



“Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional”.

Informe Definitivo

Mayo 2023

Preparado para:



Contenido

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	6
2 ABREVIATURAS	9
3 INTRODUCCIÓN.....	11
4 OBJETIVOS.....	15
4.1 Objetivo General	15
4.2 Objetivos Específicos.....	15
5 MARCO TEÓRICO.....	16
5.1 Robustez en los sistemas eléctricos de potencia.....	16
5.1.1 Niveles de cortocircuito (SCL).....	16
5.1.2 Inercia sistémica	17
5.1.3 Rol de los GS en los SEP.....	19
5.2 Características clave de las ERNC-CC.....	19
5.3 Efectos de las ERNC-CC en la robustez de los SEP	21
5.4 ERNC-CC y estabilidad de los SEP	22
5.4.1 Clasificación de estabilidad en SEP dominados por ERNC-CC	22
5.4.2 Estabilidad de tensión y transitoria de ángulo.....	24
5.4.3 Estabilidad de frecuencia	27
5.4.4 Nuevos fenómenos de estabilidad.....	29
5.4.5 Inestabilidad asociada al PLL	32
5.5 Alternativas tecnológicas existentes.....	34
5.5.1 Alternativas para incrementar los niveles de CC.....	34
5.5.2 Alternativas para incrementar los niveles de inercia	37
5.5.3 Análisis de costos de las tecnológicas para proyectos futuros o existentes	39
5.5.4 Conclusiones.....	45
6 EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	46
6.1 Introducción.....	46
6.2 Revisión de indicadores para cuantificar robustez en SEP	46
6.2.1 Indicadores para niveles de cortocircuito.....	46
6.2.2 Indicadores para inercia.....	48
6.3 Revisión de normativas relacionadas	55
6.3.1 España.....	55
6.3.2 Australia	63
6.3.3 Estados Unidos.....	81

6.4	Resumen de experiencia internacional.....	84
7	DIAGNÓSTICO DE LA ROBUSTEZ DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	87
7.1	Propuesta Expansión de la Transmisión 2022.....	87
7.2	Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el SEN.....	91
7.3	Informe de Servicios Complementarios año 2023.....	93
8	ANÁLISIS NORMATIVO DE PROPUESTAS METODOLÓGICAS E IDENTIFICACIÓN DE BRECHAS REGULATORIAS.....	94
8.1	Implementación mediante normativa técnica.....	95
8.1.1	Etapas del Desarrollo normativo.....	96
8.2	Incorporación mediante Servicios Complementarios.....	96
9	RECOMENDACIONES FINALES.....	98
9.1	Introducción.....	98
9.2	Medidas correctivas para condiciones de red débil.....	98
9.3	Ley, normativa y planificación de la red.....	101
9.4	Desafíos Futuros.....	104
10	CONCLUSIONES.....	106
11	ANEXOS.....	109
11.1	Requerimientos Reglamento UE 2017/1485.....	109
11.1.1	Artículo 38 Seguimiento y evaluación de la estabilidad dinámica.....	109
11.1.2	Artículo 39 Gestión dinámica de la estabilidad.....	110
11.2	Requerimientos Normativos de Inercia establecidos en las NER – Australia	111
11.2.1	5.20.4 Metodología de requisitos de inercia.....	111
11.2.2	5.20B.1 Límites de las subredes de inercia.....	111
11.2.3	5.20B.2 Requisitos de inercia.....	112
11.2.4	5.20B.3 Déficit de inercia.....	112
11.2.5	5.20B.4 Proveedor de servicios de inercia para poner a disposición servicios de inercia.....	113
11.3	5.20.4 Metodología de requisitos de fortaleza de la red (corto circuito)	118
11.3.1	5.20C.1 Requisitos de fortaleza del sistema.....	118
11.3.2	5.20C.2 Déficit de Nivel de Cortocircuito.....	119
11.3.3	5.20C.3 Proveedor de servicios de fortaleza del sistema para poner a disposición servicios de fortaleza del sistema.....	119
11.3.4	5.20C.4 System strength services information and approvals.....	121

12 REFERENCIAS 124

Agradecimientos a la Comisión Nacional de Energía por su permanente colaboración en el desarrollo de este estudio.

Publicado por energiE para la CNE.

Este estudio fue desarrollado por los siguientes profesionales (en orden alfabético): Sebastián Campos, Ricardo Henríquez, Claudia Rahmann y Danilo Zurita.

Mayo, 2023.

www.energiE.cl / Badajoz 130, Oficina 1201, Santiago, Chile.

No se permite la reproducción total o parcial ni el almacenamiento en un sistema informático, ni la transmisión de cualquier forma o medio, electrónico, fotocopia, registro u otros medios sin el permiso previo y por escrito de los titulares del Copyright.

Para citar este documento: energiE, “Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional”, 2023.

1 Resumen Ejecutivo

Sistemas de potencia que operan con altos niveles de penetración de Energías Renovables Variables basados en convertidores (ERNCC-CC), tienen importantes desafíos operativos y de planificación, esto debido principalmente a que la alta presencia de ERNC-CC, sumado a los procesos de descarbonización que se están promoviendo en diferentes países, disminuyen los niveles de cortocircuito en las barras del sistema, y además reducen el nivel de inercia sistémica. El primer punto lleva a sistemas más propensos a inestabilidades y problemas de regulación de tensión, y la pérdida de inercia implica efectos en la estabilidad de frecuencia. Sistemas con baja “robustez” lidian con grandes desviaciones de la frecuencia durante desbalances entre oferta y demanda de energía, transformando la dinámica del sistema (más rápida y compleja de controlar).

La solución a esta nueva realidad operativa viene de la mano de diferentes herramientas, algunas bastante maduras y otras actualmente en desarrollo o reciente aparición. Todas las alternativas se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- Refuerzos clásicos de la red.
- Equipamiento basado en convertidores.
- Cambios de control.

Estas soluciones tienen distintos efectos sobre el problema a solucionar, y también distintos costos. Que tan efectiva pueden ser cada una de estas alternativas depende de que tan temprano se hace cargo la normativa técnica y la planificación del sistema de ir incorporando las soluciones antes mencionadas, y de analizar oportunamente los distintos escenarios operativos que se darán por la alta penetración de ERNC-CC y la disminución del aporte de inercia y nivel de cortocircuito debido a la salida de generación sincrónica clásica. De todas maneras, cualquier medida a adoptar en el sistema requiere de exhaustivos estudios sistémicos que involucren todas las variables bajo análisis.

Los primeros pasos para llevar a cabo el análisis del estado del nivel de cortocircuito e inercia del sistema deben ser orientados a definir las métricas y los umbrales que determinarán dichas evaluaciones. En este sentido, investigadores y académicos han puesto a disposición investigación y desarrollo que ayuda a incorporar el efecto de la nueva composición del parque generador en la cuantificación de ambos parámetros antes mencionados.

En el caso del nivel de cortocircuito, la expresión clásica de SCR ha evolucionado para poder incorporar el efecto de la presencia de ERNC-CC. De ahí deriva el índice “*Relación de cortocircuito equivalente (ESCR)*”, que permite considerar equipamiento cercano basado en convertidores, acoplamiento entre barras cercanas, otros elementos “no activos de la red” (SVC, STATCOM, etc.) y también el análisis de plantas de generación en grandes áreas: Una de las dificultades de la aplicación de este método, ya utilizado por operadores como Red Eléctrica España y el Coordinador Eléctrico Nacional, es establecer correctamente el área de influencia del parque generador sobre un punto de conexión en particular. Esta herramienta da un primer paso en ese sentido, sin perjuicio de que se deben realizar estudios exhaustivos para poder establecer adecuadamente las métricas y zona de influencia que permitan determinar los efectos del bajo nivel de cortocircuito en el sistema.

En materia de inercia el principal efecto que ocurre en sistemas con alta integración de ERNC-CC corresponde a que se incrementa la tasa de variación de la frecuencia, o RoCoF, generando con ellos posibles problemas de estabilidad producto de que ciertos elementos del sistema eléctrico podrían no soportar tasas de variación tan elevadas.

Dicho lo anterior, ha habido esfuerzos académicos para establecer metodologías que ayuden anticipar el efecto de la alta penetración de ERNC-CC en la planificación de sistemas eléctricos, y por otra parte también operadores de sistemas a nivel internacional han tomado medidas para ir monitoreando la inercia del sistema en tiempo real, y así determinar la operación del parque generador en función de mantener el parámetro en condiciones *ad hoc* de seguridad de suministro.

Los códigos de red han ido evolucionando y han incorporado metodologías y recomendaciones para la medición de estos parámetros. Es así como España, Australia y EE. UU. (en específico Texas) han ido definiendo herramientas y estrategias para analizar el nivel de cortocircuito del sistema, y el comportamiento de la inercia sistémica. Sin embargo, el desafío de la alta penetración de ERNC-CC no solo implica la correcta medición y evaluación de inercia y cortocircuito, sino también establecer las características de la infraestructura que proveerá dichos parámetros (inercia y cortocircuito). En un escenario hipotético de penetración total de tecnologías basadas en convertidores, sin la existencia de generación sincrónica, no basta con estimar bien el parámetro, sino que también definir las exigencias que deben cumplir los nuevos proveedores de inercia y cortocircuito. Toda aquella infraestructura que pueda prestar servicios de inercia y cortocircuito (condensadores sincrónicos, inversores grid-forming, etc.), que se encuentren en operación o en proceso desarrollo, podrán ser contenidas en las exigencias de los códigos de red futuros, ampliando la base de prestadores, y así, manteniendo señales de neutralidad tecnológica, determinar los estándares que cada uno de ellos debe proveer al sistema eléctrico.

Por el momento no hay código de red internacional que incorpore exigencias a los convertidores grid-forming, existiendo actualmente trabajos de recopilación de antecedentes y experiencia práctica de las características de estos dispositivos. Ejemplo de esto último es el caso del Reino Unido, que en el año 2020 publicó los primeros borradores de recomendaciones de especificaciones técnicas para convertidores grid-forming. Es por ello por lo que el desafío de la adaptación de la normativa técnica va por dos frentes: definir la necesidad correctamente, a través de adecuados indicadores de inercia y cortocircuito que permitan conocer el real estado del sistema; y establecer las características técnicas y de desempeño que debe cumplir la infraestructura proveedora de estos atributos.

De todas maneras, los operadores de sistema han ido tomando decisiones en función de la robustez del sistema, incorporando nuevos esquemas operativos o evaluando la necesidad de contar con infraestructura específica que aumente la robustez. Es el caso de Chile, donde el CEN ha analizado la operación en un horizonte de mediano plazo, detectando la necesidad de condensadores sincrónicos en su Informe de Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022, y en el Informe de SSC del mismo año. Esto demuestra la necesidad de que la regulación técnica incorpore procedimientos que evalúen la robustez del sistema y definan los requisitos necesarios para la posible infraestructura prestadora de dicho servicio.

Para lograr eficiencia económica en la prestación de estos recursos, es de suma relevancia el papel de la planificación del sistema (tanto en lo respectivo al proceso de expansión de la transmisión como también la definición de características con las que debe contar el parque generador futuro) en el levantamiento temprano de las necesidades de niveles de cortocircuito e inercia. De esta forma la normativa técnica podrá incorporar las exigencias respectivas, y así convertir la prestación de ambos elementos en servicios sistémicos, dejando la provisión de necesidades de corto plazo en manos del mercado de servicios complementarios.

Por ello es relevante incluir explícitamente dentro de los objetivos de la planificación de la transmisión criterios de robustez sistémica, que además habiliten la incorporación de tecnología e infraestructura tradicional y “no tradicional” que contribuyan a mitigar debilidades de la red. Esto debe ser determinado bajo procedimientos y metodologías que sean precisas en su objetivo de identificar áreas débiles del sistema, y al mismo tiempo ser lo suficientemente flexibles para incorporar el dinamismo y evolución del sistema, y por ende que todas las herramientas disponibles tengan por objetivo fortalecer la red para una operación con alta integración de ERNC-CC.

2 Abreviaturas

- AEMO: Australian Energy Market Operator.
- AEMC: Australian Energy Market Commission.
- BESS: del inglés “Battery Energy Storage System”.
- CNE, Comisión: Comisión Nacional de Energía.
- CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y Competencia.
- Coordinador: Coordinador Eléctrico Nacional.
- CPF: Control primario de frecuencia.
- CS: condensadores sincrónicos.
- CSP: centrales de concentración solar.
- DER: del inglés “Distributed Energy Resources”.
- EDAC: esquemas de desconexión automática de carga.
- EDACxBF: esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia.
- EDAG esquemas de desconexión automática de generación.
- EMT: del inglés “electromagnetic transient”.
- ERCOT: Electric Reliability Council of Texas.
- ERNC: energías renovables no convencionales.
- ERNC-CC: ERNC con convertidor.
- ERV: Energías renovables variables.
- FACTS: del inglés “Flexible AC Transmission Systems”.
- FFR: del inglés “fast requeency response”.
- FRT: del inglés “fault ride through”.
- GS: generadores sincrónicos.
- HQ: Hydro-Québec.
- HVDC: del inglés “high voltage direct current”.
- IBR: del inglés “Inverter based resources”.
- IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE por sus siglas en inglés).
- IRENA: International Renewable Energy Agency.
- MPE: Módulos de Parques Eléctricos.
- MPP: del inglés “Maximum Power Point”.
- NEM: del ingles “National Electricity Market”.
- NER: del inglés “National Electricity Rules”.
- NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- PCC: del inglés “Point of common coupling”.
- PLL: del inglés “phase-locked loop”.
- PMU: del inglés “Phasor measurement unit”.
- RoCoF: del inglés “Rate of Change of Frequency”.
- SCADA: del inglés “Supervisory Control and Data Acquisition”.

- SCL: del inglés “Short Circuit Level” (nivel de cortocircuito en una barra dada).
- SCRIF: del inglés “Short Circuit Ratio with Interaction Factors “.
- SEN: Sistema Eléctrico Nacional.
- SEP: Sistemas eléctricos de potencia.
- SSCC: Servicios Complementarios.
- STATCOM: del inglés "static synchronous compensator".
- SVC: del inglés "Static var compensator".
- TSO: del inglés “Transmission System Operator”.
- WAMS: del inglés “Wide Area Measurement System”.

3 Introducción

“El cambio de paradigma en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) ya está en marcha”.

El paradigma tradicional de los SEP en el que grandes centrales de generación abastecen desde lugares remotos a los centros de carga ha cambiado radicalmente en los últimos años. La generación de energía eléctrica en base a ERNC ya es una realidad confirmada por miles de GWh generados anualmente a nivel mundial. Solo entre los años 2012 y 2021, la capacidad instalada mundial de ERNC-CC como la energía solar fotovoltaica y eólica, aumentó de 1,2 TW a 3,0 TW [1], mostrando un crecimiento promedio anual de 8,9%. Entre los factores que han facilitado este cambio de paradigma destacan la madurez tecnológica, la disminución en los costos de inversión, y las distintas políticas energéticas adoptadas alrededor del mundo para incentivar la generación en base a ERNC. En el contexto nacional, la meta es que Chile alcance un 80% de generación en base a energías renovables al año 2030 y un 100% al 2050 [2]. En la actualidad, Chile ya cuenta con una capacidad instalada de 10.135 MW en ERNC-CC incluyendo generación fotovoltaica y eólica, lo que equivale a un 33% de la capacidad instalada total de generación en el país [3].

“La transición de SEP dominados por generadores sincrónicos hacia sistemas con altos niveles de ERNC con convertidor llevará a sistemas inherentemente débiles y propensos a inestabilidad”.

Durante los últimos años, diferentes estudios y experiencias prácticas han mostrado que la transición de SEP dominados por GS a sistemas con altos niveles de ERNC-CC requerirá superar importantes desafíos técnicos y tecnológicos [4][5][6][7][8]. Si bien los desafíos cubren un amplio espectro, los temas asociados a la estabilidad y control de los SEP serán un pilar fundamental para lograr una transición energética segura [8][9][10][11][12][13].

Históricamente, la robustez de los SEP frente a diferentes contingencias se ha asegurado gracias al aporte de una gran cantidad de GS distribuidos por toda la red [11], [14]. Durante contingencias, estas máquinas giratorias proporcionan naturalmente altas corrientes de falla, respaldando así la estabilidad de los SEP y su recuperación después del despeje de la falla [9]. De esta forma, las zonas robustas de los SEP generalmente se encuentran en áreas cercanas a la generación sincrónica convencional, mientras que zonas débiles, con bajos niveles de cortocircuito e inercia, suelen estar lejos de los centros de generación [13], [15], [16]. En este contexto, una de las mayores preocupaciones del sector frente a altos niveles de ERNC-CC radica en la disminución de la robustez de los SEP [11],[14][15][16][17][18]. A medida que la generación sincrónica convencional es desplazada por ERNC-CC, la falta de respuesta inercial y limitada capacidad de aporte de corrientes de cortocircuito de estas tecnologías [9][10][11][13] llevan a una disminución de la robustez de los SEP.

El término “robustez” se utiliza para caracterizar el desempeño dinámico de los SEP bajo diferentes condiciones de operación. Entrega una idea de qué tan bien un SEP es capaz de soportar diferentes contingencias manteniendo un comportamiento estable. En los SEP convencionales, los indicadores más utilizados para cuantificar la robustez son la inercia sistémica y los niveles de cortocircuito.

- El nivel de cortocircuito de una barra representa la “rigidez” del voltaje en dicha barra [5], [6]. Mientras mayor sea su valor, mayor será su robustez, lo que implica que su tensión no se desviará significativamente ante pequeñas perturbaciones [14]. SEP con niveles de

cortocircuito altos indican sistemas robustos, capaces de enfrentar diferentes contingencias con una alta probabilidad de mantener un comportamiento estable [6], [7], [13].

