es decir, cargos fijos a los usuarios finales.

4.1.1 Licitación de control de tensión

El ISSCC publicado en diciembre de 2022[69], específicamente, en el SSCC de control de tensión (CT), se identifica un déficit de aportes a la potencia de cortocircuito trifásica en la zona norte del SEN para los años 2023 o 2024, a través de los estudios realizados por DigSilent, “Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema eléctrico Nacional” [9]. Se establecen los siguientes requerimientos de potencia de cortocircuito.

Tabla 8: Requerimientos de potencia de cortocircuito para la prestación del SSCC de Control de Tensión. [69]

Barra	Potencia de cortocircuito ¹⁷ [MVA]	CCSS equivalente ¹⁸ [MVar]
Ana María 220 kV	2774	416
Nueva Chuquicamata 220 kV	543	82
Likanantai 220 kV	1773	266
Illapa 220 kV	1728	259

El monto total de potencia nominal referencial de un condensador sincrónico es de 1023 MVar.

Solo se considera como tecnología capaz de entregar este nivel de potencia de cortocircuito a los condensadores sincrónicos, pudiendo ser instalaciones nuevas o reconversión de centrales, dado que es una tecnología probada, madura y garantiza cumplir con el objetivo para el año 2025. Sin embargo, se considera incorporar otros tipos de propuestas, como convertidores GFM, para prestar este servicio en licitaciones futuras.

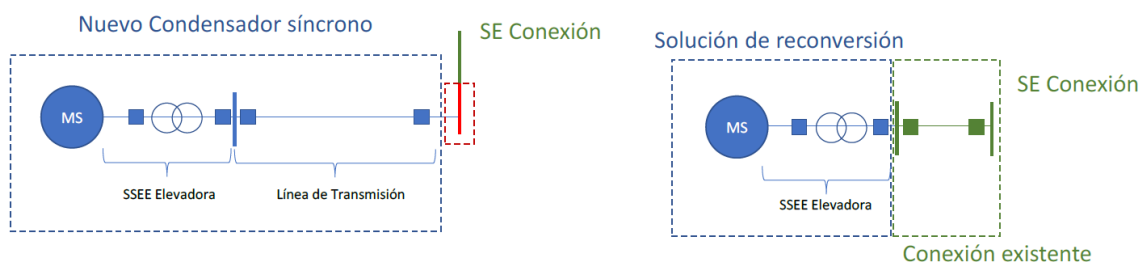


Ilustración 21: Esquema de nuevo condensador sincrónico y reconversión. [70]

En azul son los nuevos componentes asociados al proyecto, en verde las instalaciones existentes y en rojo la solución de conexión del proyecto al sistema eléctrico. Se observa que a pesar de ser una reconversión de una central, solo se mantiene la conexión al SEN.

Para las exigencias de esta nueva infraestructura, se utiliza las condiciones generales indicadas en la NTSyCS, en específico, aquellas requeridas para máquinas síncronas, (Véase

Anexo C: Requerimientos técnicos para condensadores síncronos.) se destaca que el diseño del CCSS debe considerar un mínimo de inercia, con $H = 5 \text{ MWs/MVAr}$. También, se considera un volante de inercia obligatorio en sus criterios generales de diseño y, además, su diseño deberá permitir ampliar este valor de inercia a $H = 10 \text{ MWs/MVAr}$.

El llamado a la licitación pública e internacional comenzó el 04 de abril de 2023.

Para determinar el valor de la oferta económica el proponente debe considerar que la vida útil de la instalación a poner en operación es de 25 años, y este constituirá el periodo de prestación del servicio. Los valores económicos para obras de CCSS nuevos serán dos, (P1) corresponde al precio ofertado por la construcción y explotación de un CCSS, y el segundo valor (P2) corresponderá al valor de la construcción de la ampliación del sistema de transmisión que se requiere para conectar esta nueva infraestructura. Para el caso de reconversión de unidades síncronas, se utiliza un único valor (P3) asociado a la ejecución del proyecto. [70, 71]

Para las obras que participen de la licitación, los valores P1 y P3 se denominan VASC (Valor Anualizado por Servicio Complementario) que corresponde a la suma de A.V.I más el C.O.M.A ofertado anual, y constituirá el precio anual total del contrato por el periodo de prestación del servicio. La remuneración del VASC será calculada mensualmente y considerará un factor de ajuste denominado Factor de Desempeño (Fd_{ct}) el cual será determinado por el coordinador mensualmente.

$$\text{Remuneración mensual} = \frac{VASC}{12} * Fd_{ct} \quad (17)$$

El Factor de Desempeño (Fd_{ct}) es el producto de un factor de disponibilidad ($Fdis_{CT}$) que dependa del porcentaje del tiempo en el que el recurso se mantuvo disponible en el período de evaluación y el factor de activación o de respuesta ($Fact_{CT}$) que indique el cumplimiento de las especificaciones técnicas de la prestación del SSCC.

$$Fd_{ct} = Fdis_{CT} * Fact_{CT} \quad (18)$$

Donde:

- $Fdis_{CT}$: Factor de disponibilidad del servicio de CT.
- $Fact_{CT}$: Factor de activación del servicio de CT o consigna.

El factor de disponibilidad se determinará como el porcentaje del tiempo en el que el servicio se mantuvo disponible en el período de evaluación, de conformidad al siguiente factor:

$$Fdis_{CT} = \left(1 - \frac{NH_{jind}}{NH}\right) * 100 \quad (19)$$

Donde:

- NH_{jind} : Número de horas en que la j-ésima instalación estuvo indisponible por causas no atribuibles a acciones o solicitudes de terceros.
- NH : Número de horas del periodo de valuación, sin considerar aquellas en que estuvo indisponible por causas atribuibles a acciones o solicitudes de terceros.

El factor de activación se medirá como la proporción de las horas durante el periodo de evaluación en que la instalación j estuvo disponible y cumplió con la instrucción del Coordinador en el punto de control correspondiente. El Coordinador es el encargado de realizar la evaluación de las ofertas económicas. (véase *Anexo D: Evaluación de la oferta económica para el SC de CT.*)

4.2 Plan de expansión anual de transmisión

Otra metodología regulatoria para incentivar la infraestructura es mediante la planificación de la transmisión. Este sector energético tuvo una reforma en 2016 por medio de la Ley n° 20.936, donde se modificó la metodología de pago de todos los sistemas de transmisión, asignándolos, en su totalidad, a los clientes finales por medio de cargos fijos. Se define como sistema de transmisión “*es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución...*”. También, se distinguen los siguientes elementos que son partes del sistema de transmisión:

- Sistema de transmisión nacional: es aquel sistema de transmisión que posibilita el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico.
- Sistema de transmisión zonal: son aquellas líneas y subestaciones eléctricas dispuestas para abastecer esencialmente a los clientes regulados, actuales o futuros.
- Sistema de transmisión dedicado: son aquellas líneas y subestaciones dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios.
- Sistema de transmisión para polos de desarrollo: son aquellas instalaciones destinadas a transportar la energía eléctrica generada dentro de un polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión.

El CEN en enero de 2022 publicó el documento de “Propuestas de Expansión de la Transmisión” [14] donde se agrega un capítulo de análisis de fortalezas de la red. En este, se establece una metodología de análisis de fortaleza de red en la planificación que permite identificar los refuerzos necesarios en la red para los escenarios de alta penetración de ERV.

La metodología en cuestión se basa en el documento publicado por la NERC en 2017, “Integrate Inverted Based Resource into Low Circuit Show Circuit Strength Systems”, [72]

(véase Anexo B: Parámetros de potencia de cortocircuito según la NERC.) y se habla sobre una baja fortaleza de red en el norte del país, descrito en 2.2.1.

Por otro lado, el artículo 87° de la LSGE señala que anualmente la CNE debe llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión donde se considera, al menos, un horizonte de 20 años. En dicha planificación, se deben abarcar las obras de expansión necesarias para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda. En este proceso se deben considerar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la Ley para el Sistema eléctrico. Se deben considerar los siguientes criterios:

- La minimización de los riesgos de abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustible, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas.
- La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer suministros a mínimo precio.
- Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio.
- La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

En el informe técnico preliminar del plan de expansión anual de transmisión del año 2022 [73], en las obras nuevas, se encuentra un nuevo sistema de compensación reactiva mediante condensadores sincrónicos.

El proyecto consiste en la instalación de CCSS, estos deben ser conectados al patio de la S/E Conversora Kimal ubicada en la región de Antofagasta, en el norte de Chile. Este sistema de compensación deberá aportar un monto equivalente a, al menos, 4600 MVA de potencia de cortocircuito y, además, el proyecto debe considerar la construcción de los respectivos enlaces que permitan su conexión a la S/E. Por otro lado, su entrada en operación debe ser, a más tardar, dentro de 36 meses. La vida útil del proyecto es de 39 años. El período de prestación del servicio es de 20 años, dado por la LGSE. Su valor de inversión (V.I.) referencial es de 284.932.449 dólares. El C.O.M.A referencial se establece en 4.558.918 dólares (1.6% del V.I. referencial). Su licitación quedó condicionada al resultado de la licitación del SC de control de tensión realizada por el CEN. Por tanto, es necesaria la reevaluación del dimensionamiento del proyecto en función del remanente de potencia de cortocircuito en la barra de la S/E Kimal.

4.3 Resumen capítulo 4

Chile se encuentra en proceso de licitación para la nueva infraestructura que brinde niveles de potencia de cortocircuito a través de los SSCC y, en caso de que no se adjudique la

totalidad de la potencia de cortocircuito licitada, se utilizará el plan de expansión de transmisión. Un punto importante de esta licitación es que solo se considera a los CCSS capaces de entregar este servicio, dada la recomendación del CEN. Por tanto, se dejan fuera de la ecuación posibles soluciones capaces de mejorar la capacidad de potencia de cortocircuito, como lo son: equipos FACTS, transformadores de baja impedancia, ajuste de controladores ERNC, BESS-GFM, entre otros.

Un punto para considerar es que, en el estudio realizado por Digsilent, “Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema eléctrico Nacional” [9], se indica que la inercia sistémica necesaria en el Norte Grande es de 2101 [MWs] y la totalidad del sistema es de 24581 [MWs], esto en los horarios de rampa solares considerados los más críticos, en cuanto a robustez del sistema se refiere. La inercia mínima que debe aportar la infraestructura licitada es de 5 [MWs/MVAr] y el total de potencia reactiva a licitar es de 1023 [MVAr]. Por tanto, se estará instalando infraestructura que aporte más de 5000 [MWs] de inercia sistémica en el Norte Grande, superando la necesidad por más del doble. Para la licitación solo se considera el aporte en potencia de cortocircuito que realice la nueva infraestructura, utilizando la metodología de ESCR. Esta considera una agrupación de centrales IBR en un área en concreto, en este caso, el norte de Chile en la región de Antofagasta. Este cálculo no considera la estabilidad en la frecuencia, que según la literatura tiene un impacto mayor en la robustez del sistema [27] [15] [21].

La experiencia nos enseña que realizar procesos rápidos para la adjudicación de un servicio complementario, dado que, existen barreras técnicas de entrada y barreras regulatorias como es el caso de la tecnología GFM. Es importante que la regulación del SEN dé el espacio para que el privado innove en las tecnologías que puedan otorgar el mismo servicio y, así, aumentar la competitividad del mercado.

La licitación de la nueva infraestructura se utiliza el SSCC de control de tensión. Si bien, los CCSS son capaces de realizar control de tensión entregando potencia reactiva al sistema, este es uno de los tantos servicios que otorga y, por otro lado, lo que se está requiriendo en el sistema es potencia de cortocircuito, vale decir, control de tensión dinámica para más robustez y, en concreto, estabilidad.

Tabla 9: Herramientas regulatorias ocupadas para la licitación de infraestructura que brinde al sistema eléctrico niveles de inercia en potencia de cortocircuito en Chile.

Herramienta regulatoria	Método de adjudicación de la infraestructura	Potencia de cortocircuito licitada [MVA]	Periodo de prestación del servicio (años)	Tecnologías consideradas
Servicios Complementarios	Licitación	6818	25	CCSS
Plan de expansión de la transmisión	Licitación	4600	20	CCSS

Capítulo 5 Casos de estudios y evaluación económica

Para los casos de estudio se realiza una evaluación económica considerando dos valores: La cantidad de dinero que costaría suplir la falta de potencia de cortocircuito e inercia en el Norte Grande de Chile con la operación forzada de máquinas sincrónicas y el costo de implementar nueva infraestructura que suministre el servicio al SEN. Se utilizan datos los siguientes datos extraídos de la licitación realizada por el CEN:

- Se utiliza una potencia de cortocircuito a licitar igual a 6818 [MVA] en el Norte Grande.
- La inercia total que deben entregar es de, al menos, 2101 [MWs] en el Norte Grande, la inercia sistémica es de 24.581 [MWs].
- El modelo utilizado corresponde a una barra uninodal, es decir, no se considera un factor de efectividad de las infraestructuras instaladas.

Este capítulo responde el objetivo específico cuatro y parte del cinco. Se proponen casos de estudios que permitan evaluar económicamente la implementación y su evaluación económica.

5.1 Costos incurridos por el SEN dada la operación sin nuevos proyectos

En el análisis de los costos incurridos por el SEN, se utilizan los datos de balances de transferencias del Sistema Eléctrico Nacional, estos se obtienen desde la página del CEN.

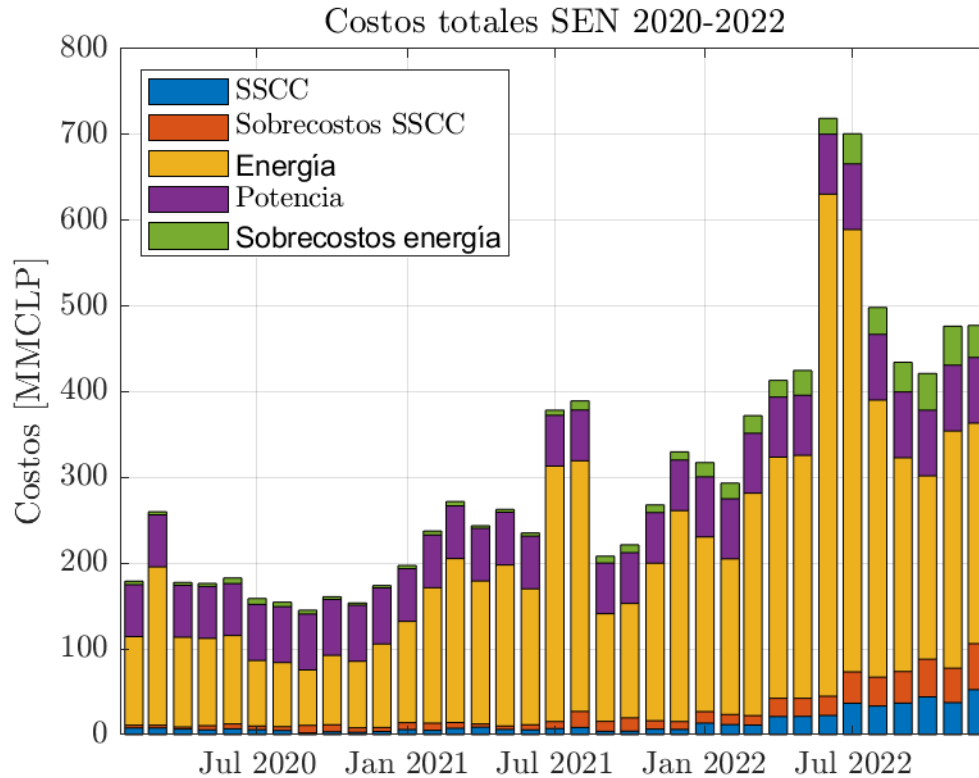


Ilustración 22: Costos totales del el SEN desde enero de 2020 hasta diciembre de 2022. Fuente: elaboración propia.

Es posible observar un aumento significativo en los costos de operación desde el 2020, esto se debe a diferentes factores, por ejemplo: crecimiento de la demanda, inflación, aumento del costo de combustible, entre otros. Por otro lado, al separar el mercado de energía y potencia de suficiencia con el mercado de servicios complementarios más los sobrecostos incurridos por el sistema, se obtiene lo siguiente:

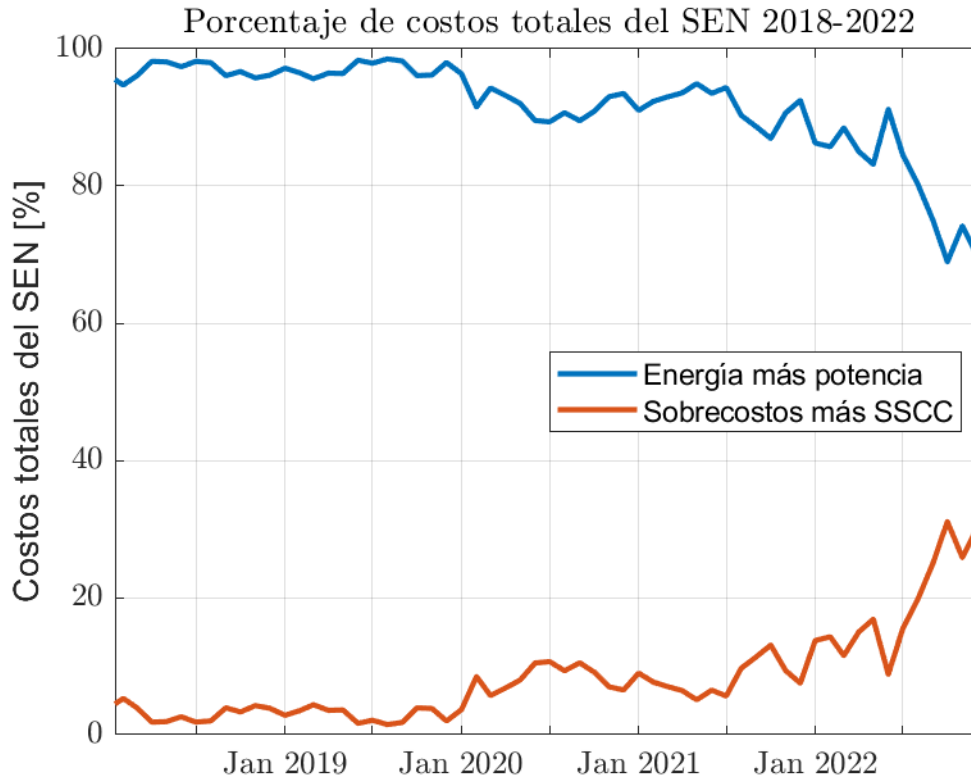


Ilustración 23: Porcentajes de costos totales del SEN 2018-2022. Fuente: elaboración propia.

En el gráfico anterior, se evidencia una marcada disminución del porcentaje de costo de energía más potencia de suficiencia con respecto al costo total del sistema. Como resultado, los sobrecostos y los servicios complementarios han experimentado un aumento significativo, esto sugiere un encarecimiento de la seguridad y calidad del servicio del SEN.

Según la Norma Técnica de Coordinación y Operación los sobrecostos de energía son los pagos laterales. Los pagos laterales son los pagos por costos variables superiores al costo marginal en el caso de la operación a mínimo técnico, costos de partida y detención, diferencias producto de precio estabilizado, entre otros [75]. En el siguiente gráfico, se observa el porcentaje de los pagos laterales con respecto a el costo total del SEN.