- La inercia de los SEP es un parámetro clave en el desempeño dinámico de la frecuencia. Durante los primeros segundos después de un desbalance entre carga y generación (debido a pérdida de generación), la frecuencia se modifica a una tasa determinada principalmente por la inercia: mientras mayor sea la inercia del sistema, más lento variará su frecuencia en el caso indicado. De esta forma, la inercia es una medida de qué tan bien un SEP es capaz de soportar desbalances de potencia sin pérdida de suministro y manteniendo un comportamiento estable de la frecuencia [11], [12], [17].

SEP poco robustos son sistemas difíciles de controlar y propensos a experimentar comportamientos inestables [8][9][10][11][12][13][19][20][21]. Los problemas de estabilidad en SEP débiles con bajos niveles de cortocircuito e inercia, pueden manifestarse de diferentes formas y en distintas ventanas de tiempo [9][10][11], abarcando desde fenómenos clásicos como inestabilidad de tensión, ángulo y frecuencia [9],[11], hasta nuevos fenómenos rápidos asociados a los sistemas de control de los convertidores de las ERNC-CC [9][10][11][13][22][23][24][25]. Durante contingencias, los SEP débiles con bajos niveles de cortocircuito pueden experimentar voltajes extremadamente bajos en zonas amplias de la red, dificultando la recuperación de las tensiones después del despeje de la falla [15][26][27]. Asimismo, caídas de voltaje severas pueden acelerar considerablemente los rotores de los GS cercanos, pudiendo desencadenar su pérdida de sincronismo [28][29][30]. De esta forma, SEP débiles con bajos niveles de cortocircuito son sistemas más propensos a enfrentar inestabilidades de tensión y pérdida de sincronismo de sus generadores. En el caso de desbalances entre carga y generación, los SEP con bajos niveles de inercia pueden mostrar tasas de cambio de frecuencia pronunciadas y grandes excursiones de frecuencia [17][31][32][33]. Lo anterior puede conducir a la activación de esquemas de desconexión de carga o generación, comprometiendo el suministro de energía a la población y la estabilidad de frecuencia del sistema [17][33][34]. En cuanto a los nuevos tipos de inestabilidad que surgen en caso de altos niveles de ERNC-CC [9], varias experiencias prácticas a nivel mundial [35][36][37] han mostrado que los SEP débiles con bajos niveles de cortocircuito son mucho más propensos a enfrentar este tipo de problemas [26][36][38]. En particular, el correcto desempeño dinámico las centrales ERNC-CC operando en modo grid-following durante contingencias requiere de una referencia de voltaje estable en su punto de conexión [5]. A medida que los niveles de cortocircuito de la red disminuyen, la referencia de voltaje se vuelve menos estable pues las sensibilidades de la tensión a cambios en los flujos de potencia aumentan [5][8][39]. En dichas circunstancias, es mucho más probable que surjan inestabilidades asociadas al PLL (por sus sigla en inglés “phase-locked loop”) o a los lazos internos de corriente de los convertidores [5][40][41][42][43].

“La transición energética del sistema chileno será extremadamente desafiante en términos de estabilidad”.

En el caso chileno, los desafíos de estabilidad producto de altos niveles de ERNC-CC podrían ser extremadamente desafiantes debido a las características técnicas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En efecto, sus características de red aislada, longitudinal, poco enmallada, y con bajos niveles de inercia (incluso sin ERV) hacen que el SEN sea un sistema inherentemente débil. Más aún, el

desarrollo que han tenido las ERV en el país ha llevado a una gran concentración de energía solar en la zona norte del SEN. De hecho, de los 10.135 MW de ERV instalados en Chile, 71% se concentra en la zona norte (ver Figura 1). Considerando el potencial existente en la zona y las metas renovables a nivel nacional, se espera que dicha concentración de ERV continúe en los próximos años. Lo anterior llevará a una reducción importante de la inercia y los niveles de cortocircuito en norte del país, poniendo en peligro la seguridad y estabilidad de todo el sistema.

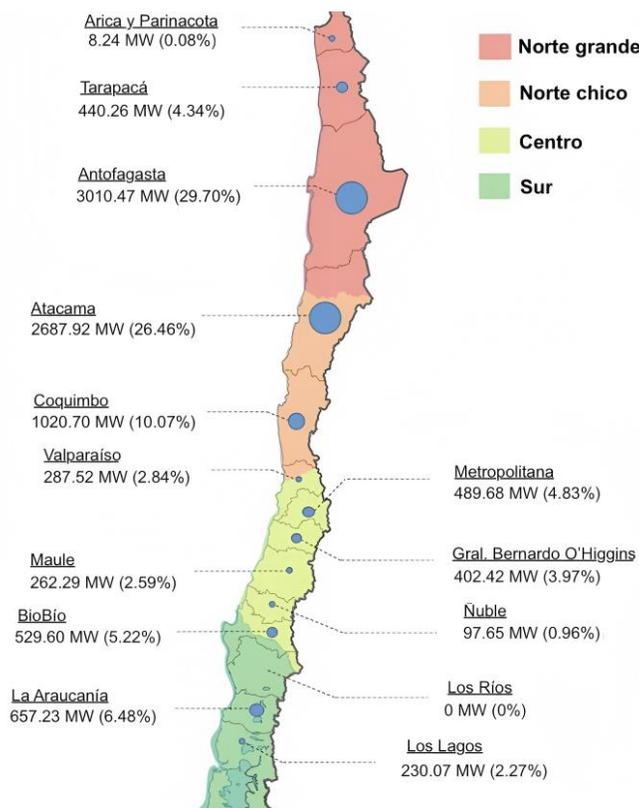


Figura 1 Distribución geográfica de ERNC-CC en Chile

Sobre este proyecto

La Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con su ley orgánica, D.L. N° 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, es el organismo técnico encargado de monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.

En el contexto de transición energética y lo establecido en la “Estrategia de flexibilidad para el sistema eléctrico nacional”, desarrollada por el Ministerio de Energía, se estableció que uno de los ejes para transitar hacia un sistema eléctrico sostenible conlleva el diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible. Una de las medidas necesarias para lograr este objetivo es determinar si se cuenta con los niveles de inercia y cortocircuito adaptados a las necesidades del sistema. Además de la estrategia de flexibilidad otro aspecto relevante es la necesidad de dar cumplimiento, tanto por la Comisión, así como el Coordinador, a lo establecido en el artículo 72°-1 de la Ley, que dispone los principios de la Coordinación de la Operación.

Conforme a lo expuesto anteriormente, el objeto del presente estudio es analizar las normativas, metodologías, métricas y buenas prácticas utilizadas internacionalmente con el objetivo de determinar cuáles se podrían implementar en el SEN para diagnosticar los niveles de potencia de cortocircuito, inercia u otra característica deseable en el sistema con el fin de identificar oportunamente las carencias, incentivar el desarrollo de tecnologías que aporten a solucionar los desafíos de inercia y potencia de cortocircuito, con el fin de que el sistema pueda operar de acuerdo con los principios de coordinación de la operación que se encuentran contenidos en la Ley. El estudio tendrá en consideración las características actuales del SEN, el mayor ingreso de centrales de tecnología renovable variable y las características técnicas de sus inversores y lógicas de control, así como el proceso de transición energética en la que se encuentra el SEN.

Al respecto, la Comisión Nacional de Energía, en adelante CNE, ha contratado a energiE para realizar un estudio con el propósito de establecer metodologías y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuitos necesarios para el SEN, entre otras características deseables que se puedan determinar a propósito del desarrollo del presente estudio. El objetivo es evaluar la necesidad de incorporar oportunamente nuevos recursos a la red y analizar la inclusión de estos a través de los diferentes mercados o segmentos, entre ellos el mercado de Servicios Complementarios (SSCC), expansión de la transmisión, según lo permita la regulación vigente.

4 Objetivos

4.1 Objetivo General

De acuerdo con lo indicado por la CNE en las Bases de Licitación, el objetivo general del estudio es especificar las metodologías, métricas o buenas prácticas con las que se cuantifican, a nivel internacional, los niveles de inercia o potencia de cortocircuito por barra de los sistemas eléctricos.

Las metodologías antes mencionadas deben establecer los guarismos o estándares, que permitan definir las carencias del SEN con respecto a la potencia de cortocircuito o inercia. Junto con ello, se debe identificar las tecnologías presentes en el mercado que permitan satisfacer de manera más eficiente el requerimiento de inercia y potencia de cortocircuito por barra, considerando la transición energética del SEN.

4.2 Objetivos Específicos

De acuerdo con lo indicado por la CNE en las Bases de Licitación, los objetivos específicos del presente estudio se establecen a continuación:

OE1. Realizar un levantamiento, en distintos mercados internacionales, la academia, agencias u organismos reconocidos internacionalmente, según corresponda, de las exigencias normativas, metodologías o métricas que permiten establecer los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para un sistema eléctrico, en un contexto de transición energética, de modo de dar cumplimiento a los principios de coordinación establecidos en la Ley. Se debe investigar las características de los mercados donde se han aplicado estas técnicas y las particularidades esenciales que influyen en la validez del uso de los guarismos que establecen las metodologías, métricas o buenas prácticas.

En virtud de lo anterior, se debe realizar una propuesta justificada de las exigencias normativas, metodologías o métricas, según corresponda, y de los guarismos de estas para determinar cuándo las características de inercia y potencia de cortocircuito son insuficientes para dar cumplimiento a los principios de coordinación de la operación, además se debe señalar como los diferentes índices pueden aumentar o disminuir las exigencias de infraestructura necesaria para el sistema. Esta propuesta debe considerar al menos las características sistémicas proyectadas que tendrá el SEN entre el año 2025 y año 2030.

OE2. Analizar los motivos y factores de las metodologías, métricas o buenas prácticas que inciden en los montos de infraestructura necesarios para cubrir los requerimientos, establecidos en función de los guarismos de cada metodología, para asegurar una operación eficiente y segura del sistema. Este objetivo se solicita para las metodologías o métricas más acordes para el SEN y definidas en el objetivo específico N°1.

OE3. Analizar las metodologías propuestas para el SEN y la necesidad de realizar adecuaciones a estas, en atención con el aporte que podrían entregar a la inercia o nivel de cortocircuito por barra, las plantas de ERNC-CC usando inversores grid-forming o similares, así como equipos FACTS y sistemas de almacenamiento en base a convertidores en las distintas zonas del país.

5 Marco teórico

5.1 Robustez en los sistemas eléctricos de potencia

En los sistemas eléctricos de potencia, el término “robustez” se utiliza típicamente para caracterizar, en términos generales, el desempeño dinámico de un sistema ante diferentes condiciones de operación, incluyendo operación normal y contingencias [44]. Este concepto da una idea de qué tan bien el sistema es capaz de soportar diferentes perturbaciones y mantener un comportamiento estable [14][15][16][44]. Los SEP robustos son redes “fuertes”, con tensiones y frecuencias “rígidas”, capaces de soportar contingencias sin perder estabilidad. Para cuantificar la robustez de los SEP, los indicadores comúnmente utilizados son el nivel de cortocircuito en una barra dada (SCL por sus siglas en inglés) y la inercia sistémica (H_{sys}).

5.1.1 Niveles de cortocircuito (SCL¹)

El nivel de cortocircuito en una barra i es un indicador local de la robustez del sistema en dicha barra: Mientras más alto es su valor, mayor será la robustez de la red de dicho punto [14][15][16]. El SCL en una barra i está directamente relacionado con la sensibilidad de la tensión en la barra (dV_i/dP_i y dV_i/dQ_i), entregando, por ende, una medida de la *rigidez* del voltaje en dicho punto de la red [15]. De esta forma, una barra con un SCL alto indica una barra “fuerte”, cuya tensión no variará significativamente ante pequeñas perturbaciones. Por el contrario, si el nivel de SCL de una barra es bajo, la tensión de la barra cambiará de manera importante frente a perturbaciones, incluso frente a pequeños cambios en los flujos de potencia [6][8]. De esta forma, los SEP con niveles de cortocircuito altos tienden a ser sistemas “robustos”, con voltajes poco sensibles a pequeñas perturbaciones por lo que la regulación de tensión no impone grandes desafíos [14]. Esto se debe a que las impedancias serie de los sistemas robustos son relativamente bajas y, por ende, las sensibilidades de los voltajes a cambios en los flujos de potencia también [15].

El valor del SCL en una determinada barra depende de las características eléctricas del sistema, “vistas” desde dicha barra de la red [44]. Entre los principales factores que influyen en el valor del SCL de una barra se encuentran la distancia eléctrica de la barra a los centros de generación convencional y el nivel de enmallamiento en la zona donde se encuentra la barra.

- *Distancia eléctrica de la barra a los centros de generación:* Los generadores sincrónicos se encuentran entre las principales fuentes de corrientes de cortocircuito en los SEP [9][10][11]. Durante contingencias, estas máquinas giratorias aportan grandes corrientes de falla, con valores que pueden alcanzar hasta 10 veces su corriente nominal [45]. La inyección de altas corrientes de falla por parte de los GS durante contingencias puede ser vista como una respuesta “fuerte” de las máquinas ante la perturbación, intentando recuperar la operación normal del sistema y apoyando, por ende, la estabilidad del mismo [46]. De esta forma, si bien los SCL son un clásico indicador del desempeño de un SEP frente a pequeñas perturbaciones (régimen permanente), también son una buena medida de la “robustez” de la respuesta

¹ Del inglés Short Circuit Level

dinámica de un sistema durante contingencias [15][16]. De hecho, SEP con altos niveles de SCL son menos propensos a inestabilidad [46].

- *Nivel de enmallamiento de la red:* el nivel de enmallamiento en los SEP también es un factor que afecta significativamente sus niveles de SCL. Mientras más enmallado sea un sistema, es decir, mientras mayor sea su capacidad de transmisión y las conexiones entre barras de la red, mayor será su robustez [15]. Lo anterior debido a que los SEP enmallados tienen impedancias serie bajas, por lo que las sensibilidades de los voltajes a cambios en los flujos de potencia también son bajas.

5.1.2 Inercia sistémica

La inercia sistémica es uno de los parámetros fundamentales en los que se basa la operación sincronizada de los SEP [9][11]. A nivel general, inercia se define como la “resistencia” que oponen las masas giratorias de un sistema ante cambios en su velocidad de giro [10][11][12][17]. Desde la perspectiva de la estabilidad, la inercia de un SEP es un indicador de qué tan bien el sistema es capaz de afrontar desbalances de potencia manteniendo un comportamiento estable y sin pérdida de suministro a la población [11][12][17]. De hecho, la respuesta inercial de un SEP puede ser vista como un “primer freno” a la variación de frecuencia ante desbalances entre carga y generación [11][17]. En efecto, durante los primeros segundos después de un desbalance, la frecuencia de un sistema disminuirá (o aumentará) a una tasa (RoCoF por sus siglas en inglés) determinada principalmente por su inercia total H_{sys} : mientras menor sea la inercia del SEP, más rápido disminuirá (o aumentará) la frecuencia del mismo [11][12][14][17]. De esta forma, la respuesta inercial de los SEP influye directamente en la máxima desviación de frecuencia después de un desbalance entre generación y carga; afectando la activación de los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) o generación (EDAG) [11][12][17] y, por ende, la estabilidad del sistema.

La ecuación (1) muestra la dinámica de la frecuencia f de un SEP frente a un desbalance intempestivo de carga ΔP_L . Para la obtención de la ecuación, se asume un comportamiento uninodal de la frecuencia a lo largo de toda la red y se despreja el efecto amortiguador de las cargas. La ecuación (1) solo es válida durante los primeros segundos después de ocurrida la perturbación, i.e., antes que comience la acción de los reguladores de velocidad de los GS ($\Rightarrow \Delta P_m = 0$).

$$\Delta \dot{f} = -\frac{f_0}{2H_{sys}} \Delta P_L \quad (1)$$

De la ecuación se concluye que: (i) mientras mayor sea el desbalance entre carga y generación ΔP_L , mayor será la desviación de la frecuencia del sistema de su valor nominal f_0 , y (ii) mientras menor sea la inercia total del sistema H_{sys} , más rápida será la tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF) durante los primeros segundos después de un desbalance. De esta forma, la inercia de un SEP limita la tasa de cambio de la frecuencia (df/dt) durante los primeros segundos después de un desbalance de potencia, ralentizando su dinámica y facilitando así el control de la frecuencia del sistema [9][11][17]. La inercia de un sistema es, por ende, clave en el desempeño dinámico de la frecuencia durante los primeros segundos después de ocurrido un desbalance. Para ilustrar la importancia de la inercia, la figura a continuación muestra el efecto de distintos niveles de inercia en el desempeño dinámico de la frecuencia de un sistema frente a un desbalance intempestivo de carga. De la curva roja se observa que en cuando un sistema tiene bajo nivel de inercia, el RoCoF inmediatamente

después del desbalance es pronunciado, llevando a que la frecuencia mínima f_{min} del sistema sea muy baja. Por el contrario, si la inercia sistémica aumenta, el RoCoF durante los primeros segundos es menos pronunciado y la máxima desviación de frecuencia alcanzada por el sistema disminuye. De esta forma, mayores niveles de inercia disminuyen el riesgo de activación de EDAC/EDAG y, por ende, el riesgo de inestabilidad.

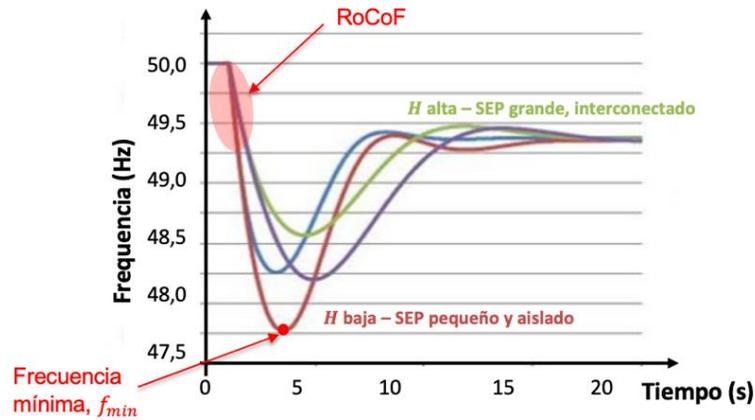


Figura 2 Frecuencia de un SEP frente a distintos niveles de inercia.

La respuesta inercial en los SEP la proveen de manera natural las masas giratorias conectadas a la red como los generadores sincrónicos y motores² [9][11]. Esta respuesta, cuya dinámica se rige por la llamada ecuación del Swing [11][12][17], no requiere de ningún tipo de control para su activación, sino que ocurre de manera “natural” inmediatamente después de un desbalance de potencia debido al acoplamiento electromecánico de los GS con la red [11][12][14]. De esta forma, frente a un desbalance intempestivo entre carga y generación, los GS de un sistema inyectarán (o absorberán) energía hacia (o desde) la red durante varios segundos, contrarrestando el desbalance de potencia y apoyando la mantención de la estabilidad [12][17]. El tiempo que dura esta respuesta inicial dependerá del retardo asociado a los reguladores de velocidad de los GS en operación [12][17]. De hecho, la respuesta inercial de las máquinas sincrónicas finaliza cuando sus reguladores de velocidad responden a la desviación de frecuencia cambiando su potencia generada (Control primario de frecuencia, CPF), acción que se mantiene hasta recuperar el balance de carga en el sistema. De esta forma, la respuesta inercial de los GS durante los primeros segundos después de un desbalance es esencial en la operación de los SEP. No sólo para reducir la tasa de variación de la frecuencia y prevenir la activación de EDAC o EDAG [17][47][48], sino también para ralentizar la dinámica de la frecuencia y hacerla, por ende, más fácil de regular [11][12][33].

² Motores sincrónicos aportan inercia al sistema, siempre cuando se conectan directamente a la red y no a través de convertidores. Para obtener el real aporte de estas máquinas al sistema, se debe catastrar con la demanda cuales de ellos se conectan de manera directa, y así modelar su aporte a la inercia de manera adecuada en los softwares de simulación respectivos.

5.1.3 Rol de los GS en los SEP

Durante décadas, la operación exitosa de los SEP se ha sustentado en las unidades de generación convencional, tanto para efectos de regulación de tensión y frecuencia en régimen permanente, como para la mantención de la estabilidad durante contingencias [9][10][11].

En régimen permanente (u operación normal), los generadores convencionales regulan su tensión en bornes a través de su sistema de excitación y responden a variaciones en la frecuencia del sistema mediante sus reguladores de velocidad [11][12]. Adicionalmente, las máquinas sincrónicas participan en el proceso de formación de la frecuencia y tensión de una red [45]. Este tipo de fuentes de generación se conoce como generadores formadores de red o grid-forming (por su nombre en inglés).

Durante contingencias, los GS aportan con altas corrientes de falla, las cuales contribuyen a recuperar las tensiones después de un cortocircuito [14][45] y la frecuencia después de un balance entre carga y generación [12][14]. Estos aportes de los GS han sido un pilar fundamental para mantener la estabilidad de los SEP convencionales [15]. Adicionalmente, en caso de una contingencia extrema que lleve a un blackout total del sistema, los GS convencionales tienen capacidad de partida en negro, es decir, la habilidad de imponer una tensión y frecuencia en la red de manera autónoma, sin requerir la acción de ningún otro equipo [45].

En términos del rol de los GS en la robustez de los SEP, se tienen dos conclusiones:

- Dado que los GS se encuentran entre las mayores fuentes de corrientes de cortocircuito, las áreas robustas de los SEP, con SCL altos, generalmente se encuentren en áreas cercanas a la generación sincrónica, mientras que las zonas débiles de la red, i.e., aquellas con SCL bajos, están lejos de los centros de generación convencional [6][16].
- En términos de frecuencia, el rol clave de la respuesta inercial de las máquinas sincrónicas en los SEP implica que mientras mayor sea la cantidad de GS conectados a la red, mayor será la robustez del sistema frente a desbalances entre carga y generación.

En síntesis, los GS son fuentes “formadoras de red” con funcionalidades clave para asegurar la estabilidad y operación de los SEP.

5.2 Características clave de las ERNC-CC

Las ERNC-CC como la generación fotovoltaica y eólica poseen características eléctricas y un comportamiento dinámico radicalmente diferentes a los GS convencionales [9][11][13][48]. Entre las principales características de estas tecnologías (que las diferencian de las tecnologías de generación convencional), se encuentran: (i) Operación desacoplada de la red, (ii) Diferencias clave en términos de control, (iii) Falta de respuesta inercial natural, y (iv) Bajos aportes de corrientes de cortocircuito durante fallas.

- *Operación desacoplada de la red:* Las ERNC-CC se conectan a los SEP a través de convertidores de potencia que las desacoplan de la frecuencia de la red [33]. Los parques fotovoltaicos y eólicos de velocidad variable requieren de etapas de conversión de corriente continua a alterna (DC/AC) o de alterna-continua-alterna (AC/DC/AC) para inyectar su potencia al sistema, lo que se logra a través de modulación PWM [11][31][33][34]. Este tipo de conexión a la red lleva a

que las ERNC-CC no respondan de manera “natural” frente a perturbaciones como lo hacen las máquinas sincrónicas convencionales y a que su contribución para mantener la estabilidad durante contingencias esté sujeta a la existencia de un lazo de control especialmente diseñado para tales efectos [9][11][17][31][49] (por exigencias de *fault ride through*, por ejemplo).

- *Diferencias clave en términos de control:* Otro factor clave que diferencia a la ERNC-CC de los GS convencionales es que la respuesta dinámica de las ERNC, así como su interacción con la red durante las contingencias, está fuertemente dictada por las características de la estrategia de control elegida y en menor medida por las propiedades físicas del convertidor [7][45]. Esto contrasta con los GS convencionales, en cuyo caso las propiedades físicas de la máquina, así como su inercia y parámetros eléctricos son los que juegan el papel más importante en la determinación de su comportamiento transitorio [7][9][11]. En este contexto, los convertidores de potencia utilizados en las ERNC-CC poseen tiempos de acción extremadamente rápidos, que van mucho más allá de la clásica ventana electromecánica de los GS convencionales [7][9][45]. La escala de tiempo asociada a los controles de las ERNC-CC varía desde unos pocos microsegundos hasta varios milisegundos, abarcando así fenómenos de onda y electromagnéticos [50]. Lo anterior implica que a medida que las ERNC-CC aumentan su nivel de penetración en la red, la dinámica de los SEP se vuelve más rápida, llevando a sistemas más complejos y difíciles de controlar.
- *Falta de respuesta inercial natural:* Debido a las características físicas de las ERNC-CC y al hecho de que éstas se conectan a la red mediante convertidores de potencia, desde la perspectiva de la frecuencia, estas centrales se comportan de manera radicalmente diferente a las unidades de generación convencional [9][11]. Entre las principales diferencias destacan que las ERNC-CC no contribuyen (aún) a la regulación de frecuencia ni a la respuesta inercial de los SEP [9][10]. Por un lado, los convertidores de potencia de las ERNC-CC generalmente se controlan para inyectar a la red la máxima potencia activa disponible (operación en el MPP), lo que provoca que no mantengan reservas para contribuir a mantener el equilibrio entre la potencia generada y la demandada (regulación de frecuencia) [9][12][33][51]. Por otro lado, las ERNC-CC no proveen respuesta inercial como los GS convencionales durante los primeros segundos después de un desbalance de potencia [9][10]. Las plantas fotovoltaicas no poseen elementos rotatorios, por lo que no cuentan con energía cinética almacenada como en el caso de las máquinas sincrónicas (si bien los paneles fotovoltaicos poseen una cierta energía almacenada en su enlace DC, en la práctica ésta es despreciable [11]). En el caso de las turbinas eólicas de velocidad variable, el convertidor desacopla total o parcialmente al generador de la red [14][33], por lo que la energía cinética almacenada en sus partes rotatorias no se aprovecha para enfrentar desbalances de potencia. Si bien la mayoría de las centrales ERNC-CC modernas tienen la opción de aportar con respuesta rápida de frecuencia (FFR por sus siglas en inglés) durante desbalances de carga, la necesidad de operar fuera del óptimo (o incorporar un equipo de almacenamiento) para tener un cierto margen de reserva, desincentiva dicho apoyo a no ser que exista un mercado de SSCC adecuado [14][33][52].
- *Bajos aportes de corrientes de cortocircuito durante fallas:* A diferencia de las máquinas sincrónicas, la contribución de corrientes de cortocircuito por parte de las ERNC-CC durante fallas usualmente se limita a valores entre 1,0 y 1,5 veces su corriente nominal [9][10][11] debido a los límites térmicos de los dispositivos de electrónica de potencia [11][33]. Estos

valores son considerablemente menores a las corrientes de falla de una máquina síncrona, las cuales pueden llegar hasta 10 veces su corriente nominal [11][45]. Más aún, los convertidores sólo pueden inyectar corrientes de falla durante un número limitado de ciclos, por lo que su aporte es aún más limitado durante contingencias de larga duración [7]. La contribución exacta de corrientes de falla que las ERNC-CC pueden aportar varía dependiendo de la falla, su duración y la condición de operación pre-falla [45][53]. La estrategia de control implementada para el proceso de *fault-ride through* en los convertidores también influye en la corriente de falla que las ERNC-CC pueden inyectar [9][11][48]. Esta es otra diferencia entre las ERNC-CC y los GS convencionales, cuya corriente de falla depende principalmente de las características eléctricas y físicas de la máquina [6][16].

A modo ilustrativo, la figura a continuación muestra la corriente de falla de un GS y una ERNC-CC en el caso de un cortocircuito. Se observa que existen diferencias importantes en términos de la magnitud de las corrientes de cortocircuito y los tiempos de acción. Mientras el GS aumenta su corriente inyectada inmediatamente después de la falla (sin retardos) a valores cercanos a 9 veces su corriente nominal, el convertidor tiene un retardo de unos 20 ms antes de incrementar su corriente a un valor de solo 1,2 veces su capacidad nominal.

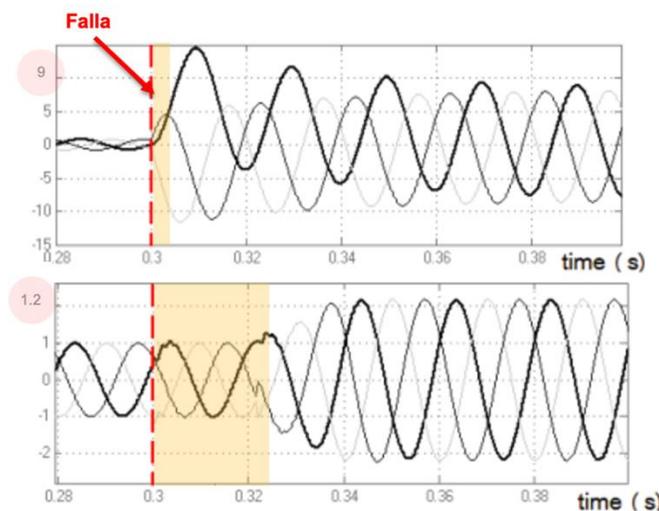


Figura 3: Corriente de falla de un GS y una ERNC-CC en el caso de un cortocircuito

5.3 Efectos de las ERNC-CC en la robustez de los SEP

En las secciones anteriores se vio el rol clave que juegan los GS convencionales en la operación de los SEP tanto en régimen permanente como durante contingencias. En términos de robustez, las máquinas síncronas se encuentran entre las principales fuentes de corrientes de cortocircuito e inercia en los SEP convencionales. Esto implica que el reemplazo de GS por ERNC-CC necesariamente lleva a una reducción de la robustez de los SEP. Por un lado, la inercia sistémica total disminuye llevando a un deterioro de la respuesta del SEP frente a desbalances de carga. Por otro lado, los niveles de cortocircuito de la red disminuyen, en especial en el área donde se reemplaza generación síncrona por ERNC-CC [6][16].

De esta forma, a medida que la penetración de ERNC-CC aumenta y desplaza GS convencionales, los niveles de cortocircuito e inercia podrían reducirse considerablemente y disminuir la robustez del SEP. Lo anterior no solo implica un empeoramiento del desempeño dinámico de los SEP tanto en operación normal como durante contingencias, sino también que la dinámica de los SEP se vuelve más rápida y, por ende, más difícil de controlar [9][10][11][13]. La figura a continuación ilustra el efecto de reemplazar GS por ERNC-CC. Se observa que, para un mismo sistema, el reemplazar los GS de un área lleva a que la robustez de la red en dicha área disminuya.

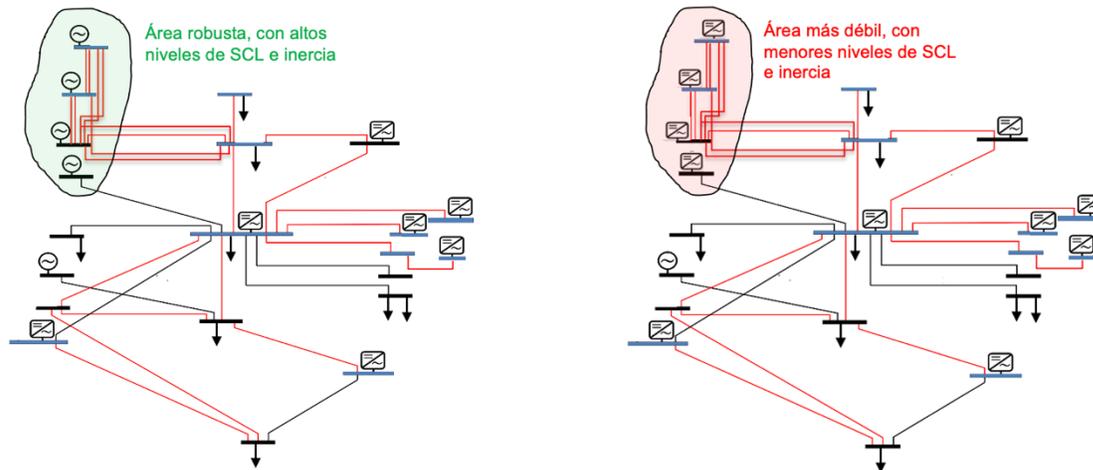


Figura 4: Efectos de reemplazar GS convencionales por ERNC-CC en la robustez de un SEP

De esta forma, SEP con altos niveles de ERNC-CC tienden a ser sistemas débiles, con bajos niveles de cortocircuito e inercia y, por ende, más propensos a inestabilidad.

5.4 ERNC-CC y estabilidad de los SEP

5.4.1 Clasificación de estabilidad en SEP dominados por ERNC-CC

La Figura 5 presenta las ventanas de tiempo de los diversos fenómenos dinámicos que se presentan en los SEP [9]. Se observa que los transitorios abarcan un espectro amplio, que va desde fenómenos muy rápidos como los fenómenos de onda y electromagnéticos (en el orden de los micro a milisegundos), hasta fenómenos lentos como los electromecánicos y termodinámicos (en el orden de los segundos a minutos, e incluso horas) [9].

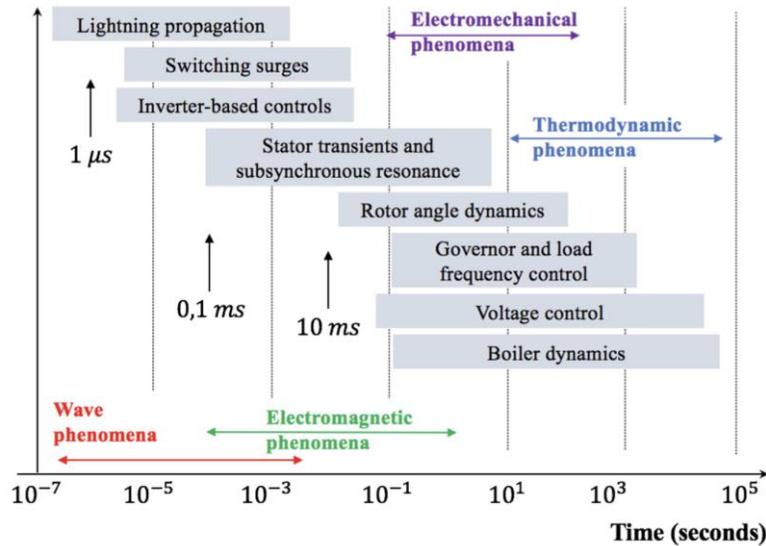


Figura 5: Caracterización de las ventanas de tiempo para fenómenos dinámicos en SEP [9]

La dinámica de los SEP convencionales ha estado históricamente dominada por fenómenos electromecánicos “lentos” asociados a los GS convencionales y sus controladores [9][10][11][54]. Los fenómenos rápidos como los transitorios de la red, del estator de los GS y de dispositivos de respuesta rápida con convertidores de potencia decaen muy rápido, por lo que no se justifica incluir sus efectos en estudios de estabilidad [55]. De hecho, hasta el año 2020, la clasificación de estabilidad en SEP sólo incluía fenómenos electromecánicos lentos [56], típicos de los SEP dominados por máquinas sincrónicas, mientras que los fenómenos rápidos asociados a los transitorios de red u otros equipos de respuesta rápida, no se consideraban. Si bien dicha simplificación ha sido ampliamente aceptada durante décadas, solo es válida en SEP dominados por GS convencionales, en cuyo caso las dinámicas rápidas no afectan la estabilidad.