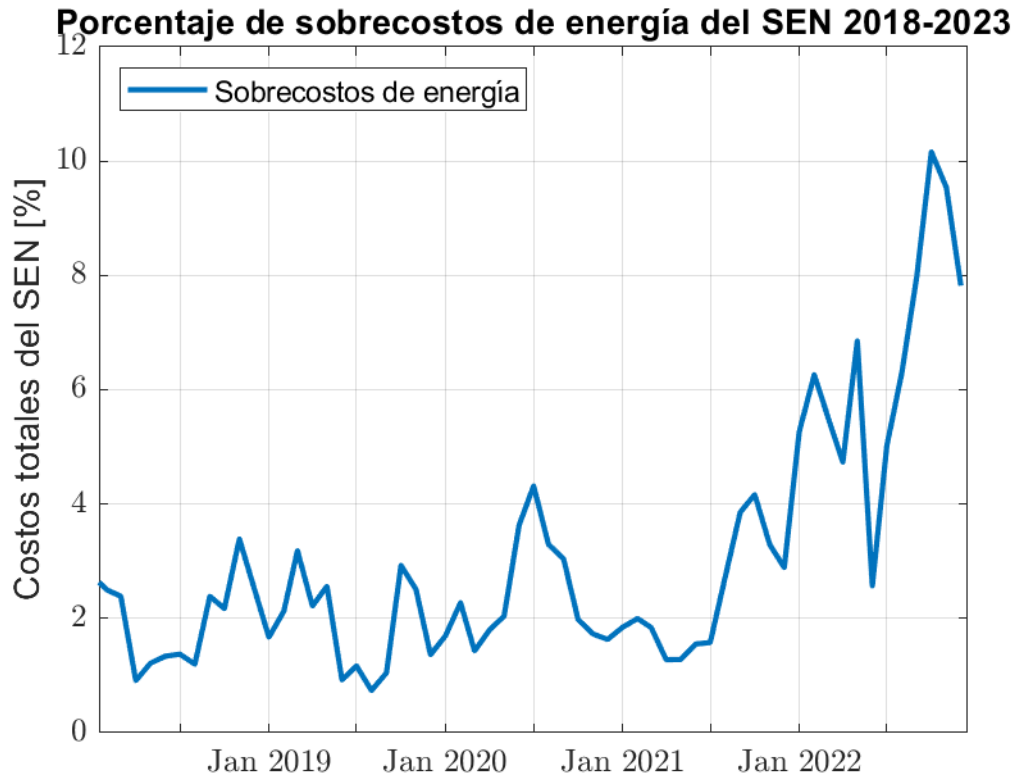


Ilustración 24: Porcentaje de sobrecostos de energía con respecto a los costos totales del SEN 2018-2022. Fuente: elaboración propia.

Para la simulación del costo incurrido por el SEN en 25 años más sin la instalación de nuevos proyectos, es decir, cubriendo la falta de potencia de cortocircuito con la operación forzada de máquinas sincrónicas, se utilizan los datos de cobros realizados por sobrecostos de energía en el SEN. Dado que este dato es para la totalidad del sistema eléctrico, se utiliza un factor de ponderación que considera la cantidad de inercia del Norte Grande comparada con la inercia total del sistema, es decir:

$$F_{pond} = \frac{H_{NG}}{H_{sys}} \quad (20)$$

Luego, se utiliza el valor promedio del aumento en el último año, esto es, el promedio de los datos entre diciembre de 2021 y diciembre de 2022. Seguidamente, en esta simulación se aplica un factor de aumento (consulte *Anexo G: Análisis de sensibilidad casos de estudio*), seleccionando un aumento total equivalente al 15% del valor promedio proyectado a lo largo de 25 años. A continuación, se presenta el gráfico obtenido de estos pasos:

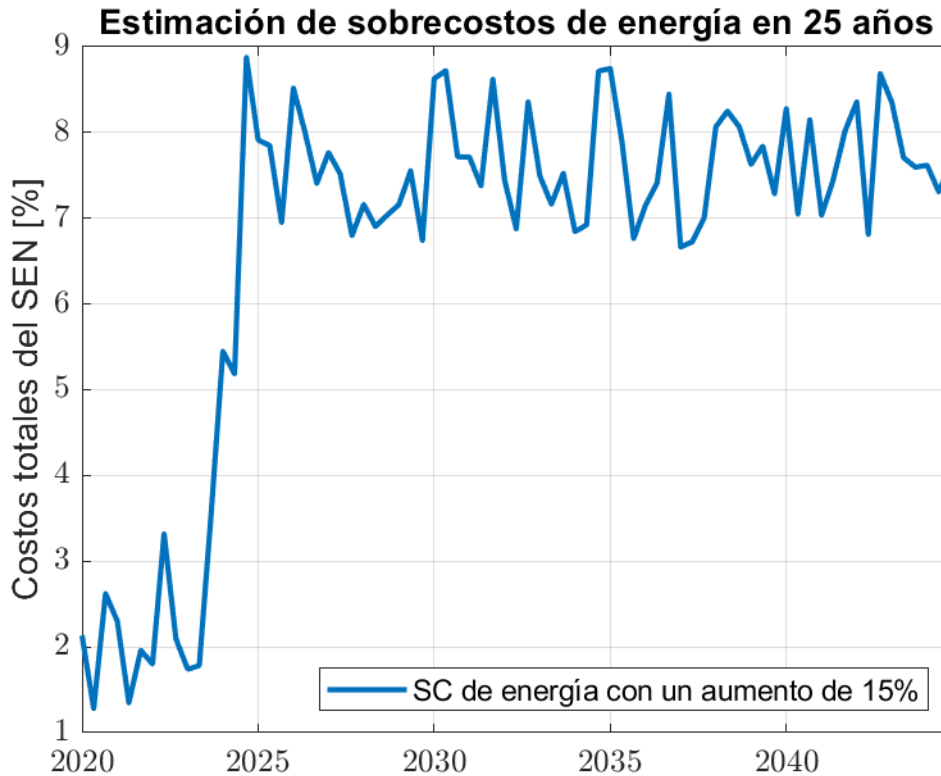


Ilustración 25: Estimación del aumento de sobrecostos de energía proyectado a lo largo de 25 años, datos con periodo trimestral. Fuente: elaboración propia

Para traspasar este promedio a un valor monetario, se utiliza el valor promedio anual de los cobros por transferencia del SEN. Se proyectan a 25 años con un aumento anual de 5%. Se multiplica por el porcentaje de los sobrecostos de energía. Finalmente, se multiplica por el factor de ponderación, obteniéndose el siguiente resultado:

- Costo incurrido por el SEN en escenario sin proyectos: **778 [MMCLP]**.

5.2 Costos para la implementación de la nueva infraestructura.

El estudio de costos para la implementación de la nueva infraestructura se realiza utilizando los datos de la licitación “Stability pathfinder” del Reino Unido, en específico, los datos de la fase 1 y fase 2. En el siguiente gráfico, se resumen los costos en función de la inercia y potencia de cortocircuito que provee la infraestructura:

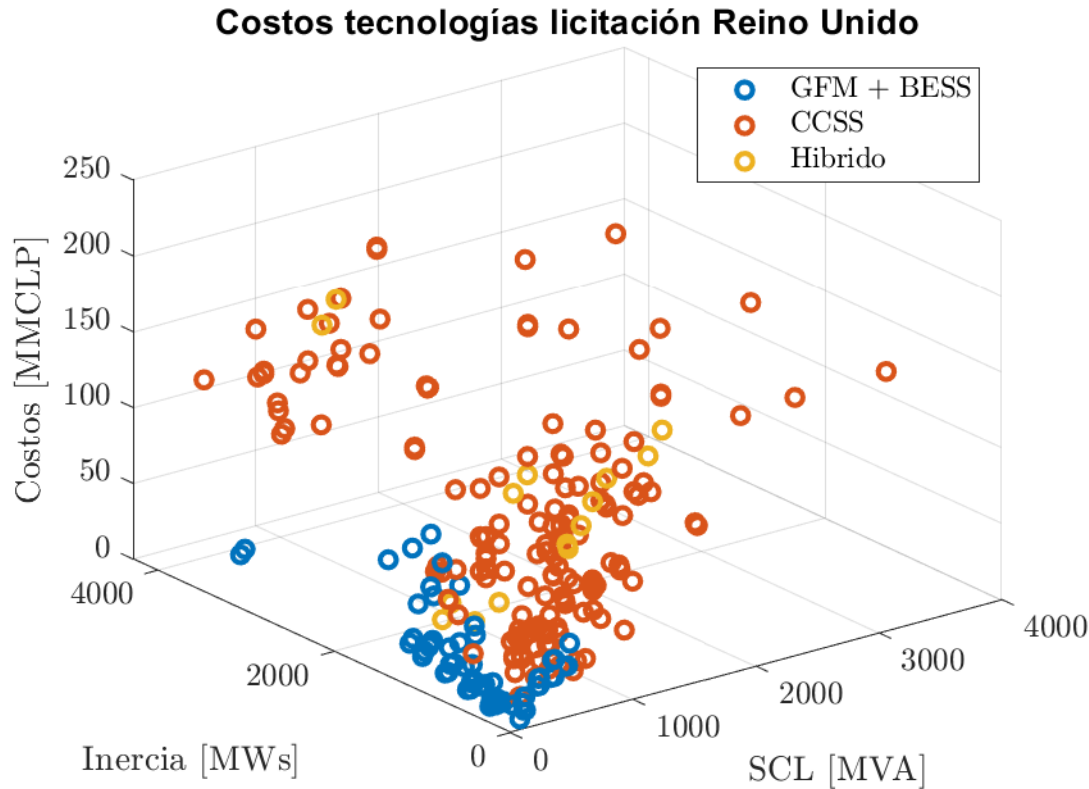


Ilustración 26: Costos tecnologías licitadas en el programa “stability pathfinder” [49] [47]. Fuente: elaboración propia. (Se utiliza la tasa de cambio actual de libra esterlina a CLP [74])

Es posible observar de la Ilustración 26 la gran variedad de oferentes. En primer lugar, se observa que existen tres tecnologías: GFM más almacenamiento (66 oferentes), condensadores síncronos (170 oferentes) e híbrido (15 oferentes). En segundo lugar, los condensadores síncronos son más costosos de implementar que GFM más BESS, pero, poseen un mayor rango de potencia e inercia, pudiendo entregar hasta 4000 [MVA] de potencia de cortocircuito con sólo una máquina. Por último, existe infraestructura de GFM más BESS que no entrega inercia al sistema y solo entrega potencia de cortocircuito.

Para realizar la evaluación económica se utiliza un grupo reducido de los datos extraídos de la licitación. Este grupo considera aquellas infraestructuras más costos-efectivas en la entrega de potencia de cortocircuito y, en el caso de la inercia, sólo se utiliza como un valor restrictivo en la optimización. Una observación importante del estudio es que, en promedio, la infraestructura aporta entre 1-3 veces inercia en función de su potencia de cortocircuito, por tanto, se asegura que al necesitar 3 veces más potencia de cortocircuito que inercia si o si se suplirá el déficit de ésta. Por otro lado, se realiza un análisis de sensibilidad del porcentaje de datos extraídos (véase *Anexo G: Análisis de sensibilidad de costos de infraestructura*). En los siguientes gráficos, se muestran los datos utilizados para la evaluación:

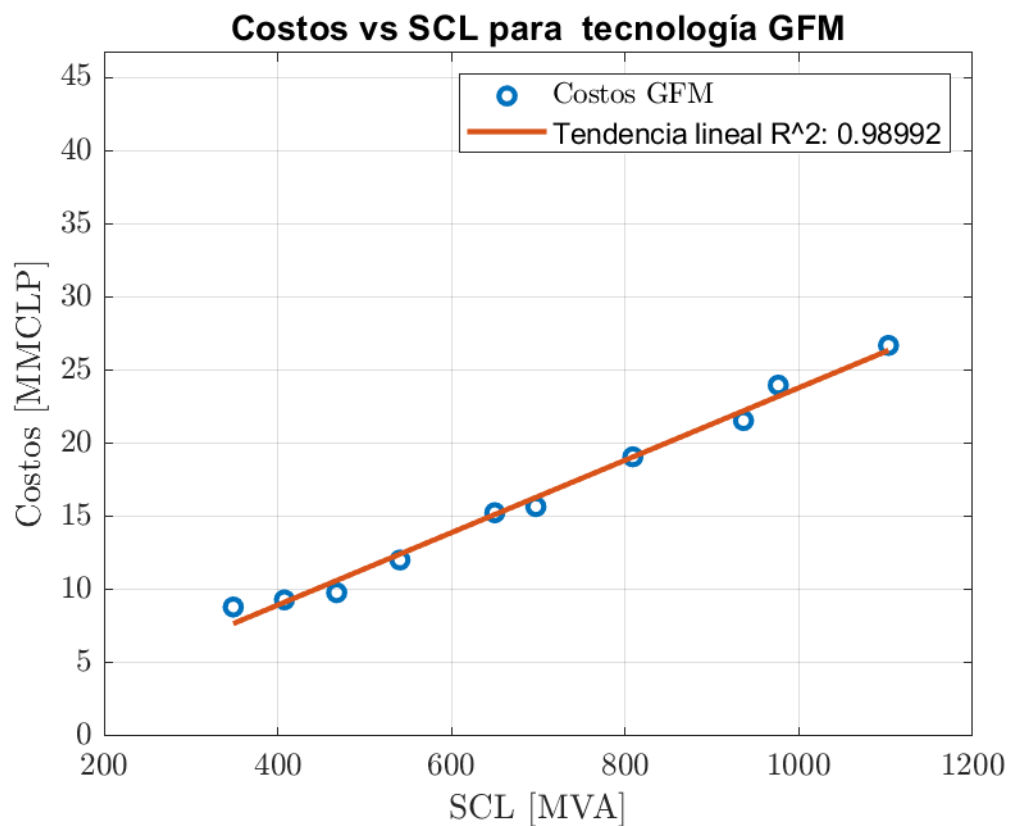


Ilustración 27: Tendencia lineal de costos versus potencia de cortocircuito para tecnología GFM. Fuente: elaboración propia.

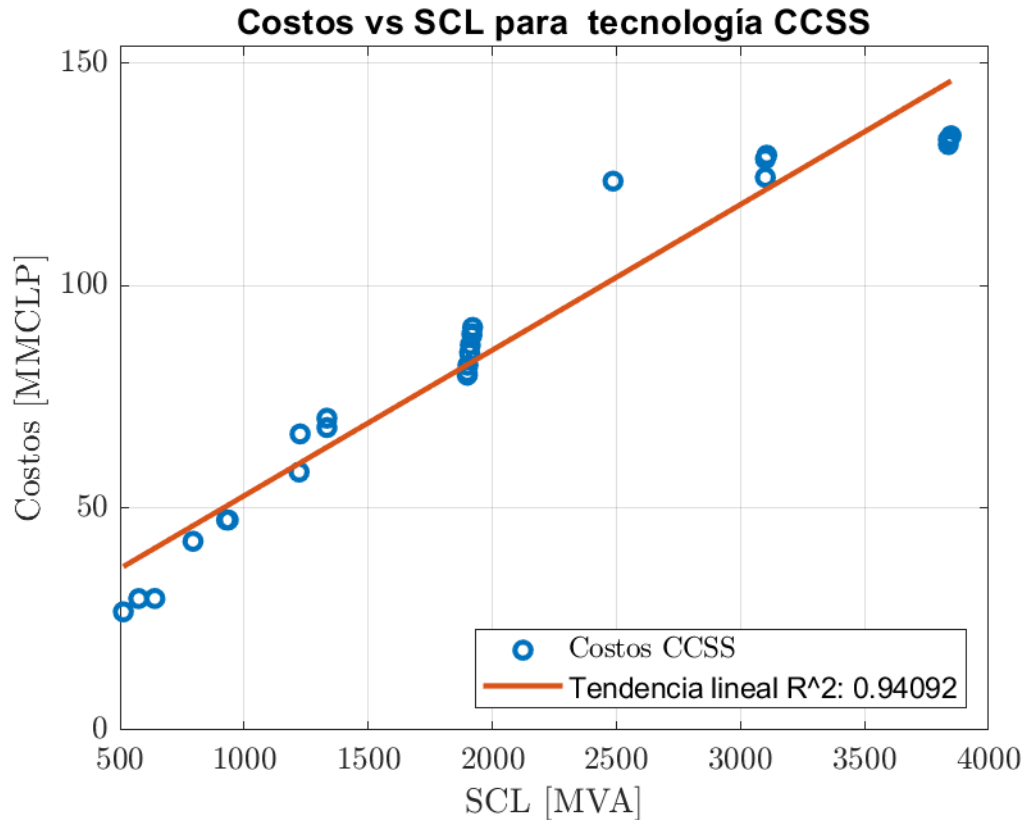


Ilustración 28: Tendencia lineal de costos versus potencia de cortocircuito para tecnología CCSS. Fuente: elaboración propia.

Es posible observar que ambas infraestructuras poseen una tendencia lineal en la curva de costos vs potencia de cortocircuito. Pero existen diferencias entre cada una, por un lado, los costos de la instalación de GFM más sistemas de almacenamiento de energía son menores que los CCSS, poseen una linealidad más marcada y, por lo general, entregan una menor cantidad de potencia de cortocircuito por proyecto que los CCSS. Por el contrario, los condensadores síncronos poseen un rango de aporte de potencia de cortocircuito mayor, partiendo desde 500 MVA hasta 4000 MVA aproximadamente.

Se utilizan cinco casos de estudios:

1. Se suple la totalidad de potencia de cortocircuito con GFM más almacenamiento.
2. Se suple un 70% de potencia de cortocircuito con GFM más almacenamiento y un 30% con CCSS.
3. Se suple un 50% de potencia de cortocircuito con GFM más almacenamiento y un 50% con CCSS.
4. Se suple un 30% de potencia de cortocircuito con GFM más almacenamiento y un 70% con CCSS.
5. Se suple la totalidad de potencia de cortocircuito con CCSS.

Es decir:

Tabla 10: Potencia de cortocircuito utilizada para cada caso de estudio en las tecnologías ocupadas.

Tecnología	SCL Caso 1	SCL Caso 2	SCL Caso 3	SCL Caso 4	SCL Caso 5
GFM más Almacenamiento	6818 [MVA]	4611 [MVA]	3409 [MVA]	2206 [MVA]	0
Condensadores sincrónicos	0	2206 [MVA]	3409 [MVA]	4611 [MVA]	6818 [MVA]

Los costos asociados a la nueva infraestructura se resumen a continuación:

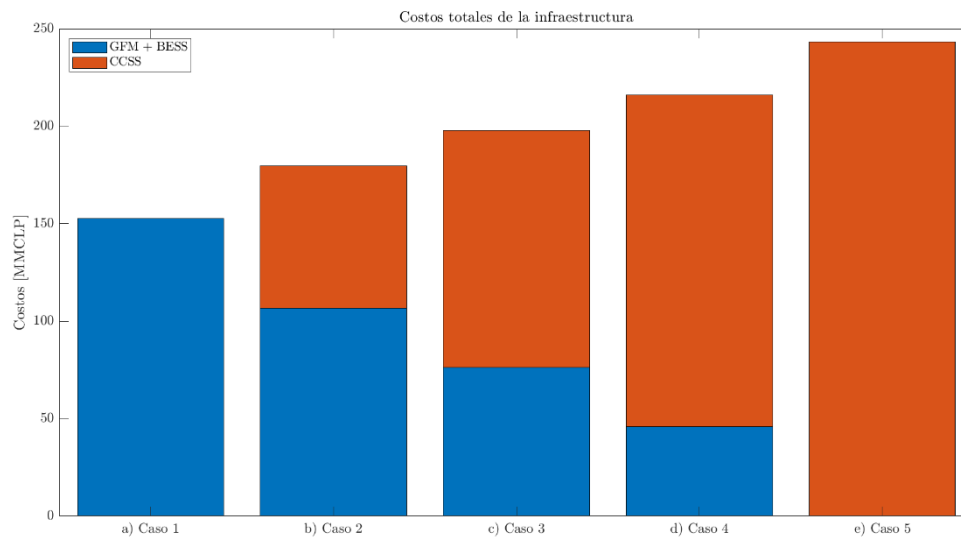


Ilustración 29: Costos totales, en valor presente, de la infraestructura para cada caso de estudio.