A medida que el nivel de penetración de las ERNC-CC en un SEP aumenta, el comportamiento dinámico del sistema comienza a depender cada vez más de convertidores de potencia rápidos, llevando a que su respuesta dinámica también se vuelva más rápida [57]. Dado esto, para analizar la estabilidad de SEP con altos niveles de ERNC-CC, se debe extender la ventana de tiempo a examinar, de forma de incluir dinámicas rápidas en la ventana electromagnética [9]. En este contexto, el 2016 un grupo de trabajo de la IEEE abordó la definición de estabilidad en SEP con altos niveles de ERNC-CC. Los resultados obtenidos fueron publicados en el año 2021 [9]. La Figura 6 presenta la nueva clasificación de estabilidad a la que llegó este grupo. Comparando con la clasificación anterior del 2004, se observa que se incorporan 2 nuevas ramas (destacadas en amarillo en la figura): la estabilidad de resonancia y la estabilidad impulsada por convertidores.

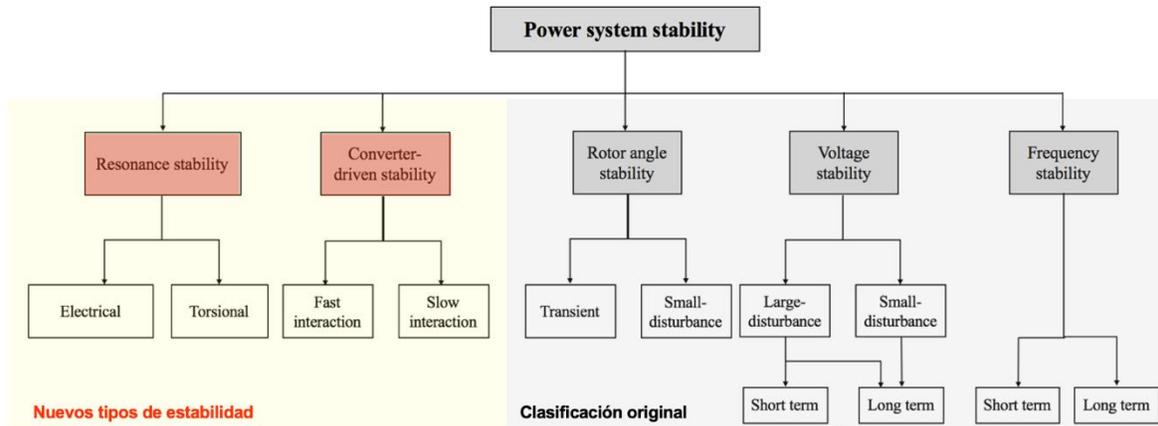


Figura 6: Clasificación de tipos de estabilidad [9].

En las siguientes secciones se presentan las principales conclusiones que se pueden obtener a partir de dicho documento desde la perspectiva de la reducción de la robustez de los SEP.

5.4.2 Estabilidad de tensión y transitoria de ángulo

En cuanto a la estabilidad de tensión y transitoria ángulo en los SEP, si bien ambas definiciones permanecen igual que en el reporte del 2004, a medida que las ERNC-CC reemplazan GS, los niveles de cortocircuito del sistema e inercia se reducen [9][14][33], llevando a una disminución de su robustez. Diferentes estudios y experiencias prácticas han mostrado que esta reducción tiene un efecto directo en la regulación y estabilidad de tensión de la red; así como en la estabilidad transitoria de ángulo de las máquinas convencionales.

La reducción de la robustez de los SEP aumenta los valores de las sensibilidades (dV_i/dP_i y dV_i/dQ_i), lo que implica que pequeñas perturbaciones en los flujos de potencia pueden cambiar significativamente los niveles de tensión en la red [5][16]. Lo anterior dificulta el control de tensión del sistema, haciendo más complejo el proceso de mantener las tensiones en torno a su banda de operación normal. Adicionalmente, el desplazamiento de unidades sincrónicas disminuye la cantidad de puntos de control de tensión “fuertes” en la red [11]. Si bien las centrales ERNC-CC modernas pueden controlar tensión en bornes, no poseen la misma capacidad que los GS [7][45]. A pesar de que el proceso de regulación de voltaje es muy similar entre GS y ERNC-CC, las condiciones límite bajo las cuales ya no es posible el control de voltaje son muy diferentes.

En las máquinas sincrónicas, este es un proceso complejo que involucra limitadores de sobreexcitación y subexcitación. En las ERNC-CC, los límites los establece la corriente máxima del convertidor y, por lo tanto, dependen de la generación de potencia activa y del factor de potencia nominal [50]. De esta forma, el reemplazo de GS por ERNC-CC reduce la capacidad de los SEP para apoyar en el soporte de tensión/reactivos. Aun así, los efectos dependerán fuertemente del esquema de control que tengan los convertidores. A modo ilustrativo, la Figura 7 muestra cómo el modo de control de los convertidores impacta a la estabilidad de tensión [5]. De la figura se observa que los efectos dependen del nivel de robustez de la red, así como del tipo de control de reactivos de las ERNC-CC.

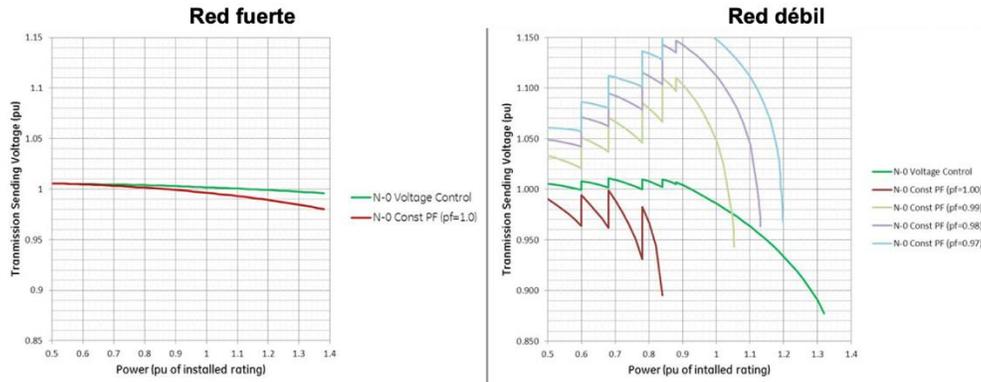


Figura 7: Efectos del tipo de control de tensión en ERNC-CC [5]

Durante contingencias, las zonas débiles de los SEP (con bajos niveles de cortocircuito) pueden experimentar voltajes extremadamente bajos en zonas amplias de la red [15][26][27][58], afectando la estabilidad de tensión del sistema así como la estabilidad transitoria de ángulo de los GS conectados en dicha área [9]. Lo anterior también dificulta la recuperación de los voltajes después del despeje de una falla [7][14][45], aumentando el riesgo de inestabilidad.

Desde la perspectiva de la estabilidad transitoria de ángulo, caídas de voltaje severas en zonas con bajos niveles de cortocircuito pueden acelerar considerablemente los rotores de las máquinas en dicha zona debido a la disminución de su capacidad de inyectar potencia a la red [60]. Lo anterior puede llevar a la pérdida de sincronismo de dichas unidades, así como a la pérdida de puntos de control de tensión claves de la red [61]. De esta forma, las máquinas conectadas en zonas poco robustas de un SEP (con bajos niveles de SCL) están más expuestas a la pérdida de sincronismo [62]. A modo ilustrativo, la Figura 8 presenta los ángulos de tres generadores de un SEP (conectados en las barras B1, B2 y B3) frente a un cortocircuito para dos condiciones de robustez en bornes (nivel de SCL) [62]. La Figura 8-(a) muestra que cuando el SEP opera con bajos SCL, el GS conectado en B2 pierde sincronismo. Por el contrario, la Figura 8-(b) muestra que, al aumentar la robustez del sistema, los GS logran mantenerse conectados durante la falla sin pérdida de sincronismo.

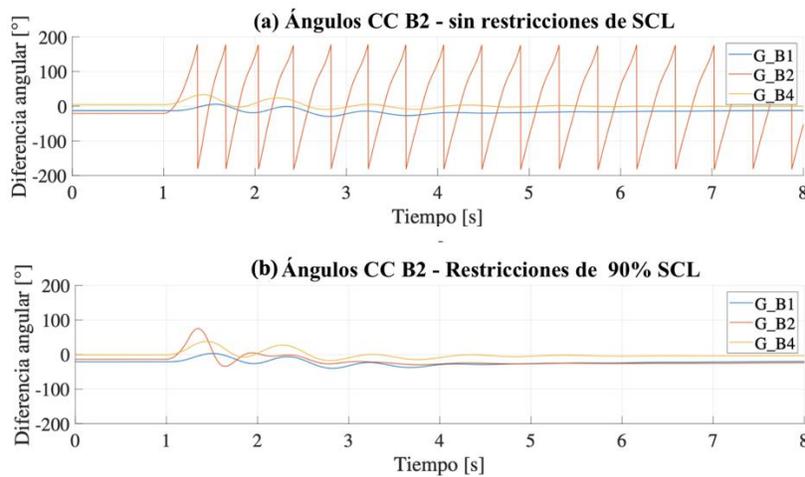


Figura 8: Angulo de GS frente a un cortocircuito considerando dos niveles de SCL [62].

Por otro lado, la reducción de la inercia sistémica también tiene un efecto directo en la estabilidad transitoria de ángulo y en los modos electromecánicos de oscilación. Por un lado, el desplazamiento de GS por plantas ERNC-CC puede conducir a oscilaciones más rápidas (pronunciadas) en el rotor de las máquinas, lo cual hace que el sistema se vuelva más propenso a experimentar problemas de estabilidad transitoria de ángulo [63]. Por otro lado, la reducción de la inercia afecta a la estabilidad de ángulo de los GS restantes mediante [9]:

- Cambios en los flujos de potencia a través de los principales enlaces del SEP, lo cual a su vez puede afectar el amortiguamiento de los modos interáreas y los márgenes de estabilidad transitoria.
- El retiro de grandes unidades sincrónicas puede afectar significativamente a los modos oscilatorios, a la frecuencia modal y al amortiguamiento de los modos electromecánicos del sistema.
- El retiro de grandes unidades sincrónicas también afecta al torque amortiguante de los GS cercanos, lo que se refleja en cambios en el amortiguamiento de los modos que involucran a esos GS.
- El retiro de ciertos GS que tienen estabilizadores de potencia (PSS) clave para el sistema.

Si bien durante los últimos años se han hecho grandes esfuerzos para entender y describir los efectos que tienen los convertidores sobre la estabilidad de ángulo (transitoria y de pequeña señal), los resultados y conclusiones son, en gran medida, dependientes del SEP en estudio y de su punto de operación. Los efectos pueden ser pequeños o grandes, y la presencia de convertidores puede ser beneficiosa o perjudicial. El impacto depende de varios factores, incluyendo el número de convertidores, el tipo de control usado, la topología y robustez de la red, condiciones de demanda, entre otros factores similares.

Principales conclusiones en términos de robustez:

- La reducción de los niveles de SCL implica que SEP son más propensos a enfrentar inestabilidades o colapsos de tensión [5][15][16] así como la pérdida de sincronismo de los GS conectados en áreas débiles de la red [64].

- La reducción de inercia en los SEP no sólo impacta la estabilidad de frecuencia de los SEP sino también la estabilidad transitoria de ángulo y los modos electromecánicos de oscilación. Sin embargo, los efectos son, en gran medida, dependientes del SEP en estudio y de su punto de operación.

5.4.3 Estabilidad de frecuencia

En cuanto a la estabilidad de frecuencia, si bien la definición permanece igual que en el reporte del 2004, a medida que las ERNC-CC reemplazan GS, la reducción de la inercia lleva a una disminución de su robustez [14][16], lo que podría comprometer la estabilidad del sistema y el suministro de energía [11][12][14][17]. En particular, los efectos de bajos niveles de inercia pueden ser especialmente críticos en el caso de sistemas aislados y pequeños (como el chileno), en cuyo caso la inercia sistémica (sin ERNC-CC) ya es baja [12][17].

Tal como se vio en las secciones anteriores, la respuesta de la frecuencia de un sistema durante desbalances de carga está determinada por la magnitud del desbalance, la inercia del sistema y la velocidad de los reguladores de velocidad de los GS [49]. En este contexto, SEP con bajos niveles de inercia están expuestos a enfrentar excursiones de frecuencia más rápidas y pronunciadas [9][11][12][17]. Valores bajos de inercia provocan RoCoF más pronunciados durante los primeros segundos después de un desbalance [9][11][14][45][54], aumentando la desviación de frecuencia después de una falla y la probabilidad de activación de EDAC o EDAG [11][12][14][17][47][48][54]. Adicionalmente, RoCoF pronunciados provocan que la dinámica de la frecuencia de los SEP se vuelva más rápida y difícil de controlar [11][12][14][17] [33][54]. Dinámicas más rápidas no solo pueden llevar a excursiones de frecuencia mayores y más frecuentes después de desbalances de carga; sino también a que algunos esquemas de protección se vuelvan demasiado lentos frente a grandes desviaciones de frecuencia [54][65]. La Figura 9 muestra la respuesta de la frecuencia de un sistema frente a una misma contingencia para dos niveles de inercia [66]. En el caso de alta inercia (curva azul), la frecuencia exhibe un buen desempeño dinámico, manteniéndose dentro de los límites permitidos en el transitorio y recuperando su valor nominal en el régimen permanente. En contraste, cuando la inercia se reduce (curva roja), la caída inicial de frecuencia es significativamente más pronunciada, llevando a que se supere el límite establecido durante contingencias y por lo tanto operen los esquemas de desconexión de carga.

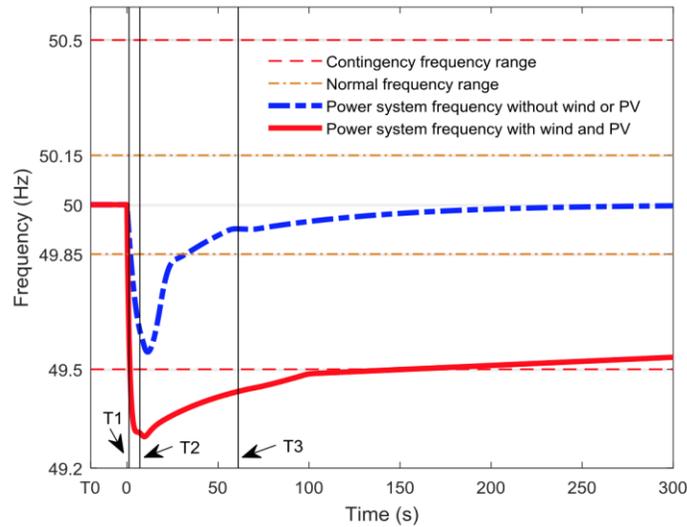


Figura 9: Respuesta de la frecuencia de un SEP considerando distintos niveles de inercia [66].

Diversas investigaciones han mostrado que el reemplazo de GS convencionales por ERNC-CC sin inercia puede degradar no solo la respuesta inercial de los SEP sino también el control primario de frecuencia [11][12][17][33][54]. El empeoramiento del control primario de frecuencia frente a altos niveles de ERNC-CC puede ocurrir incluso si estas unidades incluyen algún lazo de control que responda a desviaciones de frecuencia frente a desbalances [11]. Lo anterior, pues la naturaleza estocástica de las ERNC-CC les impide garantizar un determinado margen de reserva para dichos efectos. De esta forma, a medida que se reduce el número de GS y aumentan los niveles de ERNC-CC, no solo empeora la respuesta inercial de los SEP sino también su capacidad de mantener la frecuencia en torno a su valor nominal en régimen permanente [52][66].

Otro punto importante por destacar en el marco de la estabilidad de frecuencia en presencia de ERNC-CC, se relaciona con la distribución espacial de la inercia en la red. Tradicionalmente, la inercia de los SEP ha sido utilizada como indicador global para caracterizar de manera aproximada la capacidad de un sistema para superar desbalances de carga sin pérdida de estabilidad. Lo anterior considerando una perspectiva global, es decir, con un único valor de inercia para todo el sistema. Esto se ha justificado pues en SEP dominados por GS, el comportamiento de la frecuencia en las distintas barras de la red es muy similar. Sin embargo, estudios recientes han mostrado que frente a altos niveles de ERNC-CC, la inercia total de un sistema podría no ser suficiente como indicador de robustez sino también su distribución espacial en la red [11][12][47][67][68][69]. En efecto, la frecuencia de los SEP convencionales está acoplada a la velocidad de giro de las máquinas en sincronismo [70]. No obstante, el cuánto se acelera un GS durante una contingencia depende de diversas variables como la ubicación de la falla, la topología de la red, entre otros [70][71]. Debido a esto, zonas de baja inercia, y por ende, menos robustas, tenderán a presentar RoCoF más pronunciados e inducir oscilaciones inter-áreas [47][71]. Localmente, lo anterior puede provocar que se activen protecciones diseñadas en base a un criterio de frecuencia uniodal [47][54]. La Figura 10 ilustra el fenómeno descrito para un sistema reducido de 2 áreas [47]. La Figura 10 (a) y

Figura 10 (b) muestran que, bajo condiciones de inercia uniformemente distribuida, la frecuencia en ambas áreas es similar después del desbalance de carga, presentando oscilaciones entre áreas. Se observa, además, que mientras más débil sea la interconexión entre áreas, las oscilaciones serán más pronunciadas. En Figura 10 (c) y (d) se presenta el comportamiento de la frecuencia cuando la distribución de la inercia entre zonas se distribuye 90% (Inglaterra) y 10% (Escocia) en las dos zonas. Se aprecia que cuando la contingencia ocurre en la zona de baja inercia (figura (d)), las oscilaciones iniciales de la frecuencia son extremadamente más pronunciadas que en la zona de alta inercia, incluso para una falla de mucha menor envergadura, comprometiendo así la seguridad del sistema.

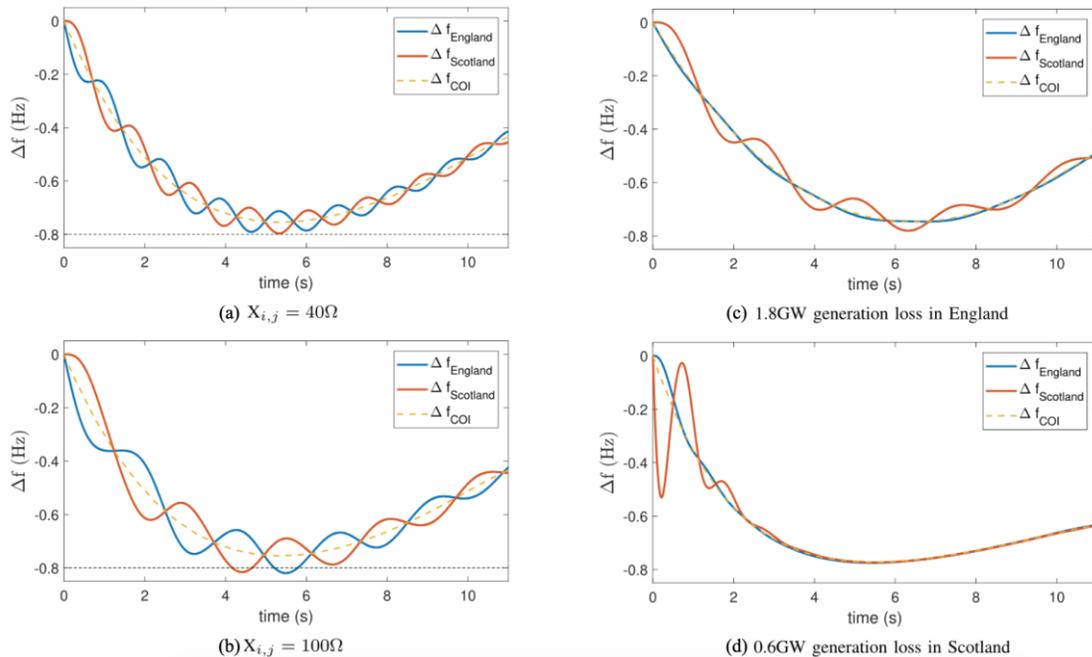


Figura 10: Efectos de la distribución de la inercia y robustez de interconexiones en la respuesta transitoria de la frecuencia [47].

Principales conclusiones en términos de robustez:

- Los sistemas débiles con bajos niveles de inercia son más propensos a experimentar grandes desviaciones de frecuencia durante desbalances de potencia, lo que podría comprometer la estabilidad del sistema y el suministro de energía a la población.
- La reducción de inercia en los SEP también lleva a que la dinámica de la frecuencia de los SEP se vuelva más rápida y, por ende, más difícil de controlar.

5.4.4 Nuevos fenómenos de estabilidad

Tal como se indicó anteriormente, la nueva clasificación de estabilidad en SEP con altos niveles de ERNC-CC, incorpora 2 nuevas ramas: la estabilidad de resonancia y la estabilidad impulsada por convertidores, ambas asociadas a fenómenos rápidos de los convertidores de potencia. Sin embargo, para efectos del alcance del presente estudio, a continuación, sólo se analiza la rama de

estabilidad impulsada por convertidores, que es la que más se relaciona con los temas de robustez de inercia y cortocircuito.

Un convertidor típico comprende lazos de control y algoritmos con tiempos de respuesta rápidos, como el PLL y los lazos internos de control de corriente [11][50]. La experiencia práctica con centrales ERNC-CC ha mostrado que estos lazos de control usualmente se encuentran entre los principales causantes de inestabilidad en las centrales ERNC-CC modernas [5][6][15]. Especialmente en el caso de redes débiles con bajos niveles de SCL, es más probable que las ERNC-CC experimenten inestabilidades de control en el lazo de corriente interno [6][26], en el control de voltaje de lazo cerrado [6][19][20][72], y en el PLL [5][6][19][20][21][22][23]. La Figura 11 muestra las distintas capas de control en los convertidores de las ERNC-CC, así como una estimación del rango de la frecuencia de operación. Donde f_1 es la frecuencia fundamental de la red y f_s la frecuencia de conmutación (“switched”) del convertidor.

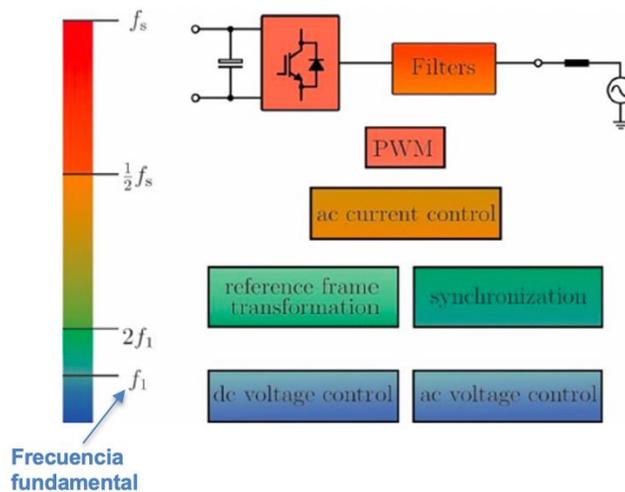


Figura 11: Capas en el control de los convertidores y banda de frecuencia [50].

De la Figura 11 se observa que la ventana tiempo asociada a los controladores de las ERNC-CC es muy amplia. Incluso en el caso que cada una de estas capas de control estén correctamente diseñadas para ser estables cuando operan todas juntas, es decir, que no surgen interacciones inestables entre los diferentes lazos de control de una ERNC-CC, la conexión de la ERNC-CC a un sistema eléctrico con otros equipos y máquinas sincrónicas conectadas, puede dar lugar a diferentes interacciones que pueden afectar tanto la estabilidad de las ERNC como la del sistema. De hecho, la ventana de tiempo asociada al control de los convertidores puede resultar en acoplamientos cruzados e interacciones con varios componentes y equipos de un SEP; incluyendo las dinámicas electromecánicas de los GS, los transitorios electromagnéticos de la red, así como otros equipos o componentes de respuesta rápida. En particular, los lazos de control de diferentes centrales ERNC conectadas a un SEP interactúan entre sí a través de la red misma [73]. Como consecuencia, en los SEP con altos niveles de ERNC-CC pueden surgir oscilaciones inestables, así como otros fenómenos anormales en un amplio rango de frecuencias.

La múltiple escala temporal asociada a las ERNC-CC es la razón por la que la estabilidad impulsada por convertidores se subdivide en dos categorías según las frecuencias de los fenómenos observados: Interacciones lentas y rápidas [9][10][24][25].

- Interacciones rápidas: Las interacciones rápidas están asociadas a frecuencias del orden décimas a centésimas de Hz, incluso pudiendo alcanzar los kHz. Las inestabilidades en SEP debido a interacciones rápidas pueden surgir de diferentes maneras. Estas inestabilidades involucran problemas de estabilidad a lo largo de todo el SEP impulsados por interacciones de los sistemas de control de equipos basados en electrónica de potencia como centrales ERNC-CC, enlaces HVDC y equipos FACT, con otros componentes de respuesta rápida como el sistema de transmisión, los transitorios del estator de los GS, u otros equipos con electrónica de potencia.
- Interacciones lentas: Las interacciones lentas se relacionan principalmente con fenómenos oscilatorios con frecuencias menores a 10 Hz. Estos tipos de problemas involucran inestabilidades a lo largo de un SEP impulsadas por interacciones dinámicas lentas entre los sistemas de control de equipos basados en electrónica de potencia con los componentes de respuesta lenta en un SEP, como los GS y algunos sistemas de control de los generadores.

Ejemplos de interacciones rápidas que pueden surgir en los SEP son:

- (i) Interacciones entre los lazos internos de corriente de los convertidores con componentes pasivas de los SEP [73][74][75]. Este tipo de interacciones pueden causar oscilaciones de alta frecuencia de hasta varios kilohertz, en la comunidad de electrónica de potencia, este fenómeno se denomina “inestabilidad armónica”;
- (ii) Interacciones rápidas entre varios convertidores en una misma zona de la red también pueden generar peaks de multi-resonancia [73][75];
- (iii) Interacciones dinámicas rápidas inducidas por el acoplamiento dinámico entre los convertidores de las ERNC-CC y la red las que a menudo provocan comportamientos inestables [11][25]. Lo anterior pues las dinámicas del sistema de control de los convertidores se encuentran en escalas de tiempo similares a las dinámicas de la red.

A nivel general, las interacciones rápidas pueden generar oscilaciones de alta frecuencia, pudiendo provocar fenómenos de resonancia e inestabilidad armónica [9][25][73][74][75].

Por otra parte, las interacciones lentas suelen atribuirse a la acción de los lazos de control externos (potencia y tensión) y al PLL [9][25]. En este contexto, varias investigaciones y experiencias prácticas han mostrado que el comportamiento dinámico de las centrales ERNC modernas puede resultar especialmente desafiante en redes débiles [13][25][36][73][74]. Se ha evidenciado que, en sistemas débiles con bajos niveles de cortocircuito, las oscilaciones resultantes de interacciones lentas pueden ser inestables, conduciendo a oscilaciones de baja frecuencia crecientes en el tiempo [25][36][75]. El despacho de las ERNC-CC, las estrategias de control de los convertidores y sus parámetros también afectan a la estabilidad de las oscilaciones de baja frecuencia [24][25][36][74][75]. Desafortunadamente, y particularmente en Chile, muchas plantas ERNC de gran escala a menudo se encuentran en áreas débiles de la red donde los niveles de cortocircuito ya son bajos [5][6]. Esto se debe a que los mayores potenciales eólicos y solares comúnmente se

encuentran en áreas remotas, lejos de los centros de generación y con escasa capacidad de transmisión [6].

5.4.5 Inestabilidad asociada al PLL

Dependiendo del modo de control utilizado en los convertidores, el desempeño dinámico de las ERNC-CC depende en gran medida de la existencia de una referencia de voltaje estable de la red [5][24][25]. En este sentido, la mayoría de los convertidores de potencia usados en las centrales ERNC modernas dependen de una fuente de tensión externa para operar y de un lazo de seguimiento de fase (PLL por sus siglas en inglés) para estimar el ángulo de la tensión medido en el punto de conexión (PCC por sus siglas en inglés). Estos convertidores necesitan que otros recursos externos (generadores) regulen la tensión y frecuencia del sistema para operar. Sin una tensión bien definida en bornes, el PLL no podrá “seguir” correctamente la fase de la tensión, lo que podría llevar a un mal desempeño de la central. Esta familia de convertidores es conocida como “seguidores de red” o *grid-following* (por su nombre en inglés). La experiencia ha mostrado que en el caso de redes débiles con bajos SCL e inercia, el control del PLL se encuentra dentro de los principales causantes de inestabilidad.

Los convertidores *grid-following* son controlados como fuentes de corriente que inyectan una cantidad fija de potencia activa y reactiva a la red simplemente “siguiendo” la tensión y frecuencia en el punto de conexión. La Figura 12 muestra el control típico de un convertidor en modo *grid-following* compuesto por un PLL, lazos de control internos de corriente y lazos de control externo de tensión/potencia. El PLL estima la fase (θ) de la tensión en el PCC. Este ángulo es usado luego para transformar las mediciones de corriente y voltaje desde ejes *abc* a *dq*. El lazo de control externo regula la potencia activa inyectada (P) mediante el control de i_d y la potencia reactiva inyectada (Q) o la magnitud de la tensión en el PCC (v) por medio de i_q . El lazo de control externo determina las corrientes de referencia en ejes *dq* (i_d^*, i_q^*) a ser inyectadas. Estas corrientes de referencia son usadas por el lazo de control interno para regular la corriente inyectada por el convertidor a la red.

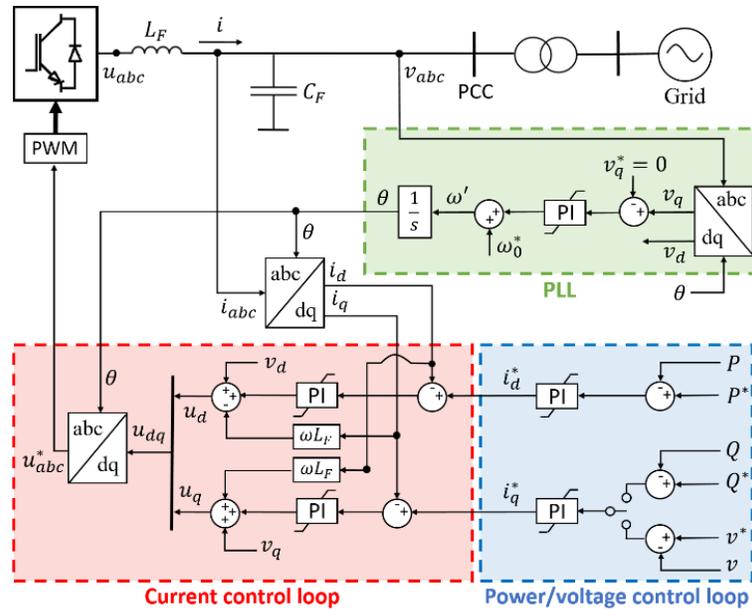


Figura 12: Sistema de control típico de convertidores grid-following.

Durante cortocircuitos, la estimación incorrecta de la fase de la tensión por parte del PLL puede llevar a un control inexacto de la potencia activa y reactiva de la ERNC-CC, lo que puede ocasionar una inestabilidad en el sistema de control de cada planta, y eventualmente una condición de desconexión en cascada de distintos elementos del sistema eléctrico. Después del despeje de la falla, el PLL debe ser capaz de recuperar rápidamente el “sincronismo” con la red de forma de controlar correctamente la potencia inyectada al sistema. En un período de tiempo corto después de una falla (1-2 ciclos), esta función del PLL se vuelve aún más difícil en sistemas débiles, ya que el ángulo de fase en el PCC puede cambiar drásticamente y los voltajes luego de la falla pueden ser altamente ruidosos [5][13]. De esta forma, a medida que el sistema se debilita (SCL más bajos) y la referencia de voltaje se vuelve menos estable (mayor sensibilidad de la tensión a cambios en los flujos de potencia), su valor se ve más afectado por la inyección de corriente de la ERNC-CC, en cuyo caso es más probable que surjan interacciones de control inestables [5][6][7][25].

Principales conclusiones en términos de nuevos fenómenos de inestabilidad:

Los convertidores de potencia usados en las centrales ERNC-CC tienen efectos significativos en la estabilidad y control de los sistemas de potencia (ver Figura 13). Si bien los efectos pueden ser muy diferentes dependiendo del sistema en estudio, de sus características, así como los sistemas de control usados en los convertidores, hoy en día existen varias soluciones que se pueden desplegar tanto para aumentar los niveles de SCL e inercia como para mitigar los comportamientos inestables debido a condiciones de red débil. En las siguientes secciones se presenta un resumen de estas alternativas.

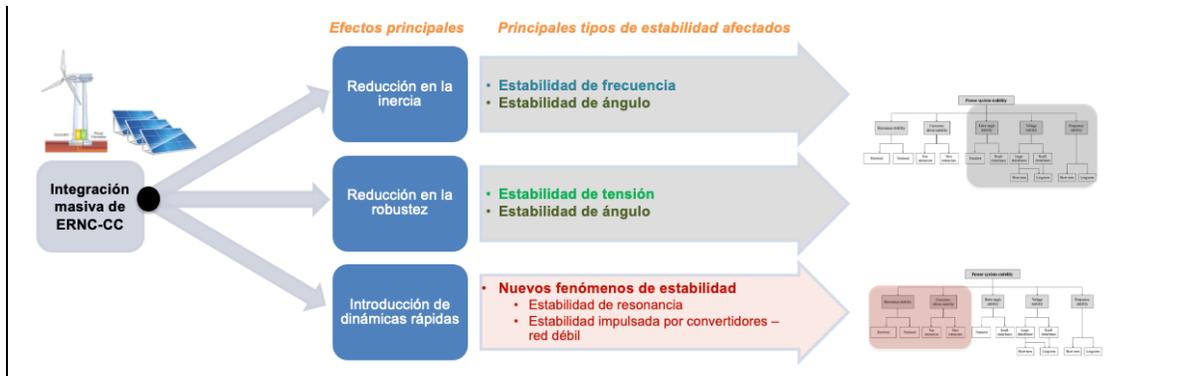


Figura 13: Efectos de las ERNC-CC en la estabilidad de los SEP.

5.5 Alternativas tecnológicas existentes

En esta sección se realiza una revisión de las alternativas tecnológicas existentes para incrementar los niveles cortocircuito e inercia en los SEP de forma de lograr valores mínimos establecidos por barras o zonas según sea el caso. Adicionalmente, se presentan alternativas que, si bien no aumentan los SCL o inercia, permiten disminuir los riesgos de comportamientos inestables en SEP débiles. La revisión incluye tanto alternativas tecnológicas ya maduras (disponibles en el mercado) como alternativas en etapa de desarrollo o investigación.

5.5.1 Alternativas para incrementar los niveles de CC

Las soluciones para mitigar los problemas de estabilidad en redes débiles con bajos niveles de SCL cubren un amplio espectro de alternativas que incluyen desde refuerzos clásicos de red hasta cambios complejos en los sistemas de control de los convertidores. Aun así, es importante destacar que las soluciones son extremadamente dependientes del sistema en estudio, por lo que una solución exitosa en un determinado sistema podría no servir en otro con características diferentes. La Figura 14 presenta algunas de las alternativas existentes para mitigar los problemas de estabilidad ocasionados por bajos niveles de SCL. En la figura se distinguen 3 ramas: 1) Refuerzos clásicos de red, 2) Incorporación de equipos basados en convertidores de potencia, y 3) Cambios de control en convertidores. Los dos primeros grupos son soluciones que permiten mejorar los niveles de cortocircuito en el marco de la planificación de los SEP en el mediano y largo plazo, respectivamente. El tercer grupo incluye medidas que, si bien no aumentan directamente los SCL, permiten disminuir los riesgos de inestabilidad en condiciones de red débil.