De la Ilustración 27 se observa que el caso de estudio 1 es el más costo efectivo, siguiéndolo del 2 y así consecutivamente. Por ende, la infraestructura de GFM más sistemas de almacenamiento de energía es la más costo-efectiva de implementar. Este valor es limitado al estudio realizado, ya que, considera los precios licitados en el Reino Unido y no se especifica la cantidad de infraestructura a instalar, es decir, puede que el precio corresponda a la compra de las baterías más los inversores con GFM sin considerar la infraestructura de la central ERNC a instalar o si la conexión al sistema eléctrico se encuentra dentro del precio. Sin embargo, puede reflejar una realidad replicable tanto en el Reino Unido como en el caso chileno.

5.3 Resumen capítulo 5

En el capítulo 5 se realiza una evaluación económica para la instalación de nueva infraestructura que brinde niveles de corriente de cortocircuito e inercia sistémica. Para ello, se estiman dos valores: el valor incurrido por el SEN en el caso sin proyectos y el costo de la implementación de la nueva infraestructura. Una vez obtenidos estos dos valores, en valor presente, se restan para obtener un VAN (Valor Actual Neto) estos se resumen a continuación:

Tabla 11: Resumen de evaluación económica para casos de estudio.

Caso de estudio	VAN [MMCLP]	Sensibilidad
Caso 1	625	1,7%
Caso 2	598	2,4%
Caso 3	580	3,6%
Caso 4	562	4,9%
Caso 5	535	7,0%

De los valores, se observa que todos los casos de estudio se obtienen un VAN positivo, es decir, que independiente de la tecnología a licitar, es más conveniente la instalación de la infraestructura que suplir la falta de potencia de cortocircuito con la operación forzada de máquinas sincrónicas. Por otro lado, los CCSS son más costosos de implementar que almacenamiento con inversores GFM.

Capítulo 6 Incentivo regulatorio

Luego de incursionar en la experiencia internacional, definir el proceso de licitación que se encuentra realizando el CEN en Chile y la evaluación económica realizada, es posible dar una serie de recomendaciones para la integración de la infraestructura que entregue al SEN niveles de cortocircuito e inercia. Para ello, existen tres herramientas regulatorias que se pueden utilizar, éstas son:

- Normativa técnica
- Servicios complementarios
- Plan de expansión de la transmisión

En este capítulo se responde el último objetivo específico proponiendo los incentivos regulatorios para la instalación de la nueva infraestructura al SEN.

6.1 Incentivo regulatorio mediante normativa técnica

La prestación de los servicios de inercia y potencia de cortocircuito pueden ser otorgados por la generación ERV y almacenamiento, esto, si se incorpora la tecnología GFM al código de red. Por tanto, el papel que posee la normativa técnica es definir las obligaciones, características, elementos de diseño y desempeño de la infraestructura que pueda brindar este servicio. La normativa técnica debe permitir la libre competencia entre las distintas tecnologías que ofrezcan el servicio de estabilidad en el sistema. Para ello ESO define lo siguiente:

- Los requerimientos no deberían ser obligatorios y deben tener la capacidad de formar un mercado comercial más amplio.
- La especificación debe ser transparente y permitir a cualquier tipo de planta, por ejemplo: plantas sincrónicas, IBR, equipo de compensación, entre otros, las cuales tengan la capacidad requerida para participar en un mercado futuro.
- Los requerimientos no deben poseer una obligación de sobrecarga mínima. Esto presentaría un costo excesivo para los proveedores. Esta opción también permite a los proveedores ofrecer el servicio donde su planta es descargada como, por ejemplo, respuesta rápida de frecuencia.
- La especificación debe ser desarrollada para permitir a los proveedores especificar la capacidad de sus plantas. Esto significa que una central con capacidad de Grid Forming podría ser ofertada y esta incluye la tecnología VSM0H. VSM0H es un controlador que ofrece casi las mismas capacidades que las maquinas sincrónicas, exceptuando el almacenamiento de energía. Esta tecnología, sin embargo, entrega beneficios substanciales en cuanto al torque sincrónico, corriente de falla, limitación

de cambio de fase y ayuda a mantener un perfil de voltaje estable en condiciones de perturbación. Dado que la potencia de salto de fase es un elemento muy importante dentro de la estabilización de la red, VSM0H es una tecnología elemental.

Además, establece un criterio para los requisitos mínimos que deben poseer las centrales que realicen este tipo de servicio (véase *Anexo B: Especificación mínima requerida para el suministro de capacidad Grid Forming en Gran Bretaña.*), resumidos a continuación:

- La estructura básica de una planta Grid Forming se compone de una fuente interna de voltaje y una impedancia. En el caso de una planta IBR, la impedancia virtual es producida por el software.
- Cada planta de Grid Forming debe ser capaz de administrar “Potencia de respuesta de RoCof”, “potencia activa de salto de fase”, “Potencia activa de amortiguación” y “Potencia activa Control Based” ante una perturbación del sistema. (Estas potencias se definen en *Anexo B: Especificación mínima requerida para el suministro de capacidad Grid Forming en Gran Bretaña.*)
- Cada convertidor Grid Forming debe estar diseñado para no causar ninguna interacción indebida con el sistema u otras centrales.
- Los sistemas de control externos de la unidad Grid Forming deben poseer un ancho de banda máximo de menos de 5 Hz para evitar interacciones no deseadas con el sistema de control.
- Para plantas que poseen la capacidad de inyectar o absorber potencia activa, por ejemplo, HVDC o BESS, deben ser capaces de operar en todos los rangos de modos de operación.
- La planta de Grid Forming debe estar diseñada adecuadamente amortiguada. El factor de amortiguación debe estar dentro de 0.2-5, el valor específico debe ser acordado con el TSO correspondiente.
- Cada planta de Grid Forming debe ser capaz de operar sobre un mínimo de potencia de cortocircuito dependiendo de lo acordado con el TSO correspondiente.
- Cada planta de Grid Forming debe ser capaz de satisfacer los requerimientos de calidad de potencia (estos se definen en *Anexo B: Especificación mínima requerida para el suministro de capacidad Grid Forming en Gran Bretaña.*).

Por otro lado, en 2022 la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA en inglés) publicó el documento “*Grid Codes for Renewables Powered Systems*” el cual tiene por objetivo señalar los últimos desarrollos y buenas prácticas para el diseño de los códigos de redes que permitan una alta presencia de generación ERNC, en los sistemas eléctricos de potencia. [31] En este, se señalan los principales desafíos de operar un sistema con altos niveles de penetración de ERNC, estos son: variabilidad, incerteza, restricciones en su locación y son IBRs. Indica que el rol de los códigos de red es definir las regulaciones técnicas y el comportamiento para todos los participantes activos del sistema eléctrico. La implementación de estos códigos de red les entrega a los TSO confianza en que los activos conectados al sistema no sean un peligro para la seguridad del suministro eléctrico. En conclusión, el papel de la normativa técnica es crucial para el desarrollo de una red sostenible con una alta presencia de ERV.

Un aspecto crucial de la normativa técnica es que debe ser neutral tecnológicamente y debe evolucionar para satisfacer las necesidades del sistema. Esto para evitar colocar barreras técnicas de entrada para las tecnologías individuales y permitir a los usuarios a tomar la solución técnica más costo-efectiva. Por tanto, existe una constante necesidad de la normativa en evolucionar y adaptar sus contenidos para ir en conjunto con el desarrollo técnico y tecnológico internacional.

Este documento también entrega los pasos relevantes para el diseño de la normativa técnica y las posibilidades que brinda la tecnología en desarrollo.

- Estudio de la infraestructura actual: Características del parque generador, proyecciones de demanda, sistema de transmisión.
- Necesidades del sistema
- Proyecciones de desarrollo del sistema
- Desarrollo tecnológico actual, con especial atención en aquellos elementos capaces de entregar servicios relacionados a la inercia o nivel de cortocircuito.

El desarrollo de la normativa técnica para la implementación de los convertidores GFM puede dar paso a que las centrales ERV participen de los servicios complementarios de estabilidad, en concreto, aquellos referidos a la potencia de cortocircuito e inercia.

6.1.1 ¿Es necesario establecer obligatoriedad a las generadoras ERV poseer convertidores GFM?

El objetivo del CEN es lograr una matriz energética 100% renovable [4], y en este contexto, la adopción de la tecnología Grid Forming se presenta como una forma efectiva de alcanzar este escenario, dado que la operación de un sistema eléctrico sin generadores sincrónicos requiere el uso de inversores GFM [21].

Asimismo, es relevante considerar la evaluación económica de la implementación de plantas Grid Forming, ya que se ha observado que resultan más rentables en comparación con los servicios de estabilidad tradicionales basados en convertidores CCSS (Tabla 11). Según los proveedores de los convertidores GFM, los proyectos de almacenamiento de energía con capacidad Grid Forming han demostrado ser exitosos en términos de rentabilidad, gracias a la generación de ingresos a través de varios modelos comerciales combinados, lo que amplía el flujo de ingresos para dichos proyectos [77].

Sin embargo, existe un punto en contra respecto a la obligación de que todos los generadores posean convertidores Grid Forming, que radica en la actual baja competencia de proveedores especializados en esta tecnología. La tecnología Grid Forming todavía está en sus primeras etapas y su integración masiva en los sistemas eléctricos aún no ha ocurrido ampliamente, ya que solo unos pocos países han enfrentado problemas de estabilidad que requieran su implementación. Se espera que haya un aumento significativo de la demanda para el año 2025 [9], por lo que se sugiere que la normativa para su adopción se aplique a partir del 2030.

Considerando ambos puntos, en mi opinión, sería prudente establecer a través de una normativa técnica la incorporación de convertidores Grid Forming para aquellas generadoras ERV que se deseen conectar al SEN. Esta medida permitirá avanzar hacia una matriz energética más sostenible.

6.2 Incentivo regulatorio mediante servicios complementarios.

El incentivo mediante servicios complementarios es el más instintivo para la nueva infraestructura que brinde al SEN robustez, dado que, la definición de SSCC es *“incentivo monetario para pagar por los servicios mínimos que aseguran la calidad y seguridad del servicio”* y, en este caso, los CCSS son prestadores del servicio de estabilidad. La experiencia internacional indica este mismo fenómeno, ya que, se ha utilizado esta herramienta en el Reino Unido, Irlanda e Irlanda del Norte y Australia. Por tanto, la labor necesaria para seguir utilizándola es realizar la definición específica del servicio que se brindará, es decir, inercia y niveles de cortocircuito.

Se recomienda optar por la creación de un nuevo SC, tal como lo realiza NationalGridESO y EirGrid. Este nuevo SC de estabilidad posee dos servicios: inercia sistémica y niveles de cortocircuito. Es beneficioso poseer mercados con distintas escalas de tiempo, es decir, corto, mediano y largo plazo. Como señala NationalGridESO *“Esto se realiza para asegurar los servicios de estabilidad frente a varias escalas de tiempo con el foco inicial de tener servicios de inercia”*.

La experiencia internacional muestra que los periodos de prestación del servicio han sido de 5-10 años, en el caso del Reino Unido (busca reducir a 4 años) y 6 años en el caso de IR e IRN y, en caso de ser necesario, se puede renovar el contrato. En cambio, Chile realizó una licitación con un periodo de prestación del servicio de 25 años esto disminuye la flexibilidad en que se puede contratar la infraestructura necesaria, dejando fuera posibles alternativas más costo-efectivas en el periodo de prestación del servicio.

Entregar el servicio de estabilidad a través de licitaciones de largo plazo presenta fortalezas y debilidades. Sus fortalezas residen en que son la forma más segura para incentivar una inversión a gran escala, permitiendo suplir el déficit. Sin embargo, dado que la generación sincrónica va a la baja y se busca un escenario con 100% ERV, seguirá existiendo la necesidad de invertir en el campo de estabilidad. Otra fortaleza es que los contratos de largo plazo pueden brindar un costo-beneficio importante a los consumidores y aportar a la reducción de producción de carbono. Por otro lado, las debilidades de un mercado de largo plazo residen que puede guiar a una sobre o sub-instalación de infraestructura, ya que, los requerimientos de estabilidad son variables e impredecibles, ambos escenarios llevan a un aumento en el costo de la electricidad. Un mercado de largo plazo tiene desafíos en acomodar a todos sus proveedores. Aquellos contratos pueden exponer a sus proveedores a una incertidumbre importante dentro de la duración del contrato como, por ejemplo,

requerimientos de disponibilidad o incertidumbre en los costos de operación. Finalmente, un contrato a largo plazo crea barreras de entrada para los proveedores. [51]

La integración de un mercado a corto plazo en los servicios de estabilidad podría mitigar algunas de las debilidades actuales. Este mercado podría ofrecer una ruta a aquellos proveedores que no son capaces de sostener la inversión para una licitación de largo plazo. Es capaz de entregar provisiones de corto plazo para ir a la par con la volatilidad de las necesidades del sistema, reduciendo la sobrecontratación y subcontratación de infraestructura. Pero, en ningún caso un mercado es excluyente del otro, si no, son un complemento para poseer este servicio de forma más costo-efectiva para el consumidor.

La integración de un mercado a corto plazo en los servicios de estabilidad podría ser una solución efectiva para mitigar algunas de las debilidades actuales. Este tipo de mercado ofrecería una alternativa viable para aquellos proveedores que no pueden asumir la inversión requerida en una licitación a largo plazo. Además, sería capaz de proporcionar provisiones de corto plazo que se ajusten a la volatilidad en las necesidades del sistema, reduciendo la sobrecontratación y subcontratación de infraestructura. [51]

Es importante destacar que este mercado a corto plazo no reemplazaría al mercado a largo plazo, sino que sería un complemento para brindar este servicio de manera más costo-efectiva para el consumidor. Ambos mercados pueden coexistir, abordando diferentes aspectos de la estabilidad en el suministro.

La aparición de nuevos escenarios operativos dada la alta penetración renovable más la descarbonización acelerada del sistema, no dio la holgura para crear la normativa adecuada en la solución de este desafío tecnológico, teniendo que recurrir a su implementación mediante los servicios complementarios. Esto se puede verificar en el escenario actual donde, dada la alta penetración de ERNC, se crea un mercado con un alto índice de vertimiento de ER en el norte y un desacople en las líneas de transmisión, lo que conlleva a elevados costos sistémicos, resumidos a continuación:

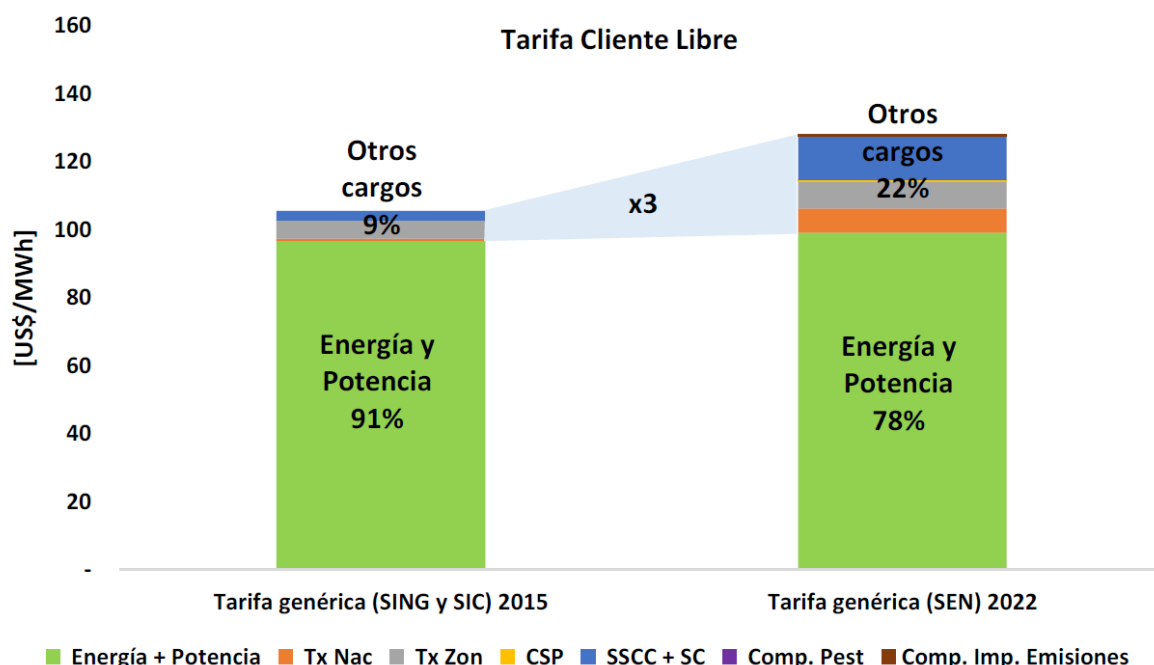


Ilustración 30: Comparación de indicadores de costos sistémicos para 2015 y 2022. [75]

Es posible observar el aumento significativo en “otros cargos” los cuales se refieren a costos sistémicos, pasando de un 9% en 2015 a 22% en 2022. Actualmente, los costos sistémicos se encuentran en un valor de 20 [US\$/MWh]. Los dos cargos que más han aumentado son los SSCC y sobrecostos (+10 US\$/MWh), y los cargos por transmisión (+9 US\$/MWh). Por tanto, existe una correlación en el aumento de la ERV y el aumento de los costos sistémicos, ya que, son necesarios para mantener la seguridad y calidad del servicio.

6.3 Incentivo regulatorio mediante el plan de expansión de la transmisión

Es posible la instalación de la nueva infraestructura mediante el plan de expansión de la transmisión, pero, esta herramienta es poco flexible, dado que, el período de prestación del servicio mínimo es de 20 años dictado por la LSGE, es decir, solo posee un mercado a largo plazo. Esta herramienta es útil para infraestructura como líneas de transmisión adicional o transformadores de baja impedancia las cuales logran mejorar la robustez del sistema y son infraestructura que prestan un servicio permanente.

Los condensadores sincrónicos entregan un servicio en tiempo real, es decir, su operación es horaria. Por ende, debe existir una herramienta regulatoria que permita evaluar la disponibilidad de este servicio en tiempo real. Este no es el caso para los servicios de

transmisión eléctrica, ya que, la herramienta utilizada son multas en el caso de indisponibilidad del servicio que implique no suministrar la energía eléctrica al usuario final (artículo 72°-20 de la ley 20.936).

Para evaluar la disponibilidad del servicio que entregue la nueva infraestructura se recomienda utilizar un factor de desempeño, similar al de servicios complementarios.

Capítulo 7 Conclusiones

La tendencia de la matriz energética en Chile indica un futuro con alta penetración de energías renovables. Los focos de atención actuales son: la descarbonización de la matriz energética, el aumento de la generación de hidrógeno verde, la implementación de sistemas de almacenamiento de energía, la electrificación de la industria y aumento en la capacidad instalada de ERNC. Estos factores suman al desafío de operar un sistema con una baja robustez. [4] [12] [9] [3]

En un sistema basado 100% en IBR, los inversores GFM son necesarios para establecer el voltaje y frecuencia de una red, también, son mencionados como un recurso fundamental para los sistemas de potencia del futuro. Pero, si bien existe experiencia en la implementación de la tecnología en microrredes no existen precedentes de la operación con una alta penetración de energías renovables. Por tanto, a pesar de las estimaciones y simulaciones de escenarios, no hay certeza de las dificultades técnicas relevantes que puedan surgir en la operación en tiempo real de un sistema de potencia a gran escala.

La experiencia internacional indica que la periodicidad de los estudios de déficit de inercia y potencia de cortocircuito va desde los 6 meses, en el caso del Reino Unido, hasta los 12 meses para Australia, Irlanda e Irlanda del Norte (Tabla 5, Tabla 6). Esto se realiza de manera preventiva para evitar la operación forzada de máquinas sincrónicas dada la falta de robustez en un área del sistema eléctrico de potencia. Por otro lado, el realizar estos estudios implica una disminución en el costo de operación del sistema, dado que, la instalación de la nueva infraestructura es más costo-efectiva que el escenario sin ésta (Ilustración 15, Tabla 15).

Existe valor en la implementación de nuevas herramientas para la medición de inercia en tiempo real. El Reino Unido es un ejemplo de esto, ya que, incorpora dos métodos para la medición de su inercia en tiempo real (Ilustración 9, Ilustración 10). Luego, mediante el estudio de “Frequency Risk and Control Report (FRCR)” donde se pronostica aquella falla o perturbación que pueda ser riesgosa para la operación del sistema. En el último reporte FRCR publicado en marzo de 2023, se recomienda bajar los requerimientos mínimos de inercia de los 140 GVA.s a 120 GVA.S lo que implica en un ahorro de, aproximadamente, £65m anualmente. [45] Por otro lado, ENTSO-e también recomienda el uso de PMUs mediante el documento emitido el 16 de diciembre de 2020 “Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCof)” [19]

Los datos obtenidos de la valorización de transferencias del SEN (Ilustración 23) muestran una disminución de la valorización en las transferencias de energía y potencia de suficiencia, en comparación, los servicios complementarios, los mínimos técnicos y sobrecostos poseen un aumento con respecto a los años anteriores. Esto indica que los servicios que entregan calidad y seguridad del servicio, como la inercia sistémica y la potencia de cortocircuito están ganando importancia dentro del mercado.

Se recomienda la incorporación al código de red de normativa técnica que permita la instalación de tecnología GFM al SEN. El papel de la normativa técnica es definir las obligaciones, características, elementos de diseño y desempeño de la infraestructura que pueda brindar este servicio y debe permitir la libre competencia entre las distintas tecnologías que ofrezcan el servicio de estabilidad en el sistema. El Reino Unido e IRENA indican que el papel de la normativa técnica es crucial para el desarrollo de una red sostenible con una alta presencia de ERNC. En el caso de los convertidores GFM, se recomienda que los requerimientos mínimos de instalación sean referenciales.

Para incentivar la instalación de la nueva infraestructura que brinde al SEN niveles de inercia y potencia de cortocircuito mediante servicios complementarios, se recomienda crear un nuevo servicio complementario de estabilidad, este debe poseer dos categorías: inercia sistémica y niveles de cortocircuito. Esto basándose en el ejemplo del Reino Unido, Irlanda e Irlanda del Norte ([56], [50]). La creación de los nuevos servicios complementarios entrega más flexibilidad a los proveedores y a la operación del sistema. Según el modelo del Reino Unido, se recomienda la implementación de varios mercados, en distintas escalas de tiempo, que aseguren estos servicios (Ilustración 16).

Se recomienda realizar licitaciones con periodos de prestación de servicio más reducidos para la nueva infraestructura que brinde niveles de inercia y de potencia de cortocircuito. Las licitaciones internacionales indican un menor periodo, ya que, el desarrollo de las nuevas tecnologías como los convertidores GFM pueden entregar este servicio de forma más costo-efectiva. Las licitaciones internacionales ya adjudicadas tuvieron un periodo de prestación del servicio de 10, 6 y 5 años (Tabla 7), en comparación, la licitación realizada por el CEN tiene un periodo de prestación de 25 años (Tabla 9). De ser necesario, es posible volver a adjudicar los contratos a aquellas empresas disponibles. Por ejemplo, las infraestructuras instaladas mediante la licitación realizada en “Stability pathfinder phase 1” realizada por NationalGridESO finalizan en el año 2026 y se pronostica renovar los contratos con los proveedores [50].

El objetivo del CEN de lograr una matriz energética 100% renovable ha llevado a considerar la adopción de tecnología Grid Forming como una vía efectiva para alcanzar dicho escenario, ya que la operación de un sistema eléctrico sin generadores sincrónicos requiere el uso de inversores GFM. Además, la evaluación económica ha demostrado que las plantas Grid Forming son más rentables en comparación con los servicios de estabilidad tradicionales basados en convertidores CCSS (Tabla 11), lo que las convierte en una opción atractiva para proyectos de almacenamiento de energía. Aunque existe una baja competencia actual de proveedores especializados en Grid Forming, se espera un aumento de la demanda en el futuro cercano. En vista de esto, considero que es prudente establecer a través de una normativa técnica la obligación para las generadoras ERV de incorporar convertidores Grid Forming, lo que permitirá avanzar hacia una matriz energética más sostenible y confiable. [21]

6.4 Trabajos futuros

Durante la elaboración de la memoria de titulación, surgieron las siguientes dudas con respecto al proceso actual de la incorporación de la nueva infraestructura que brinda al SEN niveles de inercia y de potencia de cortocircuito:

- Se propone llevar a cabo una evaluación del impacto regulatorio que resultaría de la implementación de una normativa técnica que obligue a los generadores de ERV a instalar convertidores con capacidad Grid Forming. Esta medida se enfoca en considerar los servicios que estos generadores podrían brindar dentro del mercado de servicios complementarios.

Al llevar a cabo la evaluación, se recomienda tomar en cuenta diversos aspectos, tales como: la competencia entre los proveedores del servicio, dado que es necesario un mercado competitivo para lograr una mayor rentabilidad en sus proyectos, la viabilidad de incorporar un mercado de corto plazo para los servicios complementarios relacionados con la potencia de cortocircuito e inercia. También es importante considerar diferentes escenarios, como la instalación de convertidores en generadores ya en uso, la aplicación en generadores sin sistemas de almacenamiento de energía, así como en generadores que cuentan con sistemas de almacenamiento de energía. Además, se deben analizar los posibles efectos en las líneas de alta tensión HVDC.

Con esta evaluación, se busca obtener una visión completa y detallada de los impactos y consecuencias que esta normativa podría tener en el sector energético y en el mercado de servicios complementarios, permitiendo una toma de decisiones informada y equitativa.

- En el incentivo regulatorio a través del plan de expansión de la transmisión se menciona la falta de un factor de desempeño para la infraestructura que brinde al SEN niveles de cortocircuito e inercia. Por ello, es necesario investigar la viabilidad de aplicar un factor de desempeño a un servicio de transmisión, esto teniendo en cuenta: la legislación chilena, experiencias internacionales, posibilidad de instalación de equipos FACTS para suplir la falta de potencia de cortocircuito, entre otros. Degradación de baterías.

Bibliografía

- [1] E. A. V. Marabolí, «Estudio del impacto de la futura penetración de energías renovables en el sistema eléctrico nacional,» pp. 1-10, 2017.
- [2] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, INTRODUCE MODIFICACIONES A LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS RESPECTO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES, Santiago, 2008.
- [3] Ministerio de energía, 09 Junio 2021. [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministro-jobet-anuncia-nueva-meta-las-ernc-representaran-el-40-de-la-matriz-al-2030>.
- [4] Coordinador Eléctrico Nacional, Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, Santiago, 2022.
- [5] Z. C. a. D. P. R. H. Lasseter, «Grid-Forming Inverters: A Critical Asset for the Power Grid,» *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2020.
- [6] N. Hatziargyriou et al., «Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended,» *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021.
- [7] GIZ y Ministerio de Energía, «Las Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno,» *GIZ y Ministerio de Energía*, vol. 4, p. 195, 2021.
- [8] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu y S. Engelken, «Grid-Forming Converters: Control Approaches, Grid-Synchronization, and Future Trends—A Review,» *IEEE Open Journal of Industry Applications*, 2021.
- [9] DigSilent, Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN, Gomaringen, Alemania: DigSilent, 2021.
- [10] CIGRE, «Guide on the Assesment, Specification and Design of Synchronous Condenser for Power System with Predominance of Low or Zero Inertia Generators,» *ELECTRA*, 2022.
- [11] M. A. Olivares, Simetría. El mercado eléctrico nacional: historia, coordinación, regulación e institucionalidad, Santiago, Chile.: Universidad de Santiago de Chile, 2020.
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional, Reporte Energético Enero 2022, Santiago, Chile, 2022.

- [13] SPEC; ISCI; USM, Análisis y Propuesta de una Ruta de Referencia para Alcanzar Cero Emisiones en el Sector de Generación de Energía Eléctrica en Chile, Santiago, Chile, Diciembre, 2021.
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional, «Propuestas de Expansión de la Transmisión,» Enero 2022. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/01/Informe-PET-enero-2023.pdf>. [Último acceso: abril 2023].
- [15] B. BADRZADEH (AU); Z. EMIN* (GB); S. GOYAL (AU); S. GROGAN (AU); A. HADDADI (US), «System Strenght,» *CIGRE Science & Engineering*, vol. 20, pp. 5-27, 2021.
- [16] Coordinador Eléctrico Nacional, «Servicios complementarios CT - Webinar SSCC,» Febrero 2023. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/licitaciones/servicios-complementarios-ct/>. [Último acceso: Abril 2023].
- [17] T. P. y V. H. D., «The Relevance of Inertia in Power Systems,» *ELSEVIER Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 55, p. 20, 2016.
- [18] G. Anderson, *Power System Analysis*, Zurich: ETH, 2012.
- [19] ENTSO-E, *Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCof)*, Brussels: ENTSO-E, 2020.
- [20] S. Khan, M. Wang, W. Su, G. Liu y S. Chaturvedi, «Grid-Forming Converters for Stability Issues in Future Power Grids,» *Energies*, p. 15, 2022.
- [21] S. Anttila, J. S. Dohler, J. G. Oliveria y C. Bostrom, «Grid Forming Inverters; A Review of the State of the Art of Key Elements for Microgrid Operation,» *Energies*, p. 15, 2022.
- [22] General Electric Company, «Planning the Future Grid with Synchronous Condensers,» de *CIGRE US National Comittee 2013 Grid of the Future Symposium*, Paris, 2013.
- [23] C. A. F. González, Análisis Multicriterio de la Factibilidad de una Central Nuclear en Chile Bajo la Política Energética 2050, Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, 2021.
- [24] Ministerio de Energía, *Hoja de Ruta 2050*, Santiago, 2015.
- [25] P. Kundur, *Reactive Power and Voltage Control*, McGraw-Hill Education, 1994, pp. 627-687.
- [26] G. F. J. Š. Z. M. J. T. Famous. O. Igbinoia, *Comparative Review of Reactive Power Compensation Technologies*, Praga: Czech Technical University, 2018.
- [27] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattarai, T. M. Hansen y R. Tontoski, *Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions*, Idaho: MDPI, 2017.

- [28] A. C. Sánchez y F. Jimenez, Estudio del Control de Frecuencia en Sistemas de Potencia incluyendo Energías Renovables, Bogotá: Universidad de los Andes, 2017.
- [29] F. Calero, C. A. Cañozares, K. Bhattacharya, C. Anierobi, I. Calero, M. F. Zombroni de Souza, M. Farrokhhabadi, N. S. Guzman, W. Mendieta, D. Peralta, B. V. Solanki, N. Padmanabhan y Violante, «A Review of Modeling and Applications of Energy Storage Systems in Power Grids,» *IEEE*, pp. 1-26, 2022.
- [30] S. A. T. T. T. & S. J. (. Teleke, Dynamic Performance Comparison of Synchronous Condenser and SVC, *IEEE Transactions of Power Delivery*, 2008.
- [31] IRENA, Grid Codes for Renewable Powered Systems, Masdar : IRENA, 2022.
- [32] Y. G. Landera, O. C. Zevallos, R. C. Neto, J. F. d. Costa Castro y F. A. S. Neves, A Review of Grid Connection Requirements for Photovoltaic Power Plants, Rio de Janeiro: MDPI, 2023.
- [33] Red Eléctrica, «Informe del Sistema Eléctrico,» Marzo 2023. [En línea]. Available: https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2023-03/ISE_2022.pdf. [Último acceso: Abril 2023].
- [34] Department for Business, Energy & Industrial Strategy uk, «Full List of Major Power Producer Stations in the United Kingdom Operational at the End of May 2022,» Mayo 2022. [En línea]. Available: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1006721/DUKES_5.11.xls.
- [35] Department for Energy Security & Net Zero, «Energy Trends for 2022,» Marzo 2023. [En línea]. Available: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1147249/Energy_Trends_March_2023.pdf.
- [36] NationalGridESO, «The Potential Operability benefits of Virtual Synchronous Machines and Related Technologies,» Abril 2020. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/168376/download>. [Último acceso: March 2023].
- [37] NationalGridESO, «Provision of Short Circuit Level Data,» Febrero 2022. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/238741/download>. [Último acceso: Marzo 2023].
- [38] NationalGridESO, «Great Britain's Monthly Electricity Stats,» 3 Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/electricity-explained/electricity-and-me/great-britains-monthly-electricity-stats>.

- [39] NationalGridESO, «Operability Strategy Report,» Diciembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/273801/download>. [Último acceso: Abril 2023].
- [40] NationalGridESO, «Operability Strategy Report 2023,» Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/273796/download>. [Último acceso: Marzo 2023].
- [41] NationalGridESO, «System Inertia Monitoring National Grid ESO,» Junio 2021. [En línea]. Available: https://www.naspi.org/sites/default/files/2021-06/20210630_naspi_webinar_system_inertia.pdf. [Último acceso: Abril 2023].
- [42] NationalGridESO, «Stability deep dive,» 28 Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/278171/download>. [Último acceso: Abril 2023].
- [43] NationalGridESO, «GC0137: Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability (formerly Virtual Synchronous Machine/VSM Capability),» Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/gc/modifications/gc0137-minimum-specification-required-provision-gb-grid>. [Último acceso: Marzo 2023].
- [44] NationalGridESO, «Frequency Risk and Control Report (FRCR),» NationalGridESO, 1 Abril 2021. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/security-and-quality-supply-standard-sqss/frequency-risk-and-control#:~:text=The%20Frequency%20Risk%20and%20Control,will%20not%20be%20secured%20operationally..> [Último acceso: Abril 2023].
- [45] NationalGridESO, «Frequency Risk and Control Report,» Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/276056/download>. [Último acceso: Abril 2023].
- [46] NationalGridESO, «Stability Phase 1 Tender - Results table,» Abril 2020. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/185331/download>. [Último acceso: Marzo 2023].
- [47] NationalGridESO, «NOA Stability Pathfinder Phase 2,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/206056/download>.
- [48] NationalGridESO, «Tender Instructions - NOA Stability Pathfinder Phase 2 Tender,» Febrero 2022. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/219736/download>. [Último acceso: Marzo 2023].

- [49] NationalGridESO, «Stability Phase 3 Results Table,» Noviembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/271781/download>. [Último acceso: Abril 2023].
- [50] NationalGridESO, «Markets Roadmaps,» Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/278301/download>. [Último acceso: Abril 2023].
- [51] NationalGridESO, «Stability Market Design,» Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/247941/download>.
- [52] Eirgrid, «Consultation on Low Carbon Inertia Service (LCIS) Competitive Procurement,» Junio 2022. [En línea]. Available: <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/LCIS-Consultation-on-requirements-and-procurement-version-for-publication.pdf>. [Último acceso: Abril 2023].
- [53] EirGrid, «Annual Report 2022,» Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/EirGrid-Annual-Report-2022.pdf>. [Último acceso: Abril 2023].
- [54] EirGrid, «Shaping our Electricity Future,» Ferbero 2021. [En línea]. Available: <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Full-Technical-Report-on-Shaping-Our-Electricity-Future.pdf>. [Último acceso: Abril 2023].
- [55] Eirgrid, «Consultation on Low Carbon Inertia Service (LCIS) Competitive Procurement,» Junio 2022. [En línea]. Available: <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/LCIS-Consultation-on-requirements-and-procurement-version-for-publication.pdf>. [Último acceso: Abril 2023].
- [56] Eirgrid, «Information Session - LCIS Consultation on Requirements and Procurement Approach,» Julio 2022. [En línea]. Available: <https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/LCIS-Information-Session-Requirements-and-Procurement-approach.pdf>. [Último acceso: Abril 2023].
- [57] Eirgrid, «FlexTech Industry Forum,» Junio 2019. [En línea]. Available: https://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/FlexTech_Forum-slide-pack-June-2019.pdf. [Último acceso: Abril 2023].
- [58] AEMO, «Engineering Roadmap to 100% Renewables,» Diciembre 2022. [En línea]. Available: <https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/engineering-framework/2022/engineering-roadmap-to-100-per-cent-renewables.pdf?la=en>. [Último acceso: Abril 2023].
- [59] AEMO, «National Electricity Rules,» Abril 2023. [En línea]. Available: <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/452>. [Último acceso: Abril 2023].

- [60] AEMO, «Inertia Requirements Methodology,» Julio 2018. [En línea]. Available: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/System-Security-Market-Frameworks-Review/2018/Inertia_Requirements_Methodology_PUBLISHED.pdf. [Último acceso: Abril 2023].
- [61] AEMO, «System Strength Requirements & Fault Level Shortfalls,» Julio 2018. [En línea]. Available: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/System-Security-Market-Frameworks-Review/2018/System_Strength_Requirements_Methodology_PUBLISHED.pdf. [Último acceso: Abril 2023].
- [62] AEMO, «Notice of Inertia and Fault Level Shortfalls in Tasmania,» Noviembre 2019. [En línea]. Available: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/System-Security-Market-Frameworks-Review/2019/Notice-of-Inertia-Fault-Level-Shortfalls-Tasmania-Nov-2019.pdf. [Último acceso: Abril 2023].
- [63] TasNetworks, «RE Draft Rules Determination: Efficient Managment of System Strength on the Power System,» Junio 2021. [En línea]. Available: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/documents/tasnetwork.pdf>. [Último acceso: Abril 2023].
- [64] ElectraNet, «Adressing the System Strength Gap in SA,» Febrero 2019. [En línea]. Available: <https://www.electranet.com.au/wp-content/uploads/2019/02/2019-02-18-System-Strength-Economic-Evaluation-Report-FINAL.pdf>. [Último acceso: Abril 2023].
- [65] Diario Oficial de la Unión Europea, «Reglamento (UE) 2016/631,» 14 Abril 2016. [En línea]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=EN>. [Último acceso: Abril 2023].
- [66] Diario Oficial de la Unión Europea, «Reglamento (UE) 2017/1485,» 2 Agosto 2017. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/doue/2017/220/L00001-00120.pdf>. [Último acceso: Abril 2023].
- [67] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «Resolución de 20 de mayo de 2021, de la CNMC, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución,» 20 Mayo 2021. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2021/06/02/pdfs/BOE-A-2021-9231.pdf>. [Último acceso: Abril 2023].