Figura 14: Alternativas para incrementar los niveles de potencia de cortocircuito en los SEP o disminuir el riesgo de comportamientos inestables en condiciones de red débil.

Como se mencionó en la sección 5.1, a medida que aumenta el nivel de enmallamiento de un SEP, el nivel de robustez también aumenta. De esta forma, una manera natural de mejorar los niveles de SCL es a partir de la incorporación de nuevos circuitos de línea que aumenten la capacidad de transmisión del sistema [47]. También es posible realizar el reemplazo de ciertos equipos de la red que aumenten la robustez de ciertas zonas, como por ejemplo incorporando transformadores de baja impedancia [76][77] o a través de lo que se conoce como *line reconductoring* [77][78][79], que se refiere al reemplazo de los conductores de una línea para reducir su impedancia. Todas estas medidas son medidas correctivas (bien conocidas) que se pueden adoptar para aumentar localmente los SCL y mejorar así el comportamiento dinámico de los sistemas débiles. Otra de las soluciones que ha comenzado a ser aplicada en algunos países como Dinamarca es la incorporación de condensadores sincrónicos (CS). Los CS son máquinas sincrónicas similares a los GS, pero que carecen de turbinas, es decir, no están diseñados para inyectar potencia activa al sistema [80][81]. Debido a que operan acoplados a la red, su respuesta dinámica es similar a la de los GS, por lo que frente a contingencias no sólo aportan con altas corrientes de cortocircuito, sino que también con inercia [33][80]. Por lo tanto, este tipo de tecnologías permite aumentar la robustez de los SEP desde la perspectiva de los SCL e inercia. En este sentido, una de las ventajas de esta tecnología es que las centrales de generación en base a GS pueden ser transformadas para operar como CS, por lo que es posible darle utilidad a unidades convencionales que han sido puestas fuera de funcionamiento [54]. Sin embargo, los costos de los CS aún son elevados, por lo que su incorporación debe ser realizada de manera cuidadosa, de forma de evitar aumentar demasiado los costos del SEP de manera innecesaria. Considerando las metas ERNC y de descarbonización, otra alternativa es la incorporación de máquinas sincrónicas basadas en hidroelectricidad y concentración solar de potencia.

Otra de las alternativas que puede utilizarse para mejorar los niveles de SCL de los SEP es la incorporación de dispositivos basados en convertidores de potencia como equipos FACTS, STATCOM y SVC, o sistemas de almacenamiento de energía como baterías (BESS) [68][82][83][84]. Este tipo de equipos pueden ayudar a controlar los voltajes de la red a través de una inyección rápida de corrientes reactivas ayudando a limitar las fluctuaciones de voltaje en estado estable y a mejorar la capacidad de manejo de fallas de las ERNC-CC cercanas [32][33][62][80]. De esta forma, la utilización de estos equipos permite mejorar el desempeño del sistema en operación normal y durante

contingencias [48][52]. Sin embargo, estos dispositivos también tienen lazos de control rápidos que pueden interactuar con los controladores de las ERNC-CC, los que pueden provocar comportamientos inestables, en especial en el caso de redes débiles. Por este motivo, se debe tener especial cuidado al diseñar e implementar sus controladores. Adicionalmente, al igual que las ERNC-CC, es importante tener presente que estos dispositivos tienen una capacidad limitada para contribuir con corrientes de cortocircuito durante fallas, por lo que su incorporación no es una solución definitiva que permita “eliminar” los problemas de red débil en una determinada zona.

Desde la perspectiva de control, el ajuste de parámetros y/o de arquitecturas de control son medidas que, si bien no aumentan los niveles de SCL, pueden reducir los riesgos de inestabilidad debido a condiciones de red débil como las inestabilidades asociadas al PLL, a los lazos de control de corriente internos y/o externos durante fallas [5][24]. En efecto, la experiencia ha mostrado que, bajo condiciones de red débil, las interacciones inestables se originan principalmente debido a una incorrecta selección de parámetros de los controladores. Debido a esto, las ganancias y constantes de tiempo de los convertidores de las ERNC-CC pueden ser reajustados para evitar que los tiempos de acción puedan interferir en la correcta operación de estos, minimizando interacciones indeseadas [5][13][25]. Estos cambios pueden incluir el ajuste de algunos parámetros de control como constantes de tiempo o ganancias. Si bien estas modificaciones pueden requerir esfuerzos de ingeniería importantes, en algunos casos pueden evitar la necesidad de incorporar equipos adicionales. No obstante, es importante destacar que los problemas de estabilidad inherentes de los SEP débiles con bajos niveles de SCL e inercia no se resuelven simplemente ajustando los parámetros de control de los convertidores de las ERNC-CC.

Por último, el modo de operación de los convertidores usados en las ERNC también puede influir de manera significativa en la estabilidad de los SEP débiles con altos niveles de ERNC-CC. Tal como ya se mencionó, las centrales ERNC modernas de gran escala utilizan convertidores en modo grid-following, los cuales requieren de un PLL para sincronizarse con la red [22][23][24][25]. Sin embargo, desde la perspectiva de estabilidad, estos convertidores tienen varias desventajas. Por un lado, las ERNC-CC en modo grid-following pueden perder fácilmente estabilidad durante contingencias, especialmente en condiciones de red débil con bajos SCL. Dado que las ERNC-CC reducen los niveles de corrientes de falla en el área donde se conectan, a medida que aumenta su penetración en la red, los SEP se vuelven más débiles, por lo que las ERNC-CC en modo grid-following tendrán un mayor riesgo de perder estabilidad. Más aun, las ERNC-CC en modo grid-following requieren que otros generadores participen en el proceso de formación de la frecuencia y tensión de la red. Eso implica que la capacidad de los convertidores grid-following para apoyar en la restauración de un SEP es limitada: tras un blackout, no pueden apoyar en la restauración del sistema a menos que otros generadores formen la red desde cero [45]. Si bien el modo de operación grid-following es el más conocido y usado en la actualidad, la flexibilidad de estos equipos permite concebir otros modos de operación como grid supporting, grid-forming, grid-forming parcial o incluso combinaciones entre ellos [11], esto dado que los convertidores de potencia son dispositivos modulares que permiten una amplia variedad de alternativas de control con tiempos de acción muy rápidos [9][11].

En este sentido, una de las alternativas que han sido ampliamente discutidas a nivel internacional son los convertidores grid-forming. Las ERNC-CC en modo grid-forming operan como una fuente de

tensión, imponiendo la magnitud de tensión y frecuencia en la red de manera similar a como lo hacen los GS [24]. Además, estos convertidores pueden ser diseñados para prestar capacidad de partida en negro y apoyar en la restauración de un SEP tras un blackout [85]. Las aplicaciones reales de convertidores grid-forming existentes a la fecha solo han sido implementadas en microrredes o instalaciones off-grid, sin existir experiencia práctica de centrales ERNC-CC en modo grid-forming conectados a SEP de gran escala [45]. La falta de experiencia dificulta hoy en día la integración masiva de convertidores grid-forming en los SEP. Escalar desde microrredes pequeñas a redes más complejas requerirá varios esfuerzos, no sólo en términos de investigación, sino también de experiencias prácticas. Lo que es claro que a medida que aumenta la penetración ERNC en modo grid-following, existe un punto a partir del cual las nuevas unidades ERNC que se conectan deberán operar en modo grid-forming o similar, pues un SEP real no puede operar solo en base a ERNC-CC en modo grid-following. Por último, es importante destacar que, al igual que las ERNC-CC en modo grid-following, los convertidores grid-forming también tienen una capacidad limitada para contribuir con corrientes de cortocircuito, por lo que tampoco representan una alternativa que pueda solucionar por sí sola los problemas de robustez en SEP con altos niveles de ERNC.

5.5.2 Alternativas para incrementar los niveles de inercia

La Figura 15 presenta algunas de las alternativas existentes para mejorar los problemas asociados a bajos niveles de inercia en los SEP. Se distinguen 3 ramas: 1) incorporación de equipos de almacenamiento, 2) implementación de lazos de control de respuesta rápida de frecuencia (FFR por sus siglas en inglés), e 3) incorporación de otros equipos.

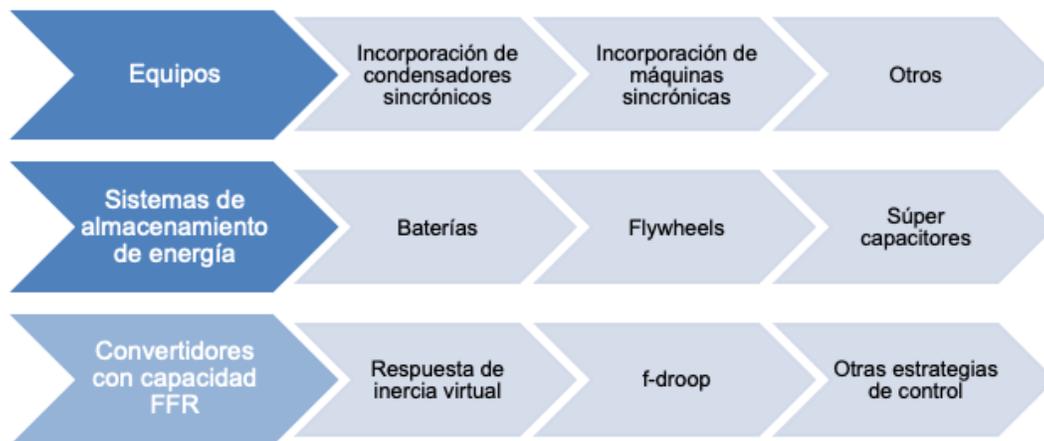


Figura 15: Alternativas para incrementar los niveles de inercia en los SEP.

En términos de inercia, la robustez de un SEP se puede aumentar de manera natural a través de la incorporación de máquinas sincrónicas como las usadas en las centrales hidráulicas o de concentración solar (CSP), o a través de la implementación de condensadores síncronos [33][80]. Adicionalmente, la falta de respuesta inercial en centrales ERNC-CC se puede contrarrestar de manera sintética a través de la implementación de controladores adicionales en los convertidores de las ERNC-CC diseñados especialmente para responder a desviaciones de frecuencia [33][48][49]. Si bien esta alternativa no aumenta de manera física la inercia de un SEP, sí puede mejorar

considerablemente su respuesta inercial durante los primeros segundos después de un desbalance de carga.

La incorporación de lazos de control en las ERNC-CC para participar del control de frecuencia y apoyar a la estabilidad de los SEP frente a perturbaciones ha comenzado a tomar gran relevancia a nivel mundial, existiendo algunos países en los que ya es exigida [11][33][49][71]. Si bien existen diversas formas de implementar FFR en ERNC-CC, entre los esquemas de control más conocidos se encuentran la inercia virtual y el control droop de frecuencia [9][11][24][33][52][80]. Como es sabido, los convertidores de potencia de las ERNC normalmente no se operan para responder a variaciones de frecuencia en la red debido a su operación en el MPP [52][86]. De esta forma, para que las ERNC-CC tengan capacidad de respuesta rápida de frecuencia (sin almacenamiento de energía), es necesario que estas unidades operen bajo su capacidad máxima (operación deload) [11][52][86][87], es decir, que en lugar de inyectar toda la potencia disponible del sol o viento, suministren solo un porcentaje de la misma, lo que significa que operan en un punto de operación sub-óptimo desde el punto de vista de la central (fuera del MPP). De esta manera, existiría una reserva de potencia disponible para contribuir FFR y, por lo tanto, para contrarrestar los efectos de un desbalance de potencia. El margen deload suele estar restringido a menos del 20% de la máxima capacidad nominal de la planta ERNC-CC, pero puede diferir de un sistema a otro dependiendo de las regulaciones e incentivos económicos existentes.

Para las plantas eólicas también es posible proporcionar una respuesta de frecuencia rápida sin operar en modo deload. Esto se puede lograr utilizando la energía cinética almacenada en las partes giratorias del aerogenerador y compensar así los desbalances de potencia [33][52][87]. No obstante, en este caso se debe prestar especial atención a la recuperación de la frecuencia posterior a la falla [87]. Algunas investigaciones han mostrado que los tiempos de respuesta rápidos de los convertidores de potencia pueden proporcionar importantes beneficios a la frecuencia del sistema en comparación con el soporte de frecuencia proporcionado por los generadores convencionales [11][14][52][86] [87]. En [33], [52] y [87] se presenta una revisión completa de diferentes técnicas de control para proporcionar respuesta inercial con plantas de energía solar y eólica.

Las estrategias de FFR permiten a las ERNC-CC responder de manera similar a los GS frente a contingencias, tanto en términos de respuesta inercial como de control primario de frecuencia [9][11]. La Figura 16 presenta el desempeño de la frecuencia de un SEP frente a distintas estrategias de control en plantas fotovoltaicas [88]. Se aprecia que en caso de que las ERNC-CC incluyan FFR, la respuesta del sistema mejora considerablemente, limitando instantáneamente la caída de frecuencia y el error en régimen permanente. El desempeño exacto dependerá de la estrategia de control elegida, los parámetros y del sistema en estudio.

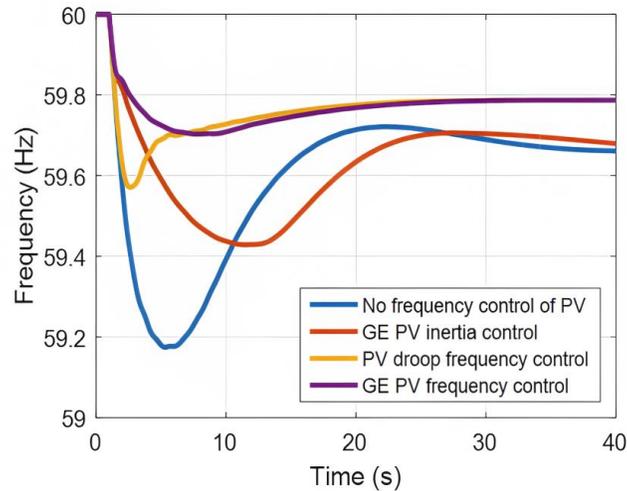


Figura 16: Efectos sobre el desempeño dinámico de la frecuencia de un SEP considerando distintos esquemas de FFR [88].

La respuesta inercial de un sistema también se puede mejorar mediante la integración de sistemas de almacenamiento de energía de acción rápida como baterías, volantes de inercia o supercondensadores [89][90][91]. En efecto, la mayoría de los equipos de almacenamiento se caracterizan por poseer tiempos de acción rápidos y rampas de potencia capaces de inyectar grandes volúmenes de energía en decenas o centenas de milisegundos [32][49]. De esta forma, la utilización de este tipo de equipos frente a desbalances de potencia puede ayudar a mitigar los efectos de las dinámicas rápidas que surgen debido a los bajos niveles de inercia, apoyando la estabilidad de frecuencia [33][80] y transitoria de ángulo [62][91], entre otras.

5.5.3 Análisis de costos de las tecnológicas para proyectos futuros o existentes

En esta sección se analizan las distintas alternativas tecnológicas que se pueden utilizar para incrementar los SCL e inercia. Las tecnologías que se discutirán serán aquellas de la Figura 14 y Figura 15 presentadas en la sección anterior.

Entre los refuerzos clásicos de red se puede aumentar la capacidad de transmisión adicional, lo que aumenta el nivel de enmallamiento de la red, por lo que el SCL también aumenta. Además, se puede aumentar la robustez de ciertas zonas al reducir la impedancia mediante el reemplazo de conductores o transformadores por conductores o transformadores de baja impedancia. Los condensadores síncronos son parte de los refuerzos clásicos de red, ya que durante los últimos 50 años han desempeñado un papel fundamental en el control de tensión y potencia reactiva. Una vez sincronizada la unidad, la corriente de campo se ajusta para generar o absorber potencia reactiva según lo requiera el sistema para modificar la tensión de la red, o para mejorar el factor de potencia. Los condensadores síncronos se han utilizado tanto en niveles de tensión de distribución como de transmisión para mejorar la estabilidad y mantener las tensiones dentro de los límites deseados en condiciones de carga variables y situaciones de contingencia [106]. Sin embargo, hoy en día los condensadores síncronos no suelen ser populares ya que requieren cimentaciones importantes y una cantidad significativa de equipos de arranque y protección [107].

Por otro lado, las pérdidas de los condensadores síncronos son mucho mayores que la de los compensadores estáticos, además de tener un costo mayor que estos últimos [108]. La mayor contribución de los condensadores síncronos es la de mantener la tensión de la red con un funcionamiento eficiente y fiable mediante la compensación de la potencia reactiva, además de tener la capacidad de inyectar altas corrientes de cortocircuito, lo que conlleva a un aumento en la robustez del SEP [108]. Además, son ampliamente utilizados en entornos industriales para solucionar problemas de factor de potencia. En zonas del sistema con alta penetración de ERNC, los condensadores síncronos pueden jugar un rol importante en la regulación de tensión. Cuando hay una gran cantidad de energía solar o eólica disponible, los generadores diésel tradicionales pueden apagarse ya que no son necesarios para proporcionar energía. Sin embargo, si no hay un dispositivo que ayude a regular la tensión, esto puede causar problemas en la red eléctrica. Los condensadores síncronos son una buena opción para resolver este problema ya que pueden proporcionar potencia reactiva y ayudar a controlar la tensión en la red eléctrica. En este contexto, las soluciones de condensadores síncronos se están iniciando en todo el mundo para desempeñar un papel en el uso óptimo de los recursos energéticos y brindar soporte a la red [113].

Los condensadores síncronos también pueden aportar con inercia al sistema, ya que los condensadores síncronos son alternadores que pueden proporcionar una respuesta inherentemente inercial debido al acoplamiento electromecánico con la red [131]. La energía cinética almacenada en su masa giratoria puede contrarrestar de forma natural el cambio de frecuencia durante perturbaciones [131].