- [68] Ministerio de Economía, Ley General de Servicios Eléctricos, Santiago: Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2007.
- [69] Comisión Nacional de Energía, Norma Técnica de Servicios Complementarios, Santiago de Chile: CNE, 2019.
- [70] Coordinador Eléctrico Nacional, «Informe de Servicios Complementarios año 2023,» Diciembre 2022. [En línea]. Available: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/12/2022.12.20-Informe_SSCC_2023.pdf. [Último acceso: abril 2023].
- [71] Coordinador Eléctrico Nacional, «Licitación Pública Internacional para la Adjudicación de la Construcción y Operación del Servicio Complementario de Control de Tensión por Aportes de Potencia de Corto Circuito,» Abril 2023. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/development/documentos/licitaciones/servicios-complementarios-ct/>. [Último acceso: Abril 2023].
- [72] Coordinador Eléctrico Nacional, «Bases Administrativas Generales- Licitación Servicio Complementario de Control de Tensión,» Abril 2023. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/development/documentos/licitaciones/servicios-complementarios-ct/>. [Último acceso: Abril 2023].
- [73] NERC, «Integrate Inverted Based Resource into Low Short Circuit Strength Systems,» NERC, 2017.
- [74] Comisión Nacional de Energía, «Informe Técnico Preliminar Plan de Expansión Anual de Transmisión año 2022,» Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/03/ITP-Plan-de-Expansion-de-la-Transmision-2022.pdf>. [Último acceso: Abril 2023].
- [75] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Coordinación y Operación,» Agosto 2021. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/08/NT-de-Coordinacion-y-Operacion-del-SEN.pdf>.
- [76] Investing, «GBP/CLP - Libra esterlina Peso chileno,» Investing.com, 8 Mayo 2023. [En línea]. Available: <https://es.investing.com/currencies/gbp-clp-historical-data>.
- [77] SMA, «Las Nuevas Tecnologías, los Futuros Estándares. Soluciones Grid Forming de SMA.,» Julio 2023. [En línea]. Available: <https://files.sma.de/assets/280270.pdf>.
- [78] Systepl, «Reporte Mensual Sector eléctrico Marzo 2023,» Marzo 2023. [En línea]. Available: https://systepl.cl/wp-content/uploads/032023_Systepl_Reporte_Sector_Electrico.pdf. [Último acceso: Abril 2023].

- [79] NationalGridESO, «Power Quality in the GB Transmission Network,» Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/277891/download>. [Último acceso: Marzo 2023].
- [80] NationalGridESO, «Grid Code,» Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/grid-code>. [Último acceso: Marzo 2023].
- [81] NationalGridESO, «NOA Stability Pathfinder Phase 3 Technical Performance Requirements,» Diciembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/227111/download>. [Último acceso: Abril 2023].
- [82] NationalGridESO, «National Grid Electricity System Operator Limited General Terms and Conditions for the Provision of the Stability Compensation Service, Phase 3,» Noviembre 2022. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/227131/download>. [Último acceso: Abril 2023].
- [83] CIGRE, *ELECTRA*, vol. 20, pp. 2-4, 2021.
- [84] Coordinador Eléctrico Nacional, «Minuto Remuneración de SSCC,» Enero 2023. [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/servicios-complementarios/balances-sscc/2023-balances-sscc/>. [Último acceso: Abril 2023].

ANEXOS

Anexo A: Resumen ejecutivo

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), en su hoja de ruta para una transición energética acelerada, concluye que habrá una participación el 100% de energías renovables para el año 2030. Esto, sumado al proceso electrificación del consumo de la industria, transporte y otros usos, implicará duplicar la demanda de energía eléctrica al año 2050 [4]. Por otro lado, la matriz energética de Chile está en proceso de descarbonización, un estudio de rutas para descarbonización realizado para ACERA muestra que el desarrollo futuro de la matriz eléctrica estará impulsado por fuentes renovables, con una alta participación de energía solar y eólica durante el periodo 2022-2030 [12]. Lo anterior indica que existirá un aumento en la penetración de energías renovables (ERNCC), lo cual trae grandes desafíos en la operación del sistema eléctrico chileno.

La operación tradicional en los sistemas eléctricos se realiza en base a centrales convencionales, es decir, máquinas sincrónicas. Una cualidad intrínseca de las máquinas sincrónicas es su capacidad de entregar inercia al sistema y son las principales fuentes de niveles de cortocircuito en el sistema (SCL). En cambio, las centrales ERNC son fuentes basadas en inversores (IBR, Inverter Based Resources en inglés) que actualmente utilizan un controlador tipo seguidor de red (GFL, Grid Following en inglés). Los inversores GFL poseen un lazo de control tipo PLL (Phase-Locked Loop), esta es una técnica básica de lazo cerrado que tiene un buen desempeño en una operación estable del sistema, pero cuando una señal se distorsiona o existe un desbalance, la forma de onda de tensión se vuelve inestable y distorsionada ocasionando un impacto negativo en la robustez del sistema. [21] [20]

La robustez en un sistema eléctrico es su capacidad de operar en un estado estable y que el sistema en su totalidad sea capaz de recuperarse luego de una perturbación o falla importante. Aquellos sistemas “robustos” son más tolerantes a las variaciones y perturbaciones en el estado operativo del sistema dado por fallas o caídas de cargas [13]. Para cuantificar este fenómeno, se utilizan dos parámetros: Potencia de cortocircuito en una barra dada del sistema y la inercia sistémica (H_{sys}).

La potencia de cortocircuito representa la “rigidez” del voltaje de una barra. En áreas débiles con SCL bajos, la regulación de tensión se complica. Cuantitativamente, se puede analizar una falta de SCL en áreas específicas con parámetros establecidos. El CEN mediante el estudio realizado por DigSilent “Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional”, indica que existen áreas en el Norte Grande de Chile falta de SCL en sus barras y concluye que es necesaria la instalación de 1,4 GVA de condensadores síncronos para el año 2025 y 1,6 GVA adicionales al año 2030. [9]

La inercia sistémica es un parámetro que indica la estabilidad en la frecuencia de éste. Esta es su capacidad de mantener la frecuencia dentro de los parámetros para una operación estable, para cuantificar este fenómeno se utiliza la tasa de cambio en frecuencia (RoCof, Rate of Change of Frequency en inglés). El valor inicial es el RoCof instantáneo justo después de una perturbación en el sistema eléctrico, previo a la acción de un control. Mientras mayor sea la inercia de un sistema, menor será su RoCof y más fácil es la regulación de la frecuencia. [15] [19]

En conclusión, los dos elementos más importantes para la robustez del sistema eléctrico son el voltaje y la frecuencia. Es imprescindible tener estos dos parámetros dentro del rango establecido para la operación estable del sistema eléctrico. [20] [21]

Existen distintos tipos de tecnologías que puedan aportar a la robustez del sistema eléctrico. A continuación, se entrega un resumen de las ventajas y desventajas de las tecnologías estudiadas para su implementación al sistema eléctrico nacional mediante mecanismos regulatorios:

Tabla 12: Tabla resumen de ventajas y desventajas de cada tecnología estudiada.

Tecnología	Ventajas	Desventajas
Centrales nucleares	- Posee todos los beneficios de una máquina sincrónica.	- No existe regulación actual para su implementación. - Son una tecnología con una barrera de entrada elevada, dada su poca aceptación social. - Es una tecnología aplicable a largo plazo dada la complejidad de su infraestructura.
Condensadores síncronos	- Son capaces de entregar potencia de cortocircuito e inercia. - Son capaces de sobrecargarse por un periodo corto de tiempo. - Pueden aportar a la descarbonización del sistema, reconvirtiendo sus centrales a condensadores sincrónicos. - Son una tecnología madura. - Actualmente poseen regulación técnica.	- Poseen un costo de infraestructura y operación elevados. - Poseen un costo de potencia activa consumida.
Inercia sintética	- Son capaces de entregar servicios de respuesta rápida en frecuencia. - Mejora considerablemente la respuesta inercial durante los primeros segundos. - Se puede implementar actualmente en las plantas ERNC del país.	- No aumentan la inercia sistémica. - No entregan servicios de estabilidad de voltaje. - Es necesaria la operación sub-óptima de las centrales que no poseen equipos de almacenamiento.
Sistemas de almacenamiento de energía	- Son capaces de realizar regulación de voltaje y frecuencia. - Es necesaria su implementación en conjunto a la tecnología GFM	- Poseen un costo de inversión alto - Es un desafío ingenieril grande su implementación a gran escala, dado por su control.

	para llegar a una matriz 100% renovable.	
Equipos FACTS	- Son capaces de entregar potencia reactiva al sistema. - Poseen control de tensión dinámica, mejorando los niveles de cortocircuito. - Es posible su integración en un corto plazo.	- No incrementan la inercia del sistema. - Posee elevados costos de inversión.
Controladores automáticos GFM	- Son capaces de emular un generador sincrónico, por tanto, entregan niveles de inercia y potencia de cortocircuito. - El costo de su implementación no es elevado, siendo llamativos para los sistemas del futuro. - El estado del arte indica que, la implementación de los inversores GFM es una necesidad.	- Es una tecnología relativamente nueva, que aún no es probada en un sistema de potencia a gran escala. - La potencia de cortocircuito que entregan es la mitad de una central convencional o un condensador sincrónico. - Actualmente, no existe normativa en Chile para su implementación ni el cómo se va a pagar de sus servicios.

Revisión de experiencia internacional

La revisión de la experiencia internacional se realiza planteando tres preguntas: ¿Cómo se mide la necesidad de potencia de cortocircuito e inercia?, ¿Cómo se implementa la nueva infraestructura? y ¿Cómo se financia la nueva infraestructura? Al responder estas preguntas se obtiene un resumen de las soluciones utilizadas internacionalmente. Se plantea la revisión de aquellos países que posean un sistema débil, es decir, aquellos sistemas eléctricos que: no poseen una interconexión fuerte con países vecinos, tienen una estructura de red con largas distancias y una fuente de energía basada en energías fósiles con un aumento de la penetración de ERNC. [27] Se escogen cuatro países para el estudio: Reino Unido, Irlanda e Irlanda del Norte, Australia y España.

En las siguientes tablas se resumen los parámetros utilizados por cada país para medir la potencia de cortocircuito e inercia:

Tabla 13: Resumen de indicadores de inercia para los países escogidos.

Indicadores de Inercia	Australia	Reino Unido	España	Irlanda +IN
Normativa asociada	NER Clausula 11.100.3, 5.20.4, 5.20. B	ECC.6.3.7.3 & ECP.A.3.6 (Código de red europeo)	NERC BAL-003-1	PPM1.5.3
RoCoF	1 Hz/s (en Australia del Sur 3 Hz/s)	0,5 Hz/s	0,5 Hz/s	1 Hz/s

Piso de inercia [MWs]	Pisos regionales (en Australia del sur 6000 MWs)	140.000	160.000	23.000
Dependencia del FFR	Si - Relación directa	Sí - Relación directa	No especificado para Europa occidental	No especificado
Monitoreo tiempo real	Medición online integrado a SCADA en Australia del Sur	Utilización de tres métodos, SCADA, PMUs y machine learning.	No especificado, se promueve el uso de PMUs.	Utilización de SCADA para su medición.
Tecnologías que prestan el servicio	MS; CCSS; BESS-GFL; Cargas Voluntarias	MS; CCSS; BESS-GFL; BESS-GFM; Cargas Voluntarias.	MS; CCSS; BESS-GFL	MS; BESS-GFL
Periodicidad de cálculo	12 meses o ante modificación significativa	6 meses	2 años	1 año

Tabla 14: Resumen de indicadores de potencia de cortocircuito para los países escogidos.

Indicadores de potencia de cortocircuito	Australia	Reino Unido	España	Irlanda +IN
Normativa o Estándar asociado	CC.6.3.2	PC.A.8	Reglamento (UE) 2016/631	No especificado
Indicador principal	MSCR	SCR; ESCR	WSCR	No especificado
Limitaciones del indicador	Se utiliza como indicador para un estudio más detallado	Se utiliza como indicador para un estudio más avanzado en el área.	Dificultad en determinar las zonas de influencia, puede no ser preciso.	No especificado
Requerimientos de modelación	En primera instancia modelación RMS. Luego, modelación EMT.	Se utiliza en primera instancia el cálculo de SCR, luego de identificar el área, ESCR.	En zonas débiles puede requerir modelación EMT.	No especificado

Tecnologías que prestan el servicio	MS; CCSS; BESS-GFL; Sistema de transmisión; Ajustes de controladores ERNC; Equipos FACTS.	MS; CCSS; BESS-GFL; BESS-GFM; Sistema de transmisión; Ajustes de controladores ERNC; Equipos FACTS.	MS; CCSS; BESS-GFL; Sistema de transmisión; Ajustes de controladores ERNC; Equipos FACTS.	MS; BESS-GFL; Sistema de transmisión; Ajustes de controladores ERNC; Equipos FACTS.
Periodicidad de cálculo	12 meses	12 meses	2 años	No especificado
Implicancias indicador desfavorable	Los proyectos deben realizar refuerzos en la red para conectarse	El índice indica la presencia de muchas IBR en un área en específico.	El índice se utiliza para determinar la capacidad disponible de la red.	No especificado

La siguiente tabla resume los procesos de licitación que se han realizado en los países escogidos:

Tabla 15: Resumen licitaciones realizadas.

País	Se encuentra en proceso de licitación	Ya posee infraestructura adjudicada	Posee normativa para integración de centrales GFM	Duración de los contratos adjudicados/ a adjudicar
Australia	Sí	Sí	No	Largo plazo
Reino Unido	No-finalizada	Sí	Si	5- 10 años
España	No	No	No	No aplica
Irlanda + IN	Sí	No	No	6 años

Mecanismos regulatorios realizados en Chile

Chile se encuentra en proceso de licitación para la nueva infraestructura que brinde niveles de potencia de cortocircuito a través de los SSCC y, en caso de que no se adjudique la totalidad de la potencia de cortocircuito licitada, se utilizará el plan de expansión de transmisión. Un punto importante de esta licitación es que solo se considera a los CCSS capaces de entregar este servicio, dada la recomendación del CEN. Por consecuencia, se

dejan fuera de la ecuación posibles soluciones capaces de mejorar la capacidad de potencia de cortocircuito, como lo son: equipos FACTS, transformadores de baja impedancia, ajuste de controladores ERNC, BESS-GF, entre otros.

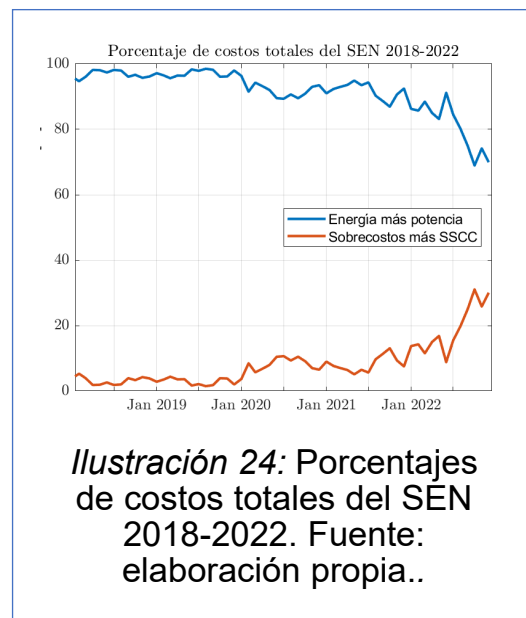
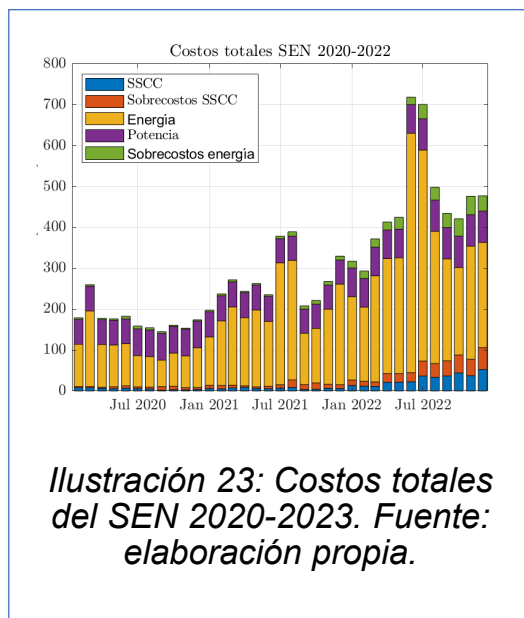
Tabla 16: Herramientas regulatorias ocupadas para la licitación de infraestructura que brinde al sistema eléctrico niveles de inercia en potencia de cortocircuito en Chile.

Herramienta regulatoria	Método de adjudicación de la infraestructura	Potencia de cortocircuito licitada [MVA]	Periodo de prestación del servicio (años)	Tecnologías consideradas
Servicios Complementarios	Licitación	6818	25	CCSS
Plan de expansión de la transmisión	Licitación	4600	20	CCSS

Casos de estudios y evaluación económica

Se realiza una evaluación económica para la instalación de nueva infraestructura que brinde niveles de corriente de cortocircuito e inercia sistémica. Para ello, se estiman dos valores: el valor incurrido por el SEN en el caso sin proyectos y el costo de la implementación de la nueva infraestructura.

Para la estimación del costo incurrido por el SEN en 25 años más sin la instalación de nuevos proyectos, es decir, cubriendo la falta de potencia de cortocircuito con la operación forzada de máquinas sincrónicas, se utilizan los datos de cobros realizados por sobrecostos y mínimos técnicos en el sistema nacional, proyectándolos en el futuro.



En la ilustración 23 se muestran la valorización de transferencias del SEN entre los años 2020 y 2022, en la ilustración 24, se muestran los porcentajes de cada cobro con respecto al total del sistema. Luego, para la estimación se utilizan los datos de cobros realizados por sobrecostos y mínimos técnicos en el sistema nacional. Dado que este dato es para la totalidad del sistema se utiliza un factor de ponderación que considera la cantidad de inercia del Norte Grande comparada con la inercia total del sistema, es decir:

$$F_{pond} = \frac{H_{NG}}{H_{sys}} \quad (21)$$

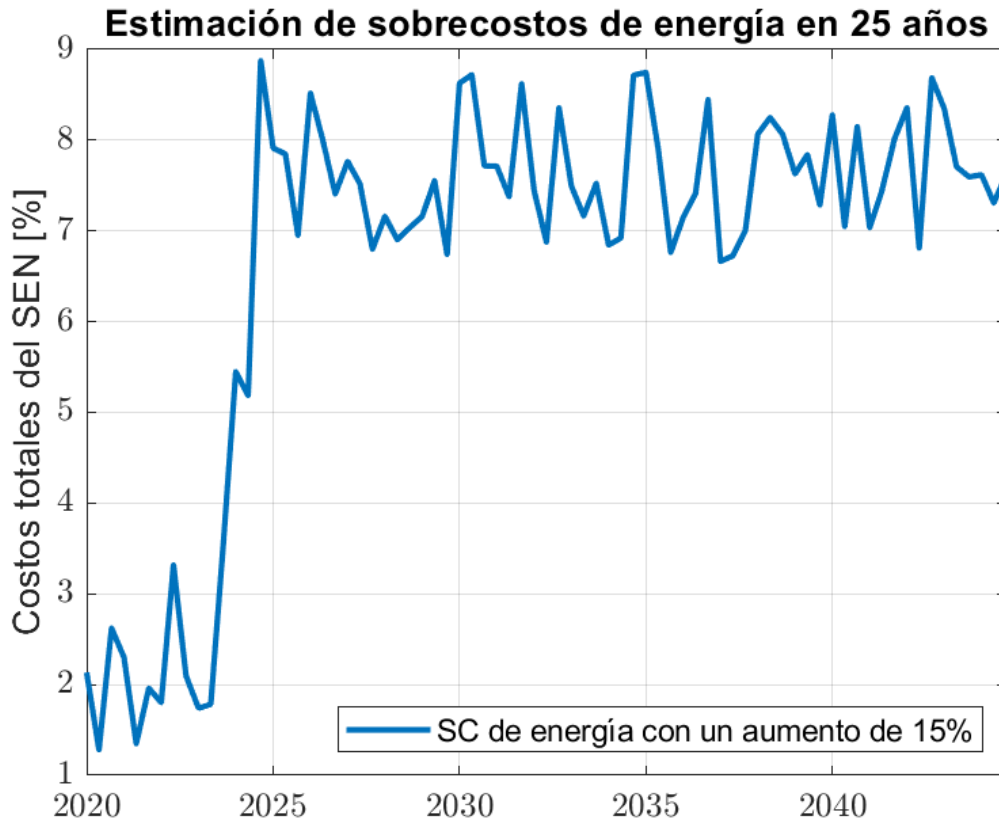


Ilustración 31: Estimación del aumento de sobrecostos y mínimos técnicos a 25 años, datos con periodo trimestral.

Finalmente, el Costo incurrido por el SEN en escenario sin proyectos: **778 [MMCLP]**.

El estudio de costos para la implementación de la nueva infraestructura se realiza utilizando los datos de la licitación “Stability pathfinder” del Reino Unido, en específico, los datos de la fase 1 y fase 2. Para realizar la evaluación económica se utiliza un grupo reducido de los datos extraídos de la licitación. Este grupo considera aquellas infraestructuras más costo-efectivas en la entrega de potencia de cortocircuito y, en el caso de la inercia, sólo se utiliza como un valor restrictivo en la optimización. Se analizarán cinco casos de estudio resumidos a continuación:

Tabla 17: Potencia de cortocircuito utilizada para cada caso de estudio en las tecnologías ocupadas.

Tecnología	SCL Caso 1	SCL Caso 2	SCL Caso 3	SCL Caso 4	SCL Caso 5
GFM más Almacenamiento	6818 [MVA]	4611 [MVA]	3409 [MVA]	2206 [MVA]	0
Condensadores sincrónicos	0	2206 [MVA]	3409 [MVA]	4611 [MVA]	6818 [MVA]

Se obtienen los siguientes resultados de la evaluación económica:

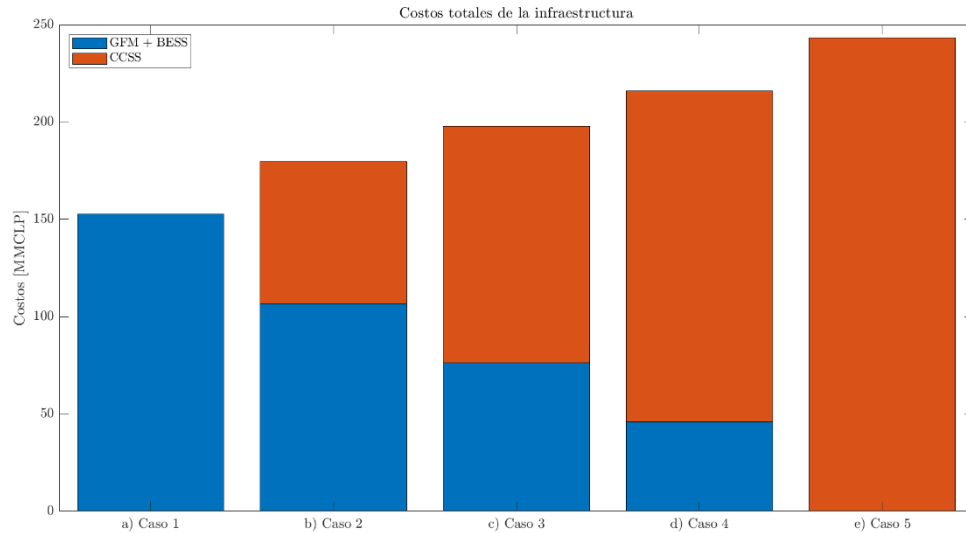


Ilustración 32: Costos totales, en valor presente, de la infraestructura para cada caso de estudio.

De la Ilustración 27 se observa que el caso de estudio 1 es el más costo efectivo, siguiéndolo del 2 y así consecutivamente. Por ende, la infraestructura de GFM más almacenamiento es la más costo-efectiva de implementar que los CCSS. Finalmente, se calcula el VAN (Valor Actual Neto) de la evaluación económica restando estos dos valores para cada caso de estudio:

Tabla 18: Resumen de evaluación económica para casos de estudio.

Caso de estudio	VAN [MMCLP]	Sensibilidad
Caso 1	625	1,7%
Caso 2	598	2,4%
Caso 3	580	3,6%
Caso 4	562	4,9%
Caso 5	535	7,0%

Incentivos regulatorios

La primera herramienta es el incentivo mediante la normativa técnica. El papel que posee la normativa técnica es definir las obligaciones, características, elementos de diseño y desempeño de la infraestructura que pueda brindar este servicio. La normativa técnica debe permitir la libre competencia entre las distintas tecnologías que ofrezcan el servicio de estabilidad en el sistema. Para ello ESO define lo siguiente:

- Los requerimientos no deberían ser obligatorios y deben tener la capacidad de formar un mercado comercial más amplio.
- La especificación debe ser transparente y permitir a cualquier tipo de planta, por ejemplo: plantas sincrónicas, IBR, equipo de compensación, entre otros, las cuales tengan la capacidad requerida para participar en un mercado futuro.
- Los requerimientos no deben poseer una obligación de sobrecarga mínima. Esto presentaría un costo excesivo para los proveedores. Esta opción también permite a los proveedores ofrecer el servicio donde su planta es descargada como, por ejemplo, respuesta rápida de frecuencia.
- La especificación debe ser desarrollada para permitir a los proveedores especificar la capacidad de sus plantas. Esto significa que una central con capacidad de Grid forming podría ser ofertada y esta incluye la tecnología VSM0H. VSM0H es un controlador que ofrece casi las mismas capacidades que las máquinas sincrónicas, exceptuando el almacenamiento de energía. Esta tecnología, sin embargo, entrega beneficios substanciales en cuanto al torque sincrónico, corriente de falla, limitación de cambio de fase y ayuda a mantener un perfil de voltaje estable en condiciones de perturbación. Dado que la potencia de salto de fase es un elemento muy importante dentro de la estabilización de la red, VSM0H es una tecnología elemental.

La segunda herramienta es el incentivo mediante servicios complementarios. Los servicios complementarios son un incentivo monetario para garantizar la calidad y seguridad del servicio. La experiencia internacional muestra que países como el Reino Unido, Irlanda e Irlanda del Norte han utilizado este incentivo para la incorporación de la nueva infraestructura. Para ello, se recomienda crear un nuevo servicio complementario de estabilidad con dos servicios: inercia sistémica y niveles de cortocircuito. Es importante que este nuevo mercado posea diferentes escalas de tiempo (corto, mediano y largo plazo) para, según NationalGridESO, *“Esto se realiza para asegurar los servicios de estabilidad frente a varias escalas de tiempo con el foco inicial de tener servicios de inercia”*.

En cuanto a los periodos de prestación del servicio, la experiencia internacional muestra que éstos han sido de 5-10 años, en el caso del Reino Unido, y 6 años en Irlanda e Irlanda del Norte. En cambio, la licitación que se está llevando a cabo en Chile posee un periodo de prestación del servicio igual a 25 años limitando la flexibilidad y la posibilidad de contratar alternativas más costo-efectivas durante este tiempo.

La tercera y última herramienta es el incentivo mediante el plan de expansión de la transmisión. Esta herramienta es poco flexible debido a que el período mínimo de servicio es de 20 años según la Ley General de Servicios Eléctricos. Esto limita el mercado a uno de largo plazo. Sin embargo, es una herramienta útil para infraestructuras permanentes como líneas de transmisión adicionales o transformadores de baja impedancia, que también cumplen con el rol de mejorar la robustez del sistema eléctrico. Por otro lado, los condensadores sincrónicos brindan un servicio en tiempo real, por lo que se requiere una herramienta regulatoria que permita evaluar su disponibilidad en esta escala de tiempo. En el caso de los servicios de transmisión eléctrica, las multas se utilizan como medida cuando el servicio no está disponible, lo que implica la falta de suministro al usuario final (artículo 72°-20 de la ley 20.936). Se recomienda utilizar un factor de desempeño similar al de los servicios complementarios para evaluar la disponibilidad del servicio proporcionado por la nueva infraestructura.

Conclusiones

En Chile, se observa una clara tendencia hacia el uso de ERNC en su matriz energética. Los focos principales actuales se centran en la descarbonización, el aumento de la generación de hidrógeno verde, la implementación de sistemas de almacenamiento de energía, la electrificación de la industria y el aumento de la capacidad instalada de ERNC. Sin embargo, esta transición implica un desafío de operar un sistema con una baja robustez, lo cual implica dificultades técnicas relevantes. En un sistema basado 100% en IBR, los inversores GFM son necesarios para establecer el voltaje y frecuencia de una red, también, son mencionados como un recurso fundamental para los sistemas de potencia del futuro. Pero, si bien existe experiencia en la implementación de la tecnología en microrredes no existen precedentes de la operación con una alta penetración de energías renovables. Por tanto, a pesar de las estimaciones y simulaciones de escenarios, no hay certeza de las dificultades técnicas relevantes que puedan surgir en la operación en tiempo real de un sistema de potencia a gran escala.

La experiencia internacional indica que la periodicidad de los estudios de déficit de inercia y potencia de cortocircuito va desde los 6 meses, en el caso del Reino Unido, hasta los 12 meses para Australia, Irlanda e Irlanda del Norte (Tabla 5, Tabla 6). Esto se realiza como manera preventiva para evitar la operación forzada de máquinas sincrónicas dada la falta de robustez en un área del sistema eléctrico de potencia. Por otro lado, el realizar estos estudios implica una disminución en el costo de operación del sistema.

Existe valor en la implementación de nuevas herramientas para la medición de inercia en tiempo real. ENTSO-e recomienda el uso de PMUs mediante el documento emitido el 16 de diciembre de 2020 “Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCof)” [19]

Los servicios que entregan calidad y seguridad del servicio están ganando importancia dentro del mercado eléctrico.

Se recomienda la creación de la normativa técnica adecuada para la instalación de convertidores GFM dentro del SEN.

Anexo B: Especificación mínima requerida para el suministro de capacidad Grid Forming en Gran Bretaña.

En el siguiente anexo resume la especificación técnica realizada por el Reino Unido para incluir el Grid forming o inercia virtual en su código de red, este es, “*Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability (formerly Virtual Synchronous Machine/VSM Capability)*” [43] el cual ya se encuentra incorporado a su código de red.

El propósito de este documento es introducir requerimientos referenciales al código de red para facilitar los acuerdos comerciales incluyendo una mayor cantidad de tecnologías dentro del mercado de estabilidad. Mientras que la inercia, los niveles de cortocircuito y el torque sincrónico eran entregados de manera “gratis” por las máquinas sincrónicas, ahora son capacidades que deberán ser pagadas.

Las máquinas sincrónicas poseen características muy importantes que son únicas de ellas. Estas pueden ser categorizadas en las siguientes tres áreas:

1. Potencia de salto de fase: Es el cambio instantáneo de potencia de salida en una máquina sincrónica, dado el cambio de fase en el punto de conexión.
2. Potencia de respuesta de RoCoF: Es aquella inercia que, combinada con un gobernador, produce un diferencial de potencia controlada en la entrada del sistema eléctrico, creando una resistencia al cambio de frecuencia.
3. Potencia de amortiguación: los generadores sincrónicos poseen devanados de amortiguación los cuales no tienen un uso mientras el generador opera en estado estable, sin embargo, cuando existe una perturbación o un cambio en la velocidad del rotor, fluye una corriente en estos devanados que contribuyen a la amortiguación de la frecuencia.

Las tres características se resumen en la siguiente figura la cual es una medición de potencia del generador y la frecuencia del sistema, realizada en generadores remotos.

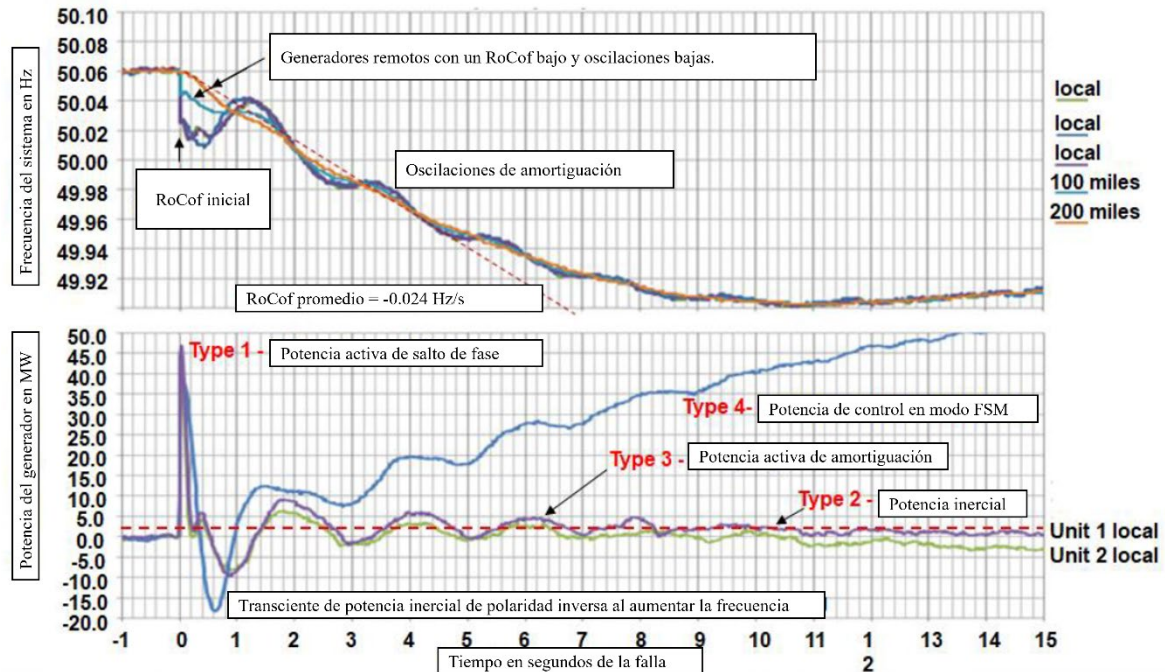


Ilustración 33: Datos de frecuencia y potencia de tres unidades generadoras de 560 MW y dos unidades generadoras remotas mostrando los efectos de "Potencia activa de salto de fase, Potencia inercial y Potencia de amortiguación". [43]

Además de estas características, las máquinas sincrónicas también tienen la capacidad de entregar corrientes muy altas de cortocircuito, generalmente 2-4 veces su potencia nominal. Esta capacidad es importante para las detecciones de fallas de los equipos de protección del sistema, como también, para mantener el perfil de voltaje en el sistema, el cual es un prerequisite fundamental para la exigencia de comportamiento ante contingencias (FRT).

La tecnología de Grid forming es viable y puede ser incorporada dentro del sistema eléctrico, sin embargo, es necesario que los requerimientos especificados dentro del código de red consideren el siguiente criterio:

- Los requerimientos no deberían ser obligatorios y deben tener la capacidad de formar un mercado comercial más amplio.
- La especificación debe ser transparente y permitir a cualquier tipo de planta, por ejemplo: plantas sincrónicas, IBR, equipo de compensación, entre otros, las cuales tengan la capacidad requerida para participar en un mercado futuro.
- Los requerimientos no deben poseer una obligación de sobrecarga mínima. Esto presentaría un costo excesivo para los proveedores. Esta opción también permite a los proveedores ofrecer el servicio donde su planta es descargada como, por ejemplo, respuesta rápida de frecuencia.
- La especificación ha sido desarrollada para permitir a los proveedores especificar la capacidad de sus plantas. Esto significa que una central con capacidad de Grid forming podría ser ofertada y esta cual incluye la tecnología VSM0H. VSM0H es un controlador que ofrece casi las mismas capacidades que las máquinas sincrónicas,

exceptuando el almacenamiento de energía. Esta tecnología, sin embargo, entrega beneficios substanciales en cuanto al torque sincrónico, corriente de falla, limitación de cambio de fase y ayuda a mantener un perfil de voltaje estable en condiciones de perturbación. Dado que la potencia de salto de fase es un elemento muy importante dentro de la estabilización de la red, VSM0H es una tecnología elemental.

Por tanto, la especificación contiene tres secciones principales:

- Los requerimientos técnicos, estos definen la capacidad de la planta.
- Los datos e información de modelado de las plantas. Esto es necesario para evaluar la capacidad de la planta y permitir al integrar su modelo dentro del software de ESO y, así, permitir modelar su impacto dentro del sistema. También, incluye los datos necesarios para asegurar que la planta no provoque interacciones no deseadas dentro del sistema.
- Hay que asegurar que la planta a construir cumpla completamente con las especificaciones del código de red. Esto debería incluir tanto el modelamiento como las pruebas en terreno. La redacción legal toma en cuenta la necesidad del tipo de pruebas a usar para aislar la red en cuestión.

Requerimientos técnicos:

Se realizan las siguientes definiciones:

- Capacidad de Grid Forming: Es un módulo de generación de potencia, convertidor HVDC, unidad generadora, módulo de parque generador, convertidor DC, plantas eólicas offshore, BESS o equipo de compensación reactiva dinámica, los cuales su potencia activa de salida es directamente proporcional a la magnitud y fase de su fuente interna de voltaje, la magnitud y fase del voltaje en el punto entrada a la red o el punto de entrada del usuario a la red y el seno del ángulo de carga. Como consecuencia, una planta con capacidad de grid forming es tal que su frecuencia de rotación de la fuente interna de voltaje es la misma que la frecuencia del sistema en operación normal, donde solo el ángulo de carga define la posición relativa entre ambas.
- Potencia de respuesta de RoCof: es definida como la potencia de inercia real más la potencia droop basada en control que puede ser entregada por una planta de grid forming cuando existe un cambio en la frecuencia del sistema.
- Potencia activa de salto de fase: es el diferencial de potencia activa que transfiere la planta de grid forming al total del sistema como resultado de un cambio de fase entre la fuente interna de voltaje de la planta grid forming y el punto de entrada de la red o el punto de entrada del usuario al sistema. Como resultado de una perturbación o una falla en el sistema, una planta de grid forming debe entregar instantáneamente potencia activa de salto de fase al sistema como resultado de un cambio en el ángulo de fase. Esto debe ser en menos de 5 ms, y puede tener componentes armónicos de frecuencia hasta 1000 Hz.

- **Potencia activa de amortiguación:** Es la potencia activa que entrega naturalmente una planta de grid forming como resultado de oscilaciones que ocurren en el sistema. Más específicamente, es el resultado de una oscilación entre el voltaje de los terminales de una unidad grid forming y el voltaje de la fuente interna de la unidad. Esto debe ser en menos de 5ms.
- **Control basado:** Son los cambios en la potencia activa o reactiva que son resultado de la acción del sistema de control de la unidad grid forming en respuesta a cambios externos en los valores de consigna o parámetros (potencia activa, potencia reactiva, voltaje, frecuencia, droop). Para las plantas IBR con grid forming estos cambios Control basado tienen un ancho de banda limitado a 5 Hz.
- **Control Based real droop power:** se refiere a la transferencia de potencia activa inyectada o absorbida por una planta de grid forming hacia, y desde, el sistema durante una desviación de la frecuencia del sistema. Esta transferencia de potencia se produce como resultado de la acción del sistema de control de la unidad grid forming, que ajusta su salida de potencia en respuesta a las desviaciones del sistema. El término “droop” se refiere a la técnica de control utilizada por la unidad grid forming para ajustar su salida de potencia en función de las desviaciones de frecuencia del sistema, de modo que la unidad de formación de red contribuya a la estabilidad del sistema.
- También definen los términos GF-GF-S y GB-GF-I, el primero se refiere a plantas grid forming con un generador sincrónico, el segundo a uno con una planta IBR.