Por otro lado, dentro de los equipos basados en convertidores se tienen los equipos FACTS, específicamente STATCOMs y SVCs, además de las baterías. Los equipos FACTS (cuya traducción sería sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna) son equipos utilizados para la transmisión de corriente alterna que incorporan elementos de electrónica de potencia para permitir el incremento de la capacidad de transmisión de potencia. En este contexto, un compensador de potencia reactiva estática (SVC por sus siglas en inglés) es un equipo FACTS, generador de potencia reactiva, el cual consiste en una agregación de condensadores y/o bobinas que son controladas mediante tiristores, pudiendo inyectar o absorber reactivos. Un SVC es un dispositivo de alta tensión que no posee partes rotatorias y que regula eficazmente la tensión de la red en su extremo de acoplamiento. Su función principal es mantener la tensión de la red constantemente en un punto de referencia establecido. Algunas otras características de control del SVC son: control de voltaje, control de potencia reactiva, amortiguamiento de las oscilaciones de potencia y control de desequilibrio [107]. Sin embargo, el rendimiento del SVC puede verse afectado por la tensión del sistema. A medida que el voltaje del sistema disminuye, la capacidad máxima de generación de potencia reactiva del SVC también disminuye, lo que puede limitar su capacidad de soportar el voltaje en el sistema [109].

Los compensadores estáticos síncronos (STATCOM, por sus siglas en inglés) también corresponden a equipos FACTS conectados en paralelo, los cuales se basan en un convertidor de fuente de tensión, que convierte una tensión continua de entrada en una tensión alterna de salida para compensar las necesidades reactivas del sistema [110]. El STATCOM se parece en muchos aspectos a un condensador síncrono, pero sin inercia [111], donde su principal objetivo es proporcionar potencia reactiva de acción rápida, precisa y ajustable a la red. Para conseguir esto, los STATCOM modifican

la magnitud y la polaridad (fase) del componente reactivo de la corriente. Los STATCOM suelen aplicarse para corregir el factor de potencia en cargas industriales, donde aumentan el factor de potencia de la carga, reducen las variaciones de tensión a la entrada de la carga, lo que evita daños a la planta y minimiza los costes de funcionamiento de los equipos [32]. Además, el STATCOM proporciona una mejor amortiguación que el SVC, lo cual es de esperar, ya que este controlador es capaz de intercambiar transitoriamente potencia activa con el sistema [111]. Así, en un principio los STATCOM se utilizaban para compensar los sistemas de transmisión, mientras que hoy en día se utilizan para la compensación de cargas e incluso para compensar los sistemas de distribución [114].

La Figura 17 muestra un gráfico con los costos en USD/kVar de STATCOM y SVC donde se tiene que los costos de STATCOM para una instalación de 100 MVar se encuentran entre 100 y 130 USD/kVar, mientras que el precio de los SVC se encuentra en el rango 60 - 100 USD/kVar para un SVC de 100 MVar [151]. Por otro lado, en un proyecto reciente en Italia, se instaló un condensador síncrono de 250 MVA que tuvo un costo de 23,3 millones de dólares en el año 2020, lo que implica un costo de 93.200 USD/MVar, cabe destacar que en este caso este precio incluye la instalación [152].

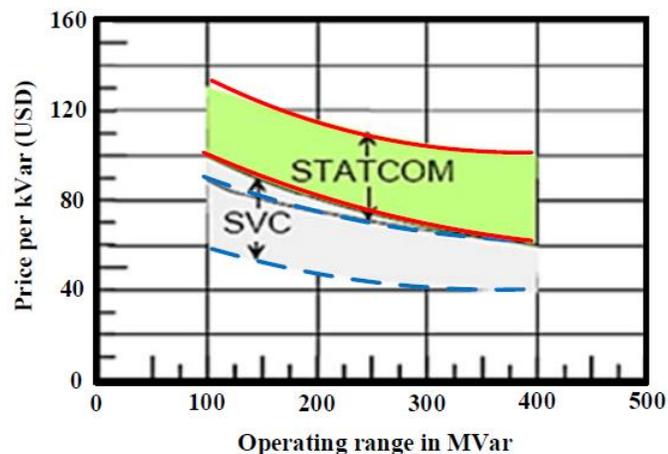


Figura 17: Costos de SVC y STATCOM [151]

Además, se tiene que las pérdidas en los condensadores síncronos son mucho mayores que la de los compensadores estáticos, lo que implica que naturalmente los costos de operación sean mayores para los condensadores síncronos en comparación a los SVC o STATCOM que son compensadores estáticos.

Como ya se mencionó anteriormente, es posible reconvertir una central térmica en un condensador síncrono con tal de aprovechar infraestructura. Sin embargo, es muy difícil obtener cifras de los costos de la reconversión sin identificar una unidad específica. Los costes de capital no pueden estimarse sin saber el estado actual de la central térmica, así como el desgaste de sus componentes. En este contexto, es necesario realizar una inspección exhaustiva de la unidad, donde ex post se identifican las piezas o maquinaria que habría que modificar y/o instalar. De todas formas, en [153] informan que la reconversión de una central térmica a condensador síncrono se encuentra entre 20.000 - 50.000 USD/MVar. Por otro lado, en [154] incluyen un estudio del año 2006, en donde calculan la reconversión de una planta para un proyecto específico. Luego, al calcular el valor

presente de los precios informados en [154], se tiene que la reconversión de esta planta en particular estaría en torno a los 30.000 USD/MVar.

Los BESS son sistemas de almacenamiento de baterías que se conectan a la red mediante convertidores. Dentro de la clasificación de BESS, se tiene distintos tipos de tecnologías, donde destacan las baterías de ion-litio, plomo-ácido, flujo redox, sodio-azufre, entre otras. En general, estos equipos son capaces de prestar múltiples servicios relacionados con el mercado y apoyo a la red. Estos sistemas pueden aportar a la flexibilidad del sistema, ya que pueden proporcionar reservas operativas, cargándose durante horas del día, cuando los precios de energía suelen ser menores y descargándose (inyectando potencia al sistema) cuando los precios de energía son elevados. En términos de apoyo a la red, la rápida respuesta de los BESS los hace adecuados para proporcionar control de frecuencia y tensión como parte de servicios complementarios [118]. De hecho, en distintos países, el servicio auxiliar de control de la frecuencia ya se ha abierto a los sistemas de almacenamiento [113][114]. Además, diversas investigaciones han demostrado que los BESS aportan una amplia gama de ventajas técnicas desde el punto de vista de la estabilidad [32][115][116][117]. Esto se debe principalmente a que pueden imitar la respuesta inercial de los generadores síncronos, además de inyectar de manera rápida corrientes de cortocircuito durante contingencias. Para imitar la respuesta inercial los BESS deben tener un esquema de control adecuado, donde son posibles varias formas de control con diferentes repercusiones en la red [118][119]. Además, dado que estos dispositivos pueden cambiar muy rápidamente de modo de control P (potencia activa) a Q (potencia reactiva), los BESS pueden contribuir a la estabilidad durante contingencias, aunque normalmente se utilizan para regular la tensión o la frecuencia en estado estacionario [32]. En este contexto, debido a su versatilidad, rápidos tiempos de acción y de control los BESS tienen la capacidad de participar en distintos mercados, pudiendo participar en el mercado de energía, potencia o prestación de servicios complementarios de frecuencia y/o tensión.

En general, el uso de flywheels es adecuado cuando se requiere alta potencia (de kW a MW) durante periodos cortos (segundos) [120]. Los flywheels contienen una masa rotatoria, donde se almacena la energía en forma de energía cinética. El sistema utiliza electricidad para acelerar (cargar) o desacelerar (descargar) la masa rotatoria [121]. Los flywheels se clasifican dentro de dos categorías: flywheels de baja velocidad que funcionan hasta 10.000 rpm y flywheels de alta velocidad que funcionan hasta 100.000 rpm. Los materiales de construcción no solo determinan si es de alta o baja velocidad, sino que también determinan la densidad de almacenamiento de energía y factor de forma³ [121]. Los flywheels tienen una densidad energética y energía específica menor que las baterías de Ion-Litio (150 – 500 kWh/m³ y 5 – 100 Wh/kg respectivamente), pero son comparables con las baterías de plomo-ácido (50-90 kWh/m³ y 30-50 kWh/kg) [122]. Una de las ventajas de los flywheels es que la energía y potencia pueden dimensionarse independientemente, dependiendo de los requerimientos específicos [121]. Además, dentro de las ventajas se tiene que estos dispositivos tienen una rápida respuesta, una alta densidad de potencia, no poseen variación en su profundidad de carga y poseen bajo impacto ambiental [122][123]. Por otro lado, las desventajas de los flywheels son sus elevadas pérdidas que oscilan entre el 5 y 20% por hora, además de su baja densidad energética [122][124][125].

³ El factor de forma tiene relación con la geometría de diseño del flywheel, incidiendo en la energía acumulada en el mismo.

Los supercondensadores, también denominados condensadores eléctricos de doble capa, tienen una estructura que les permite tener tanto las características de los condensadores tradicionales como las de las baterías electroquímicas [126]. En este contexto, son capaces de almacenar una mayor cantidad de energía que los condensadores convencionales y pueden inyectar una mayor cantidad de potencia que las baterías, es decir, sus densidades de potencia son mayores que las de las baterías y sus densidades de energía son mayores que las de los condensadores tradicionales [126][127]. Dentro de las características más importantes se encuentran su larga duración, pudiendo tener cerca de 100.000 ciclos, además de su alta eficiencia de carga en cada ciclo, que se encuentra entre 84 y 97% aproximadamente [128][129]. Sin embargo, como puntos débiles se tiene que la autodescarga diaria de los supercondensadores es alta, oscilando entre 5 al 40%, además de que su costo capital también es elevado.

A modo de comparación, se presenta la Tabla 1, que resume aspectos importantes de distintos sistemas de almacenamiento.

Tabla 1 Principales características de equipos de almacenamiento [126][130][133][134][135]

Tecnología	Densidad de energía [Wh/L]	Densidad de potencia [W/L]	Vida útil [ciclos]	Eficiencia [%]	Costo capital [U\$/kW]	Costo capital [U\$/kWh]	Tasa de descarga [%/día]	Tiempo de descarga	Tiempo de respuesta
Ion-litio	200 - 500	1500 - 10000	1000 - 20000	90 - 97	1200 - 4000	600 - 3800	0.1 - 0.3	seg - hora	< 5 ms
Plomo-ácido	50 - 90	10 - 400	500 - 1800	75 - 85	300 - 600	100 - 400	< 0.1	seg - hora	< 5 ms
Supercondensador	10 - 30	> 100000	>50000	90 - 98	100 - 300	300 - 2000	5 - 10	seg - min	< 5 ms
Flywheels	20 - 80	1000 - 2000	>20000	90 - 95	250 - 330	1000 - 5000	100	seg - min	seg

Por otro lado, se incluye la Tabla 2 que resume las ventajas y desventajas de las baterías de ion-litio, baterías de plomo-ácido, supercondensadores y flywheels.

Tabla 2 Ventajas y desventajas de equipos de almacenamiento [133]⁴

	Ventajas	Desventajas
Ion-litio	alta densidad energética, rápida velocidad de reacción, baja tasa de autodescarga, larga vida útil, alta fiabilidad	requiere cierta temperatura de trabajo, necesita protección contra sobrecarga
Plomo-ácido	rápida velocidad de reacción, baja tasa de descarga, alta eficiencia en el ciclo de carga, bajo costo	baja densidad energética, alto impacto al medio ambiente
Supercondensador	alta densidad de potencia, respuesta rápida, alta eficiencia, larga vida útil	alta tasa de descarga, alto costo
Flywheels	alta densidad de potencia, velocidad de carga rápida, larga vida útil, alta eficiencia en el ciclo de carga	baja densidad energética, alta tasa de autodescarga, alto costo, alto mantenimiento

En el contexto del control de los convertidores, se tiene un campo muy grande con diversas investigaciones que presentan distintas propuestas de control y/o metodologías de sintonización. Si bien un cambio en los parámetros del controlador o una modificación en su arquitectura no aumenta los niveles de SCL, puede mejorar el desempeño dinámico de los conversores durante contingencias, lo que reduce el riesgo de inestabilidades. Sin embargo, y como ya se mencionó, desde la perspectiva de la robustez en redes con bajos SCL, un cambio en los controladores puede reducir posibles inestabilidades y aportar a la respuesta dinámica del SEP, pero no es la solución definitiva, ya que se requiere de una solución conjunta en donde efectivamente se aumente el SCL del SEP.

Desde el punto de vista de la inercia, se pueden modificar las estrategias de control de las centrales ERNC-CC para simular una respuesta inercial o poder participar en la regulación de frecuencia. Para poder lograr esta respuesta, las ERNC-CC deben guardar reservas, esto pueden hacerlo mediante cambios en su modo operación o mediante la inclusión de sistemas de almacenamiento. Al tener reservas modificando su modo de operación, implica que deben tener una operación subóptima o trabajar en modo deload. En este contexto, al operar en modo deload existe un aumento en los costos de operación del sistema, ya que las ERNC-CC no inyectan toda su potencia disponible. Por otro lado, se destaca que las turbinas eólicas poseen masas rotatorias, por lo que pueden contribuir

⁴ La comparación se realiza en base al análisis realizado anteriormente e información sobre la Tabla 1.

a la respuesta inercial extrayendo la energía cinética almacenada en sus partes rotatorias, sin necesidad de operar en modo deload. Sin embargo, esta estrategia reduce rápidamente la velocidad del rotor, por lo que la central deja de operar en el MPP, es decir, inyecta menos potencia activa hacia la red, lo que puede desencadenar una segunda caída de frecuencia.

Se destaca que las ERNC-CC también pueden incorporar equipos de almacenamiento tales como baterías, supercondensadores, flywheels, entre otros. En este contexto, se puede modificar las estrategias de control de las centrales ERNC-CC para que trabajen en conjunto con estos equipos y contribuyan de mejor manera a la robustez de la red.

Por último, como ya se mencionó los convertidores tienen la posibilidad de operar en modo *grid-following*, *grid-supporting* o *grid-forming*. Actualmente, existen al menos 2 proyectos piloto con convertidores operando en modo *grid-forming* conectados en zonas débiles de grandes SEP. El primero se encuentra en West Murray, Australia, donde gracias a la instalación de convertidores operando en este modo, el operador de mercado AEMO levantó los límites de generación a cinco parques fotovoltaicos con una potencia total de más de 350 MWp. Estas restricciones pudieron levantarse gracias al fortalecimiento de la red que los convertidores *grid-forming* brindan [136]. Por otro lado, al norte de Alemania, se implementó un sistema de almacenamiento de baterías a gran escala que puede suministrar energía a la red eléctrica europea. De este modo, la compañía eléctrica contribuye a garantizar una frecuencia de red estable de exactamente 50 Hz, y la participación en el mercado de la energía de regulación primaria abre lucrativas oportunidades de negocio [136].

Es importante destacar que las empresas fabricantes de convertidores *grid forming*, como ABB, Siemens, General Electric, Schneider Electric, Hitachi, SMA y Huawei no tienen precios catalogados para estos equipos debido a la naturaleza avanzada de la tecnología y a la dependencia de los requisitos específicos de cada proyecto.

5.5.4 Conclusiones

De las secciones anteriores queda claro que actualmente existe un conjunto de soluciones para abordar los problemas de estabilidad asociados a la operación de SEP débiles con altos niveles de ERNC-CC. Algunas de las soluciones aumentan directamente los niveles de SCL o inercia, mientras que otras reducen los riesgos de comportamientos inestables en condiciones de red débil. Las alternativas van desde reforzamientos clásicos de red (en el marco de la planificación de mediano y largo plazo) hasta cambios complejos en los sistemas de control de los convertidores de las ERNC. Independiente de la alternativa elegida, reducir el riesgo de respuestas inestables debido a condiciones de red débil, siempre implicará costos adicionales. Aun así, las decisiones oportunas, en el marco de una planificación adecuada (ya sea a través del plan de expansión de la transmisión, o mediante exigencias en la normativa técnica), a menudo pueden evitar la necesidad de adoptar acciones correctivas apresuradas y costosas, inevitables una vez que ya han surgido problemas de estabilidad. La determinación de las medidas adecuadas dependerá fuertemente del sistema en estudio, no existiendo conclusiones generales. La única regla general, es que la correcta determinación del conjunto de medidas correctivas a adoptar en cada caso requiere de estudios exhaustivos que incluyan una planificación de mediano y largo plazo en conjunto con estudios de estabilidad.

6 Experiencia internacional

6.1 Introducción

La presente sección tiene por objetivo analizar tres sistemas de referencia, para evaluar cuales son las principales métricas y metodologías que actualmente se están considerando para abordar los problemas de inercia y cortocircuito, tanto en la operación como en la planificación de los sistemas eléctricos en análisis. La evaluación se realiza para los sistemas eléctricos de Australia, España y Estados Unidos, en este último caso analizando de manera detallada el Sistema Eléctrico de Texas, dado que posee los mayores desafíos en términos de inercia y cortocircuito. La sección parte con una revisión de los principales indicadores que se están utilizando para determinar los niveles de cortocircuito e inercia.