Se requiere de las siguientes especificaciones:

- La estructura básica de una planta grid forming se compone de una fuente interna de voltaje y una impedancia. Para el caso de una planta IBR la impedancia virtual es producida por el software.
- Cada planta de grid forming debe ser capaz de administrar “Potencia de respuesta de RoCof”, “potencia activa de salto de fase”, “Potencia activa de amortiguación” y “Potencia activa Control Based” ante una perturbación del sistema.
- Cada convertidor grid forming debe estar diseñado para no causar ninguna interacción indebida con el sistema u otras centrales.
- Los sistemas de control externos de la unidad grid forming deben poseer un ancho de banda máximo de menos de 5 Hz para evitar interacciones no deseadas con el sistema de control.
- Para plantas que poseen la capacidad de inyectar o absorber potencia activa, por ejemplo, HVDC o BESS, deben ser capaces de operar en todos los rangos de modos de operación.
- La planta de grid forming debe ser diseñada para ser adecuadamente amortiguada. El factor de amortiguación dentro de 0.2-5 es permitido, el valor específico debe ser acordado con ESO, ya que, este es variable dependiendo de la operación.
- Cada planta de grid forming debe ser capaz de operar sobre un mínimo de potencia de cortocircuito dependiendo de lo acordado con ESO.
- Cada planta de grid forming debe ser capaz de satisfacer los requerimientos de calidad de potencia.

Requerimientos de datos e información.

La información que debe ser otorgada por el proveedor se resume en la siguiente tabla:

Tabla 19: Información requerida del proveedor sobre su planta de grid forming. [43]

Cantidad	Unidad	Rango (donde aplique)	Parámetro definido por el usuario
Tipo de planta	N/A		
Capacidad continúa máxima			
Reactancia primaria X	pu sobre MVA		
Reactancia adicional Xtr	pu sobre MVA		
Capacidad máxima	MW		
Potencia de respuesta a RoCof inyectada o absorbida para un cambio de 1 Hz/s en la frecuencia del sistema	MW		
Resistencia de salto en ángulo de fase	grados		60 grados especificados
Límite de salto de ángulo	grados		5 grados recomendados

Capacidad de salto de fase para límite de corriente.	grados		
Potencia de salto de fase (MW) en ángulo nominal.	MW		
Potencia activa de amortiguación para una oscilación de 0.5 Hz en la frecuencia de la red.	MW		
Energía total entregada por la planta grid forming durante una caída transitoria de 52 a 47 Hz con un RoCof de 1 Hz/s.	MWs		
Constante de inercia.	H		
Capacidad de sobrecarga continúa.	% sobre MVA		
Capacidad de sobre carga de corto plazo.			
Duración de la capacidad de sobrecarga en corto plazo.	s		
Corriente peak	pu		
Voltaje nominal del	kV		

punto de entrada a la red.			
Punto de entrada a la red.	Locación		
Potencia aparente nominal	MVA		
Potencia activa nominal	MW		
Para plantas GBGF-I, máximo voltaje de la fuente interna de voltaje en el caso del peor escenario.	pu		
Máxima corriente de cortocircuito trifásica en el punto de entrada de la red.	kA		
Máxima corriente de cortocircuito para una falla monofásica en el punto de entrada de la red.	kA		
Contribuirá la planta de grid forming a cualquier otro tipo de servicio comercial	detalles por definir		
Factor de amortiguación equivalente.	ζ		0.2 a 5.0 es permitido

Power Quality

Uno de los parámetros utilizados es la calidad de la potencia (PQ, por su sigla en inglés, Power Quality). Para un sistema de potencia, cualquier fenómeno que ocurra sobre un periodo de tiempo el cual cambie la forma de onda de una sinusoidal pura, con un valor de raíz cuadrada constante, una frecuencia constante y con un ángulo constante para sus distintas fases, es considerado una perturbación al valor de PQ [76]. Para ello, se consideran tres fenómenos:

1. Contenido armónico: los armónicos son formas de onda con frecuencias mayores a la nominal las cuales se superponen a la frecuencia original y crean una forma de onda alterada. Estos tienen un impacto en un rango amplio, a lo que la operación se refiere. Para ello, se mide el valor de THD (total harmonic voltage distortion):

$$THD_v = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=100} (V_h)^2} \quad (22)$$

Donde,

h : representa el orden armónico.

V_h : representa el voltaje armónico individual.

El nivel de THD va a variar dependiendo de la generación, demanda y condición de operación. Por ende, se debe destacar la importancia de hacer mediciones de armónicos sobre un periodo continuo de al menos siete días, valor establecido por el código de red británico. [77]

2. Desbalance del voltaje: el código de red británico define el desbalance de fases como la división (en porcentaje) entre el valor rms del componente en secuencia negativa y el componente de secuencia positiva del voltaje. Se define entonces el término
Negative Phase Sequence (NPS) [77]:

$$NPS(\%) = \frac{\text{componente de secuencia negativa del voltaje}}{\text{componente de secuencia positiva del voltaje}} \times 100 \quad (23)$$

3. Fluctuaciones de voltaje: es un índice que indica el cambio en el voltaje en porcentaje.

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{S}{S_k''} \times 100 \quad (24)$$

Donde:

$\frac{\Delta V}{V}$: Es la fluctuación de voltaje en porcentaje (%)

S : es el cambio de potencia aparente en MVA.

S''_k : Es la potencia de cortocircuito inicial del sistema en MVA.

Dada la ecuación anterior, una baja en la potencia de cortocircuito del sistema lleva a un mayor cambio en el voltaje como resultado en la variación de la misma potencia aparente [76].

Como conclusión, el incremento de la generación con IBR muestra una disminución de la robustez del sistema, aumentando la severidad de las perturbaciones y haciendo más desafiante el poseer una buena calidad de potencia. [76]

Anexo C: Parámetros de potencia de cortocircuito según la NERC.

El CEN en el ISSCC del año 2023, emitido el 21 de enero de 2022, establece las metodologías utilizadas para el análisis de fortaleza de red. Esta metodología, es descrita por la NERC (Corporación norte americana de seguridad eléctrica, en inglés, North American Electric Reliability Corporation), en el documento “*Short-Circuit Modeling and System Strenght*” [72]. Estos parámetros son los siguientes:

- Relación de cortocircuito (SCR): define la relación entre la potencia aparente de cortocircuito ($SCMVA_{POI}$) de una falla trifásica en el punto de conexión, y la potencia del recurso basado en inversores del sistema (MW_{ver}) que se conecta a esta misma barra:

$$SCR = \frac{SCMVA_{POI}}{MW_{VER}} \quad (25)$$

Este indicador es el más apropiado cuando se considera un único IBR que se interconecta a la red, ya que, no tiene en cuenta la presencia de otros IBR.

- Razón de cortocircuito compuesta (CSCR): es el cociente entre la potencia de cortocircuito de cierta barra ($SCMVA$), sin considerar la contribución de convertidores, sobre la suma de las potencias nominales ER sobre un área definida de N barras.

$$CSCR = \frac{SCMVA}{\sum_i^N MW_{VER}} \quad (26)$$

Este indicador busca relacionar las interacciones que pudrían surgir entre generadoras IBR cercanas a la barra de medición. Este indicador requiere de la identificación previa del área de influencia.

- Relación de cortocircuito ponderada (WSCR): es el cociente entre la suma de la potencia de cortocircuito de un conjunto N de barras ($SCMVA_i$), sin tener en cuenta la contribución de los IBR conectados en dichas barras, ponderados por la potencia nominal de las centrales IBR conectadas en cada una de ellas (P_{IBR_i}), sobre la suma al cuadrado de las capacidades.

$$WSCR = \frac{\sum_j^N SCMA_i * P_{IBR_i}}{(\sum_j^N P_{IBR_i})^2} \quad (27)$$

Este indicador considera las interacciones y/o acoplamientos que surgen entre generadoras IBR cercanas. Esta métrica es calculada para cierta área dentro de la red eléctrica, por ejemplo, la unión europea utiliza este parámetro dentro de una zona de influencia eléctrica, definida en 3-59.

- Razón de cortocircuito con factores de interacción o equivalente (ESCR ó SCRIF): Este relaciona más directamente las impedancias entre las plantas IBR. Considera el cálculo de factores de interacción o área de influencia, los que identifican cambios de tensión en las barras cercanas que conectan generación IBR.

$$ESCR = \frac{SCMVA_i}{P_i + \sum_i^N (IF_{ji} * P_j)} \quad (28)$$

El IF_{ji} representa la variación de tensión que sufre la barra i debido a una perturbación en la barra j:

$$IF_{ji} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \quad (29)$$

Un factor de interacción cercano a 1 indica dos barras fuertemente acopladas entre sí, mientras que uno cercano a cero, indica dos barras sin interacción entre ellas.

Tabla 20: Comparación de métricas de fortaleza de red. [69]

Métrica		Cálculo simple usando programa de cortocircuito	Considera equipos cercanos basados en inversores	Proporciona una métrica común en un grupo más grande de ERV	Explica el acoplamiento eléctrico débil entre plantas dentro de un grupo más grande	Considera la capacidad del inversor de potencia no activa	Capaz de considerar sub-plantas individuales dentro de un grupo más grande
SCR	Razón de cortocircuito	✓✓	✗	✗	✗	✗	✗
CSR	SCR compuesto	✓	✓✓	✓✓	✗	✗	✗

WSCR-MW	SCR peso con base a MW	✓	✓✓	✓✓	✓	✗	✗
WSCR-MVA	SCR peso con base MVA	✓	✓✓	✓✓	✓	✓	✗
SCRIF	SCR con factores de interacción	✗	✓✓	✗	✓✓	✓✓	✓✓

Anexo D: Requerimientos técnicos y criterios de diseño para condensadores síncronos. En las bases técnicas y funcionales de la licitación de Control de Tensión [70], el Coordinador indica los requerimientos mínimos que deben poseer los condensadores síncronos para conectarse al SEN. Estos requerimientos son los siguientes.

“Los condensadores síncronos (CCSS) que operen interconectados al SEN deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas y condiciones básicas generales indicadas en el artículo 3-3 de la NTSyCS:

- a) El diseño, fabricación, ensayos e instalación se realizará de acuerdo con las normas nacionales aplicables. Cuando no existan normas nacionales específicas, se aplicarán normas o estándares internacionales emitidas por organismos tales como IEC; las Comisiones de Estudio del Sector de Normalización de las Telecomunicaciones de la ITU (ITUT); ISO; (DIN/VDE; ASTM/ANSI; IEEE; ASCE; y CIGRE.*
- b) Deberán permitir que el SI opere cumpliendo las exigencias establecidas en la normativa vigente.*
- c) Deberán soportar, al menos, el máximo nivel de corriente de cortocircuito existente en los puntos de conexión al SEN. Las condiciones y la forma en que se calcule el máximo nivel de corriente de cortocircuito se establecen en el Anexo Técnico "Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito" de la NT.*
- d) Deberán disponer de un nivel de aislación en los puntos de conexión debidamente coordinado con aquel de la instalación a la cual se conectan, verificado con un estudio de coordinación de aislación.*
- e) En caso de que una instalación existente se utilice de un modo diferente (reconversión de centrales), se le aplicarán a la referida instalación las normas vigentes a la fecha de inicio del nuevo uso.*

Las exigencias de diseño presentadas serán entendidas como exigencias mínimas de diseño, y aquellas instalaciones que, mediante sus recursos técnicos, participen en la prestación de SSCC deberán cumplir los requisitos técnicos de los respectivos servicios de acuerdo con la definición establecida en la Resolución SSCC y otras exigencias que establezca NTSSCC, según lo indica el artículo 3-5 de la NTSyCS.”

Por otro lado, también se especifican los requerimientos específicos de las máquinas síncronas, donde se indican los tipos de protecciones, transformadores, tiempos de despeje de falla, entre otros.

“Requerimientos específicos máquinas síncronas

Las instalaciones y equipamientos de los CCSS que operen interconectados en el SEN deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño presentadas en el artículo 3-6 de la NTSyCS:

a. La conexión del transformador de poder de un CCSS interconectado al SEN debe contar con un sistema de protecciones que asegure el cumplimiento de los tiempos máximos de despeje de fallas especificados en el artículo 5-40 (sección 6.7 de estas Bases).

b. La protección de un CCSS y sus conexiones con el SEN debe cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:

I. El tiempo despeje de falla (TDF) para fallas en las distintas instalaciones asociadas a un CCSS deberá ser determinado por el Coordinador que se interconecta en el Estudio de Coordinación de Protecciones que deberá someter a la aprobación del Coordinador, pero en ningún caso podrá exceder los valores límites establecidos en artículo 5-40 (sección 6.7 de estas Bases).

II. Cada CCSS, incluido su transformador de poder, interconectado al SI, deberá disponer de protección de respaldo desde su Punto de Conexión para fallas en las instalaciones del Sistema de Transmisión. Por su parte, dichas instalaciones del Sistema de Transmisión deberán disponer de protección de respaldo para fallas que ocurran hasta en el lado de baja tensión del transformador de poder de la central. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones de respaldo deberán respetar los Pasos de Coordinación establecidos en el artículo 5-40 (sección 6.7 de estas Bases).

III. Los paños que conectan los transformadores de poder de cada CCSS al SEN deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en la medición de las corrientes, que den orden de desenganche necesarias para eliminar las contribuciones a la falla.

IV. Las protecciones de sobre y baja frecuencia de cada CCSS deberán estar ajustadas respetando los tiempos de operación mínimos exigidos en el artículo 3-10.

V. Cada CCSS conectado al SI deberá soportar, sin desconectarse del SEN, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica en el Punto de Conexión, considerando el despeje de la falla en tiempos de operación en respaldo.

VI. Los esquemas de protección del CCSS, incluidos sus transformadores de poder, deben permitir el acceso local y remoto desde la sala de control de la instalación, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos.

En caso de un CCSS cuyo Punto de Conexión al SI es en un nivel de tensión superior a 200 [kV], deben adicionalmente permitir el acceso remoto a la lectura de esta información desde el Centro de Control (CC) que la coordina y desde el Coordinador.

c. Las unidades sincrónicas deberán disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad.

Según se indica en el artículo 3-7 de la NTSyCS, el Coordinado que explote la máquina síncrona deberá entregar al Coordinador el Diagrama P-Q de la unidad para condiciones de tensión nominal en bornes y para los extremos de las bandas de tensión admisibles de $\pm 5\%$. Dicho diagrama deberá indicar la potencia reactiva máxima de la máquina en régimen subexcitado y sobrexcitado. Esto se verificará en la oferta técnica según indica la sección 7.3.4 de las Bases Administrativas Generales.

Para que el CCSS cumpla con lo indicado en el artículo 3-10 de la NTSyCS (lo cual se verificará en la oferta técnica según indica la sección 7.3.4 de las Bases Administrativas Generales), deberá los menos ser capaz de:

- a. Operar establemente en forma permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad, a cualquier nivel de potencia dentro del rango declarado.*
- b. No reducir en más de un 10% su potencia reactiva entregada en Estado Normal de operación al Sistema Interconectado en su Punto de Conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 [Hz] - 49,5 [Hz].*
- c. Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SEN. Para ello, la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 500 [ms].*

Según lo indica el artículo 3-15 de la NTSyCS, los enrollados de los transformadores elevadores de los CCSS deberán estar conectados en estrella con el neutro del lado de alta tensión puesto a tierra en el punto de conexión a la red y con el enrollado secundario conectado de modo que provea una vía de circulación a las corrientes de secuencia cero en el caso de fallas en el SEN (Ynd).

Según indica el artículo 3-20 de la NTSyCS, los CCSS que operen conectados al SEN, deberán contar con un sistema de comunicación para proveer al Coordinador toda la información que éste determine necesaria para efectos de la supervisión y coordinación de la operación del SI en Tiempo Real (SITR) y para el Sistema de Monitoreo, cuyas exigencias se encuentran definidas en el Capítulo 4 de la NTSyCS.

Sin perjuicio que el Coordinador pueda solicitar otras variables para los fines que sean pertinentes, el conjunto mínimo de variables a supervisar para cada CCSS será el que se indica a continuación:

- Potencia activa absorbida asociada a pérdidas.*
- Potencia reactiva absorbida/inyectada por cada unidad.*

- Posición de los taps de los transformadores.
- Posición de interruptores y seccionadores que determinan el estado de conexión de las unidades y la alimentación de sus servicios auxiliares.
- Tensión en el lado de alta tensión del transformador de cada unidad.
- Tensión y frecuencia en los terminales del CCSS.

Asimismo, las instalaciones de CCSS deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico según los estándares establecidos en el TÍTULO 5-14 de la NTSyCS.”

En cuanto a sus criterios generales de diseño, se deben considerar los siguientes componentes principales:

“La instalación del condensador síncrono constará, y no limitándose solo a esto, de los siguientes componentes principales: (1) máquina síncrona; (2) transformador elevador; (3) sistema de excitación; (4) sistema de arranque; (5) ductos de barras de fase aislada; (6) Sistema de control y protección; (7) Transformador y equipos auxiliares; (8) Interruptor del generador GCB; (9) Sistema de refrigeración; (10) Obras Civiles y (11) Volante de Inercia. Dependiendo del emplazamiento, este puede ser construido dentro de un edificio o al aire libre.

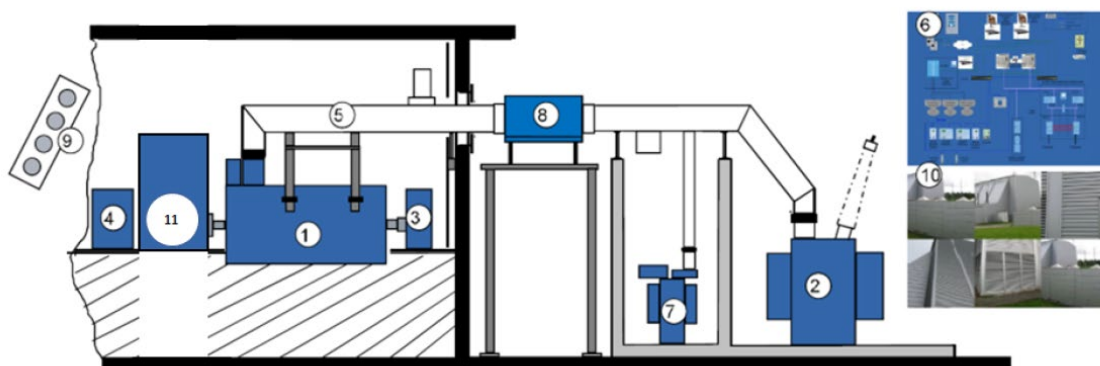


Ilustración 34: Configuración típica de un condensador síncrono. [13]

- *Máquina síncrona: para las especificaciones de diseño, se considerarán las máquinas de rotor cilíndrico y de polos salientes.*
- *Transformador elevador: para realizar la conexión del condensador síncrono a la barra de interés, se debe considerar un equipo transformador que cumpla con lo establecido en la normativa IEC-60076.*
- *Sistema de excitación: Es posible utilizar tanto sistemas estáticos como brushless. Al seleccionar el tipo y las características del excitador, se debe asegurar que el condensador síncrono cumpla con los requisitos de rendimiento especificados para el SEN.*
- *Sistema de arranque: Es posible utilizar dos tipos de esquemas de partida para un condensador síncrono, partida con Pony motor o partida con convertor estático de frecuencia (SFC - Static Frequency Converter). Se debe considerar que el sistema a*

utilizar debe seguir las recomendaciones del fabricante y las mejores prácticas utilizadas en la industria.

- *Sistema de control y protección: Los sistemas de protecciones deben permitir aislar la falla y disminuir la duración de las corrientes de cortocircuito a las que se ven sometidos los equipos eléctricos. Para lo cual, es necesario disponer de adecuados equipos de interrupción (interruptores), transformadores de medida y sistemas de control. Además, con el fin de analizar los eventos y fallas en el sistema eléctrico se debe contar con adecuados sistemas de medidas que, y como mínimo, registren: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia y armónicos. En la NTSyCS vigente y sus anexos técnicos se indican los requerimientos mínimos que deben cumplir los equipos de protección, control y medida.*
- *Transformador auxiliar: Diseñado para la alimentación de todos los sistemas auxiliares necesarios para el condensador síncrono tales como: como bombas, ventiladores, sistema de excitación, HVAC del edificio, si corresponde, etc.*
- *Interruptor del generador (GCB): Se debe instalar un interruptor de generador (GCB – Generator circuit breaker) entre el condensador síncrono y el transformador elevador. Este interruptor debe considerar su operación durante un evento de cortocircuito trifásico o corriente de falla de una fase en los terminales del condensador.*
- *Sistema de refrigeración: deberá contar con una adecuada estructura de enfriamiento para eliminar el calor causado por pérdidas eléctricas y mecánicas (p. ej., viento, fricción e I^2R). El tipo de tecnología del sistema de refrigeración sea esta mediante circulación de aire, gas de hidrógeno presurizado o agua, deberá seguir las recomendaciones del fabricante dependiendo de la capacidad del condensador síncrono.*
- *Volante inercia: disco/cilindro giratorio que está conectado al eje del rotor, que aumenta la inercia del condensador síncrono.*
- *Obra Civil asociada: El diseño de la estación dependerá del tamaño del condensador síncrono, el sistema de arranque elegido, el transformador, el patio de maniobras y el punto de conexión. Además, el entorno ambiental dictará los requisitos del sistema auxiliar y de refrigeración, lo que define la obra civil asociada al proyecto.”*

Se destaca la obligación de tener un volante de inercia. Este debe cumplir los siguientes requisitos:

“El volante de inercia deberá estar conectado al eje del rotor, el cual requiere de un rodamiento adicional para su funcionamiento. En general el diseño contemplará lo siguiente:

- *Se deberá comprobar que el diámetro del volante diseñado no supera el valor límite donde se superen las tensiones mecánicas admisibles por la máquina. Para esto, en etapa de diseño, será necesario evaluar al detalle la integridad de la máquina en operación normal y falla.*

- *Se deberá tener en cuenta el comportamiento térmico del volante, principalmente se verificarán las pérdidas por fricción de aire directamente relacionadas a la velocidad tangencial del volante y, por ende, a su diámetro. Deberá verificarse con precisión el aumento de temperatura, para predecir un sobrecalentamiento excesivo.*
- *Deberá considerar la utilización de una cámara de vacío para reducir las pérdidas por fricción del aire. Esta cámara no puede contener los rodamientos, para evitar que las bombas de vacío absorban el vapor de aceite, para esto debe tener un correcto sello.*
- *Se deberá contemplar en la solución un sistema de refrigeración forzado para la cámara de vacío que solucione los problemas de convección debido al vacío.*
- *Se deberá calcular en etapa de diseño el comportamiento torsional mediante simulaciones de la combinación rotor – flywheel, con esto se deberán verificar los límites de tensión mecánica que garantizan la integridad de toda la línea del eje para las peores contingencias del sistema.*
- *Se deberá realizar en etapa de diseño una verificación de esfuerzos laterales basado principalmente en el análisis modal y la respuesta dinámica, para evitar frecuencias naturales en el rango de los valores nominales y simular las amplitudes de vibración considerando un desequilibrio residual admisible.*
- *Los resultados deben estar dentro del rango admisible, como los establecidos en la norma ISO 20816.*

Las principales características por definir para la implementación del volante de inercia son los materiales constructivos, geometría, cantidad de discos y los sistemas de enfriamiento – vacío. La solución deberá ser diseñada para operar en las condiciones ambientales definidas según el punto de conexión de los condensadores.”

Anexo E: Evaluación de la oferta económica para el SC de CT.

Para realizar la evaluación económica de las ofertas económicas, se utilizan los siguientes pasos [71]:

“

- Se utilizan los Factores de Efectividad adjuntos a las presentes bases, los cuales son únicos y fijos en todo el proceso. Cada Barra de la zona de interés, tiene un conjunto de factores de efectividad, que se utilizan para referenciar el aporte a la potencia de cortocircuito (Potencia CC, ver Tabla 2) a las Barras de interés, ver Tabla 1.*
- Considerando el universo de ofertas que han pasado las respectivas etapas de evaluación administrativas y técnicas, se generará una lista de los Proyectos Ofertados, considerando:*

Nombre Proyecto	Valor Total del Proyecto [USD]	Barra Conexión	Potencia Cortocircuito en Barra Conexión [MVA]
<i>Proyecto A_{Barra j}</i>	<i>Valor Proyecto A_{Barra j}</i>	<i>Barra j</i>	<i>XABarra j</i>
<i>Proyecto B_{Barra j}</i>	<i>Valor Proyecto B_{Barra j}</i>	<i>Barra j</i>	<i>XBBarra j</i>
<i>Proyecto C_{Barra k}</i>	<i>Valor Proyecto C_{Barra k}</i>	<i>Barra k</i>	<i>XCBarra k</i>

...

- La Potencia de Cortocircuito (Potencia CC) de cada proyecto se referencia a través de los Factores de Efectividad a las barras donde se encuentra definido el requerimiento del SC de CT (Barras ISSCC).*

Con esto se obtendrá para cada Proyecto un vector con los siguientes datos:

Nombre Proyecto	Barra Conexión	Potencia CC Barra Conexión [MVA]	Potencia CC Barra1 [MVA]	Potencia CC Barra2 [MVA]	Potencia CC Barra3 [MVA]	Potencia CC Barra4 [MVA]
<i>Proyecto A_{Barra j}</i>	<i>Barra j</i>	<i>XABarra j</i>	<i>XABarra j_Barra1</i>	<i>XABarra j_Barra2</i>	<i>XABarra j_Barra3</i>	<i>XABarra j_Barra4</i>
<i>Proyecto B_{Barra j}</i>	<i>Barra j</i>	<i>XBBarra j</i>	<i>XBBarra j_Barra1</i>	<i>XBBarra j_Barra2</i>	<i>XBBarra j_Barra3</i>	<i>XBBarra j_Barra4</i>
<i>Proyecto C_{Barra k}</i>	<i>Barra k</i>	<i>XCBarra k</i>	<i>XCBarra k_Barra1</i>	<i>XCBarra k_Barra2</i>	<i>XCBarra k_Barra3</i>	<i>XCBarra k_Barra4</i>

...

() Barras 1, 2, 3 y 4 corresponden a: Ana Maria 220 kV, Nueva Chuquicamata 220 kV, Likanantai 220 kV, Illapa 220 kV, informadas en la Tabla 1.*

- d) Considerando la Potencia de CC indicada en el punto previo, se calcula el Valor Medio de cada uno utilizando la siguiente fórmula.

$$\text{VALOR_MEDIO_Proyecto_A_Barra } j \left[\frac{\text{USD}}{\text{MVA}} \right] = \frac{\text{VALOR Proyecto A_barra } j}{X_{\text{Barra } j_{\text{Barra } 1}} + X_{\text{Barra } j_{\text{Barra } 2}} + X_{\text{Barra } j_{\text{Barra } 3}} + X_{\text{Barra } j_{\text{Barra } 4}}} \quad (30)$$

Considerando el Valor Medio de cada Proyecto, se genera un vector de la siguiente forma:

(VALOR MEDIO_Proyecto A_Barra j , XABarra j_Barra 1 , XABarra j_Barra 2 , XABarra j_Barra 3 , XABarra j_Barra 4)

- e) Se ordenan los vectores generados en punto anterior, en orden ascendente en función del VALOR MEDIO del Proyecto.
- f) Se llena la curva de demanda de Potencia de CC en cada barra usando proyectos ordenados por su Valor Medio. Con esto, se obtiene una Combinatoria de Proyectos que permite cubrir requerimiento definido, ya sea de manera total o parcial, a un determinado Valor Total Combinatoria, VTC. El VTC del punto previo, se obtiene sumando los Valores Totales de cada proyecto que conforman la Combinatoria ($\sum \text{VALOR Proyecto A_Barra } j$)
- g) Se ordenan los vectores del punto anterior de manera ascendente, en base al VTC.
- h) En caso de que la CNE defina un Precio Máximo para el requerimiento, se podrán adjudicar solo aquellos proyectos y/o combinatorias que cubran el requerimiento y no superen el Valor Máximo fijado por la CNE según corresponda.
- i) En caso de que exista empate entre dos o más combinatorias de proyectos, se preferirá a la combinación que tenga el mejor promedio simple de las notas asignadas para los aspectos que evalúa la oferta técnica y que se indican en el Anexo 4. Si a pesar de lo anterior, continua el empate de notas técnicas, se definirán por la combinación de proyectos que aporte mayor inercia al SEN. En caso de persistir el empate, se aplicará el mecanismo de selección al azar que escoja el Coordinador.

En el VASC de la respectiva Oferta que resulte adjudicada se considerará el estado del sistema cuando se elaboró el listado de instalaciones del Estudio de Plan de Expansión 2021. Cualquier cambio en el estado y efectos en la seguridad de servicio a la época de la conexión o puesta en servicio del proyecto, deberá ser asumido por los propietarios de las instalaciones respectivas, en la medida que son ellos los que deben dar cumplimiento a la Norma Técnica y dichos costos no estarán incluidos en el VASC a licitar del nuevo proyecto y por tanto no serán de cargo del nuevo proyecto.

El Coordinador elaborará un acta de Evaluación Económica, la cual deberá publicarse en el Portal y en el sitio web a más tardar 48 horas siguientes a su elaboración.

En dicha acta, se deberá dejar constancia de las Propuestas descalificadas por:

- a) No cumplir con las formalidades o inhabilidades establecidas en las presentes Bases;*
- b) Presentar ofertas económicas que se encuentren condicionadas o con errores;*
- c) Superar el Valor Máximo establecido por la Comisión.”*

d)

Anexo F: Evaluación económica realizada por el CEN.

La evaluación económica realizada por el CEN, descrita en “*Estudios y Requerimientos de Fortaleza de Red para el Sistema Eléctrico Nacional*” [16], donde se utiliza la solución descrita en 4.1.1. En esta se describe que la potencia instalada total de nueva infraestructura de CCSS es de 1023 MVAR, y la potencia de cortocircuito total necesaria son de 6817 [MVA]. En el caso sin proyecto, se considerará la operación forzada un conjunto de centrales térmicas entre las 9 y 19 hrs esto es en el Norte Grande. Estas unidades son las siguientes:

- Central Cochrane: CCH1 y CCH2
- Guacolda (U1, U2, U3 y U4)

Se considera una vida útil del proyecto igual a 25 años y una tasa de descuento del 6%.

Para este escenario, el valor de inversión estimado es de 255 MUSD, lo que incluye el equipamiento de los condensadores sincrónicos, la ampliación de las barras, líneas de conexión, terreno, entre otros. Además, los C.O.M.A asociados se estiman en un 1.6% del valor de inversión.

Con ello, se obtienen los siguientes resultados para la evaluación económica (valor presente):

- | | |
|---|---------------------|
| • Reducción de costos de operación y fallas del sistema | US\$ 970,8 millones |
| • Costos de inversión, operación y mantenimiento | US\$ 268,3 millones |
| • Beneficios netos (VAN) | US\$ 701,5 millones |

Anexo G: Análisis de sensibilidad casos de estudio capítulo 5.

En el caso de los costos incurridos por el SEN en el escenario sin proyectos, se utiliza un porcentaje de aumento del valor promedio variante, donde se varia desde un 5% a un 50%, esto se resume a continuación:

Tabla 21: Dinero incurrido por el SEN en el caso sin proyectos, utilizando distinto porcentajes de aumento a 25 años.

Porcentaje de aumento en 25 años [%]	Dinero incurrido por el SEN s/proyectos [MMCLP]
5	715
10	746
15	778
20	809
25	840
30	871
35	903
40	934
45	966
50	997

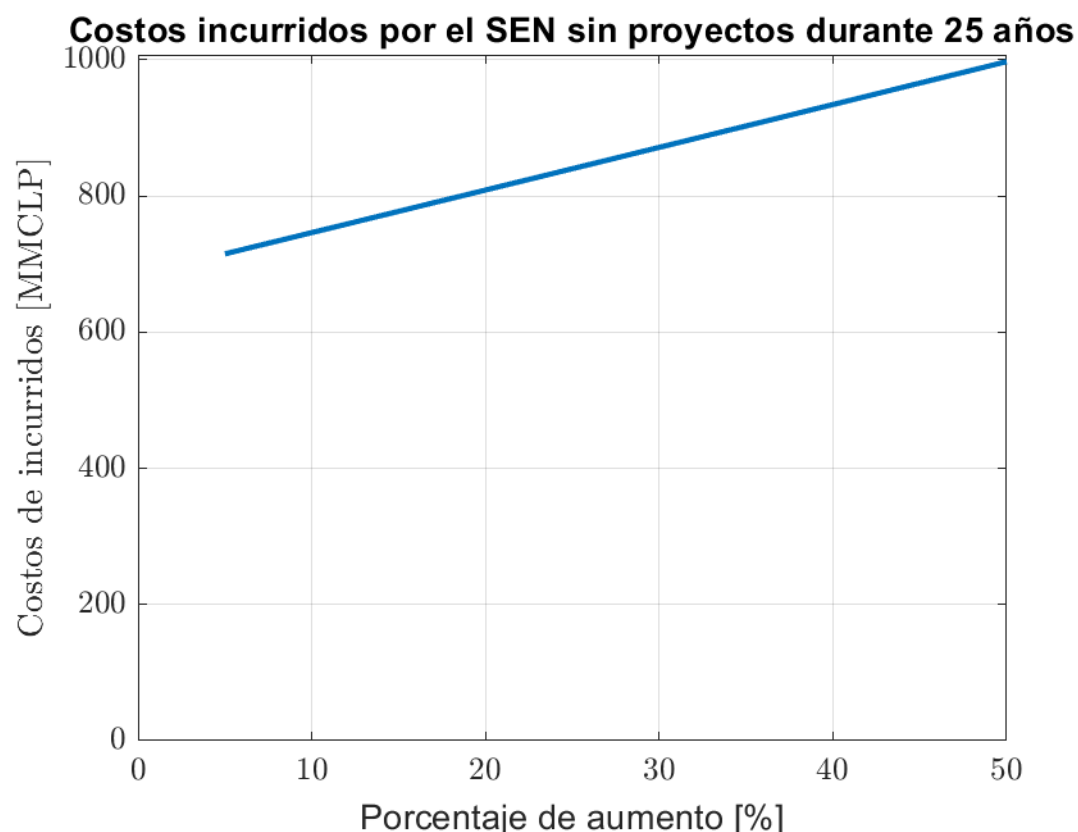


Ilustración 35: Costos incurridos por el SEN sin proyectos en función de su porcentaje de aumento.

Se observa que existe una relación lineal, es decir, mientras más aumente este valor mayor va a ser el costo incurrido.

Tabla 22: Costos por infraestructura de los casos 1,2,3,4 y 5 para distintos porcentajes de datos utilizados.

Porcentaje de datos [%]	Caso 1			Caso 2		
	Costos GFM+BESS [MMCLP]	Costos CCSS [MMCLP]	Inercia total [MWs]	Costos GFM+BESS [MMCLP]	Costos CCSS [MMCLP]	Inercia total [MWs]
5	152,57	0	7146	107	73	10431
10	158,85	0	6801	111	75	10279
15	162,97	0	9940	114	78	11182
20	158,06	0	9897	111	81	11126
25	155	0	11000	109	81	11757
30	156,81	0	11428	110	84	12000

	Caso 3	Caso 4
--	--------	--------

Porcentaje de datos [%]	Costos GFM+BESS [MMCLP]	Costos CCSS [MMCLP]	Inercia total [MWs]	Costos GFM+BESS [MMCLP]	Costos CCSS [MMCLP]	Inercia total [MWs]
5	76	122	12621	46	170	14811
10	79	126	12598	48	176	14916
15	81	129	12010	49	181	12838
20	79	134	11944	47	188	12763
25	78	135	12262	47	188	12767
30	78	140	12381	47	197	12762

Porcentaje de datos [%]	Caso 5		
	Costos GFM+BESS [MMCLP]	Costos CCSS [MMCLP]	Inercia total [MWs]
5	0	243	18096
10	0	251	18394
15	0	259	14081
20	0	268	13992
25	0	269	13525
30	0	281	13334

Esto se resumen en el siguiente gráfico:

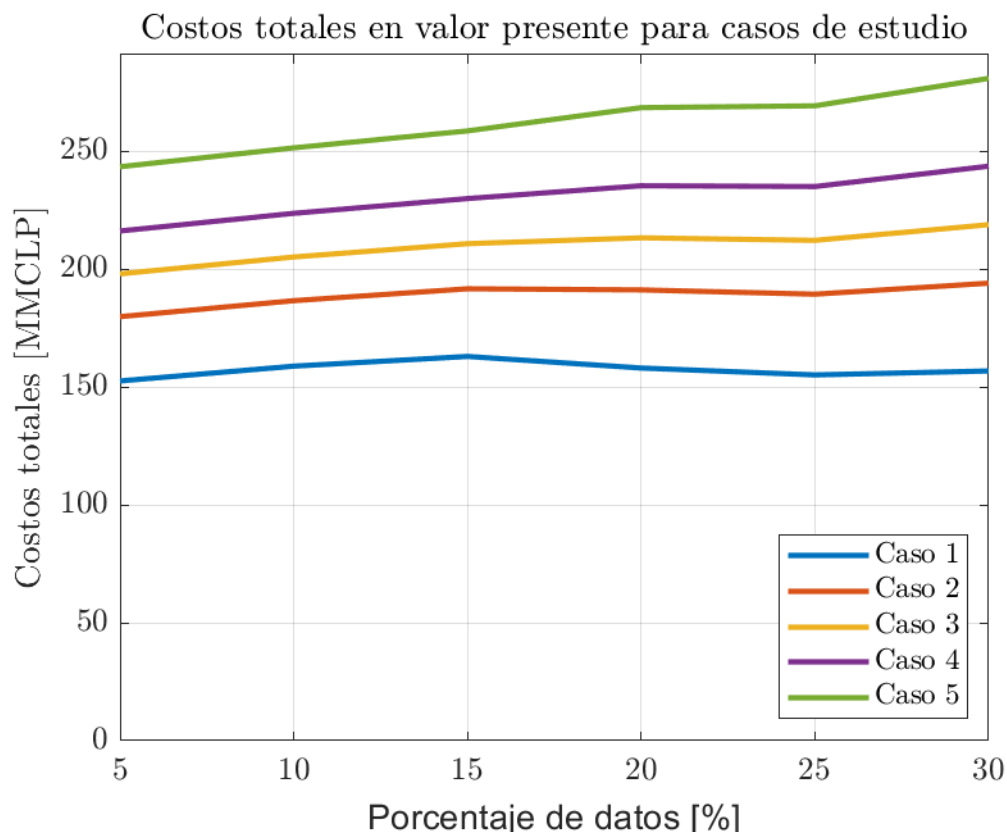


Ilustración 36: Costos totales en valor presente para los casos de estudios, en función del porcentaje de datos utilizados.

Se observa que no hay una variación grande en cuanto al costo de la infraestructura, pero si existe. Por tanto, se realiza un análisis de sensibilidad del VAN. Para ello, se considera el primer y último valor de los costos para cada uno de los casos y se calcula su variación. Estos se resumen a continuación:

Tabla 23: Análisis de sensibilidad de los costos totales en valor presente para la evaluación económica.

Caso de estudio	VAN [MMCLP]	VAN 2 [MMCLP]	Sensibilidad
Caso 1	625,43	615,03	1,7%
Caso 2	598,17	583,97	2,4%
Caso 3	580,00	559,15	3,6%
Caso 4	561,83	534,33	4,9%
Caso 5	534,57	497,10	7,0%

Es decir, el porcentaje que acompaña a cada uno de los casos de estudio indica la variabilidad que posee este dato con respecto a los datos extraídos de la licitación del reino unido.