6.2 Revisión de indicadores para cuantificar robustez en SEP

6.2.1 Indicadores para niveles de cortocircuito

Experiencia y literatura especializada en indicadores para los niveles de cortocircuito de sistemas eléctricos convencionales dominados por GS's existe en extenso. Adicionalmente, durante los últimos años también se han desarrollado índices similares pero que toman en cuenta la presencia de ERNC-CC en el sistema [5][15][92]. Dentro de las métricas existentes para medir el SCL se encuentran: (i) la relación de cortocircuito (SCR), (ii) la relación de cortocircuito ponderada (WSCR), (iii) la relación de cortocircuito compuesta (CSCR), y (iv) la relación de cortocircuito equivalente (ESCR) [5]. Es relevante destacar que los 3 últimos indicadores son variaciones del SCR que buscan capturar de mejor manera el impacto de las ERNC-CC sobre la robustez de la red. En el caso de estas, al igual que el SCL, mientras mayor sea su valor, más robusta será una barra y/o una zona de la red. A continuación, se presentan las principales características de estos cuatro indicadores:

- *Relación de cortocircuito (SCR)*: Esta métrica se define como el cociente entre el nivel de cortocircuito de una barra ($SCMVA_{PCC}$) sin considerar la contribución de corrientes de ERNC-CC, sobre la potencia nominal de la ENRC-CC que se conecta en dicho punto (MW_{PCC}^{ERNCC}).

$$SCR = \frac{SCMVA_{PCC}}{MW_{PCC}^{ERNCC}} \quad (2)$$

Este indicador permite calcular la "robustez" de una barra considerando la capacidad instalada de ERNC-CC en sistemas convencionales dominados por GS. Sin embargo, diferentes estudios han mostrado que el valor del SCR podría entregar resultados optimistas cuando se usa en áreas débiles de un sistema con altos niveles de ERNC-CC, puesto que ignora las interacciones dinámicas que pueden ocurrir entre ERNC-CC eléctricamente cercanas entre sí.

- *Relación de cortocircuito ponderada (WSCR)*: Esta métrica se define como el cociente entre la suma de los niveles de cortocircuito de un conjunto de N barras ($SCMVA_i$), sin considerar la contribución de los convertidores conectados en dichas barras, ponderados por la potencia

nominal de las ERNC-CC conectadas en cada una de ellas ($P_{PCC_i}^{ERNC-CC}$), sobre la suma al cuadrado de las capacidades.

$$WSCR = \frac{\sum_i^N SCMVA_i \cdot P_{PCC_i}^{ERNC-CC}}{(\sum_i^N P_{PCC_i}^{ERNC-CC})^2} \quad (3)$$

Este indicador, a diferencia del SCR, considera las interacciones y/o acoplamientos que surgen entre ERNC-CC cercanas. Es importante recalcar que esta métrica no es calculada para cada barra, sino para una cierta área dentro de la red, por lo que el uso de este indicador requiere de una etapa previa de identificación de áreas “adecuadas” que no se encuentra estandarizada a nivel internacional.

- *Relación de cortocircuito compuesta (CSCR)*: Esta métrica se define como el cociente de la potencia de cortocircuito de una cierta barra ($SCMVA_{PCC}$), sin considerar la contribución de convertidores, sobre la suma de las potencias nominales de las ERNC-CC sobre un área definida de N barras.

$$CSCR = \frac{SCMVA_{PCC}}{\sum_i^N MW_{ERNC-CC}^i} \quad (4)$$

Este indicador también busca capturar interacciones que podrían surgen entre ERNC-CC cercanas al lugar de medición. No obstante, al igual que el WSCR, esta métrica requiere la identificación previa de un área, lo que puede ser complejo de determinar.

- *Relación de cortocircuito equivalente (ESCR)*: Esta métrica se define como el cociente entre el nivel de cortocircuito de una barra i sobre la potencia nominal de la ERNC-CC conectada en dicha barra más la potencia de un conjunto de N ERNC-CC ponderadas por un factor de interacción entre sus barras respectivas (IF_{ji}).

$$ESCR_i = \frac{SCMVA_i}{P_i + \sum_i^N (IF_{ji} \cdot P_j)} \quad (5)$$

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

$$IF_{ji} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \quad (6)$$

Dos barras con un $IF_{ji} \approx 1$ indica dos nodos fuertemente acoplados entre sí, con una gran cercanía eléctrica, mientras que $IF_{ji} \approx 0$ indica dos barras que no poseen interacciones entre ellas.

La principal ventaja de este indicador es que permite representar con mayor precisión las interacciones entre distintas barras considerando múltiples convertidores en un área, y también es adaptable a distintas configuraciones de un sistema eléctrico.

A continuación, se señala una tabla resumen comparativa de los diferentes índices [5].

Tabla 3: Comparación de metodologías de cálculo de SCL

Métrica	Calculo simple mediante programa de cortocircuito	Considera equipamiento IBR cercano.	Proporciona métrica común para gran volumen de ERV	Considera acoplamiento débil entre plantas generadoras de una misma zona	Considera otros elementos "no activos" basados en inversores (e.g. STATCOM)	Permite analizar plantas individuales dentro de un área más grande.
SCR	✓✓	X	X	X	X	X
CSCR	✓	✓✓	✓✓	X	X	X
WSCR-MW	✓	✓✓	✓✓	✓	X	X
WSCR-MVA	✓	✓✓	✓✓	✓	✓✓	X
ESCR	X	✓✓	X	✓✓	✓✓	✓✓

6.2.2 Indicadores para inercia

En términos de indicadores para evaluar la inercia de un sistema eléctrico, los más comunes se encuentran relacionados con límites del RoCoF con los cuales un sistema puede operar de manera segura, para minimizar el riesgo de inestabilidad de frecuencia o la activación de esquemas de protección activados por RoCoF. Para determinar estos límites se usa la ecuación presentada en la sección 5.1.2 que relaciona la frecuencia de un sistema después de ocurrido un desbalance de carga en el mismo:

$$\Delta \dot{f} = -\frac{f_0}{2H_{sys}} \Delta P_L$$

A partir de esta ecuación, se puede determinar la curva característica de la frecuencia en función de la energía disponible en los generadores en servicio del sistema. En este contexto, en [92] se utiliza un sistema referencial, para comprender la dinámica que ocurre posterior a un desbalance de carga, y caracterizar así los indicadores adecuados para evaluar el comportamiento del sistema en los primeros segundos después de ocurrida la falla (respuesta inercial).

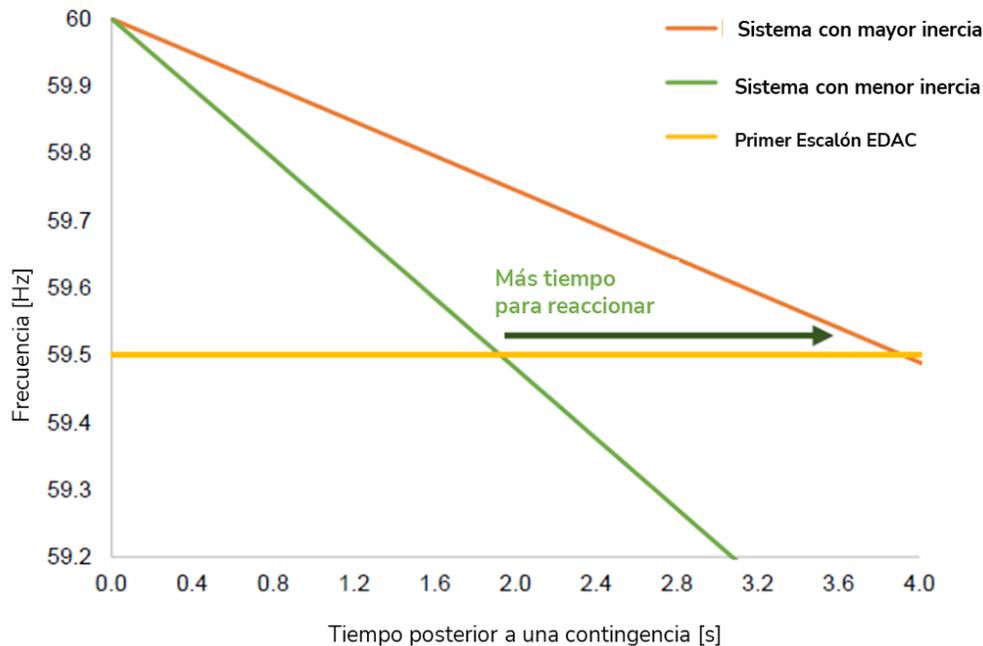


Figura 18: Curva característica frecuencia – tiempo para un determinado valor de RoCoF

La curva característica anterior también se puede expresar en términos del RoCoF, que se mide en Hz/s, y por lo tanto en la curva de la figura anterior, el valor obtenido correspondería a 0,25 Hz/s, en el sistema con menor inercia y a 0,125 Hz/s en el caso del sistema con mayor inercia. Es decir, a partir de esta métrica se puede estimar el comportamiento sistémico post contingencia. Este término permite describir los límites de RoCoF a los cuales el sistema puede operar de manera segura ante una contingencia, al respecto, en dicho sentido podemos destacar que dentro de las métricas a considerar para evaluar el valor límite de RoCoF mantiene directa relación con la contingencia más grande a la que pueda estar afectado el sistema en tiempo real. Al respecto, es importante destacar que la inercia de los generadores no depende de su punto de operación, y por lo tanto solo dependerá de si el generador se encuentra en servicio o no, permitiendo así una estimación de la inercia sistémica en función de la condición operacional en tiempo real en el sistema, conforme a lo anterior se considerará el valor del RoCoF del sistema en tiempo real como uno de los indicadores para medir la respuesta inercial del sistema. Al respecto, las ERNC-CC pueden operar de manera estable por lo general para valores menores a 3 Hz/s, si bien esto no es un límite duro, se observa en [155], que al analizar distintas normativas internacionales el límite de 3 Hz/s representa una condición que se observa común, aun cuando en [155] también se indica que sistemas con mayor penetración ERNC-CC como Hawái requerirían operación estable para límites de RoCoF de 5 Hz/s.

Por otro lado, también es importante destacar, que no solo las unidades de generación contribuyen con la inercia del sistema, sino que también la demanda posee una contribución en la respuesta en frecuencia, dado que algunas cargas, en particular los motores industriales poseen una característica que genera una respuesta en función de la frecuencia (a menos frecuencia, menor

potencia consumida, efecto denominado como “Load Damping”), adicional a lo anterior, la misma demanda posee respuesta inercial la que debe ser considerada al momento de determinar adecuadamente el RoCoF del sistema, conforme a lo anterior para estimar adecuadamente la respuesta inercial del sistema en tiempo real, se han desarrollado metodologías que permitan calcular la inercia del sistema en función de distintas condiciones de operación [92] la representación del efecto anterior se presenta en la Figura 19.

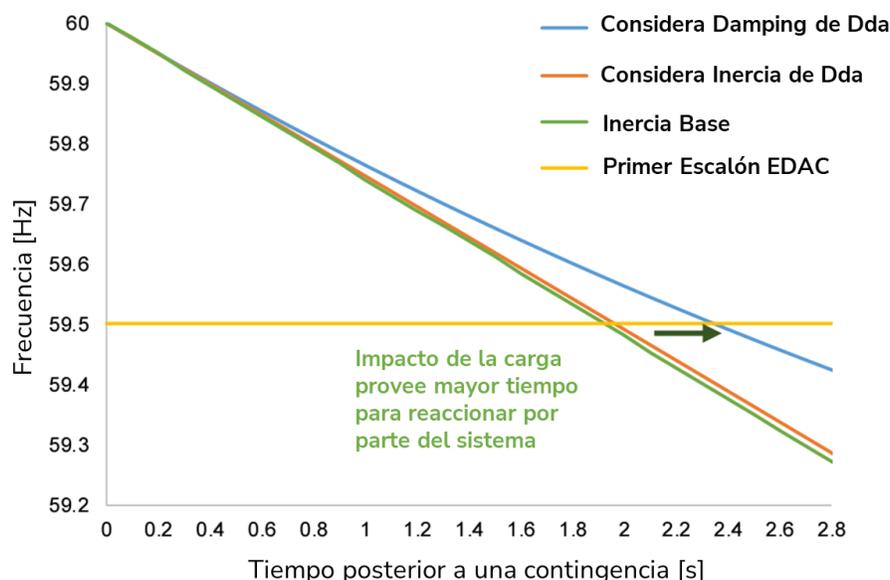


Figura 19: Efecto de considerar la demanda en la respuesta inercial del sistema [92]

Conforme a revisión de la literatura, se puede estructurar que una de las medidas para mejorar el desempeño de la respuesta en frecuencia del sistema corresponde también a la cantidad de reserva que es factible se despliegue previo a la operación de los EDACx BF, o equivalentemente a aquella que es factible que comience a ser liberada inmediatamente la contingencia sea detectada, esto ha dado cabida como fue indicado en 5.5.2, a que uno de los mecanismos para mejorar la respuesta en frecuencia del sistema tiene relación con la cantidad de recursos rápidos disponibles para operar el sistema posterior a una contingencia, en dicho sentido a nivel internacional se ha observado la implementación de una métrica denominada el piso de inercia (o nivel de inercia crítica), que guarda relación con la cantidad de reservas con la que cuenta el sistema eléctrico, que permitan un despliegue previo a la llegada al punto de mínima frecuencia del sistema evitando así una operación de los EDACx BF. Esta situación puede ser observada en los mercados de ERCOT, Australia y UK.

Tabla 4: Métricas de inercia [93]

	ERCOT	Reino Unido	Australia
1er escalón EDACx BF	59,3 Hz	48,8 Hz	49,0 Hz
RoCoF	1 Hz/s	0,125 Hz/s	1 Hz/s (en Australia del Sur 3 Hz/s)

	ERCOT	Reino Unido	Australia
Mayor Contingencia	2,75 GW	1,25 GW	Regional. 0,35 GW en Australia del Sur
Demanda Máxima	73 GW	60 GW	36 GW
Piso de Inercia	100 GWs	135 GWs	Pisos regionales (en Sur Australia 6 GWs)

En términos generales, el piso de inercia crítica es aquel que se determina en función de una contingencia determinada (por ejemplo, la salida de la unidad más grande del sistema, la desconexión de una barra importante con un alto nivel de generación u otro fenómeno sistémico que genere una perturbación importante en el sistema), estableciendo así el nivel de inercia requerido en el sistema para que se obtenga un RoCoF establecido una vez que ocurra la contingencia definida, por ejemplo, se puede considerar que el sistema no debe superar los 0,5 Hz/s en el caso de la mayor contingencia, lo que definirá los niveles de inercia necesarios para que su cumpla dicha condición. Esta relación puede observarse en la Figura 20 [93].

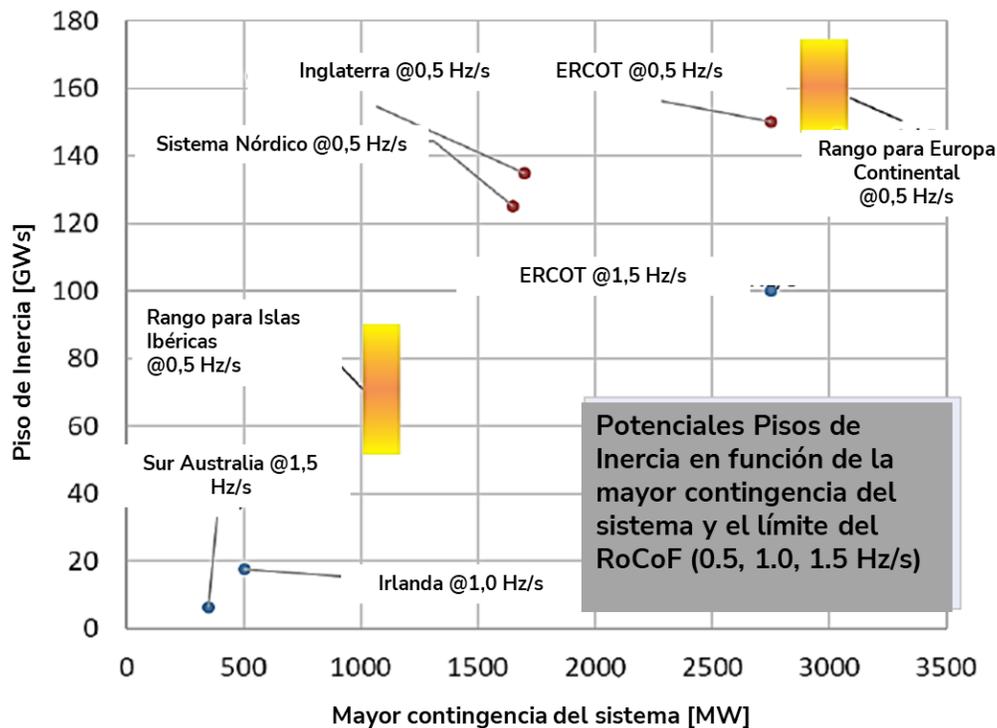


Figura 20: Determinación de Piso de Inercia en función de contingencia crítica y nivel de RoCoF [93].

Complementariamente, en ERCOT, se ha adoptado la métrica que permite comparar la razón entre la cantidad de respuesta primaria, respuesta rápida de frecuencia y respuesta inercial del sistema, generando así una curva de operación que permite evaluar el piso de inercia segura de operación en función de la cantidad y tipo de reserva disponible en el sistema, esta misma metodología ha sido observada en Gran Bretaña e Irlanda. Al respecto, en los estudios realizados por dichos operadores se ha observado que entre más rápida es capaz de ser desplegada la reserva rápida,

menor es el piso de inercia con el que es factible de operar el sistema. En ese mismo sentido la demanda también se define como un participante activo en evitar la operación de los EDACxBF, así como en el control del RoCoF, al respecto en mercados como ERCOT y UK, se define una respuesta de la demanda, como parte de un servicio complementario, esta demanda responde de manera previa a la operación de los EDAC, por ejemplo, en ERCOT opera a los 59,7 Hz (el primer escalón del EDAC opera en 59,3 Hz) y en un tiempo inferior a los 500 ms. Este servicio de respuesta es parte de un mercado de respuesta de demanda y es remunerado vía Servicios Complementarios. [92]

A modo de ejemplo, en la Figura 21 se presenta la variación del piso de inercia del sistema de Texas, en función de la velocidad de respuesta de la reserva rápida, se observa como a mayor velocidad de despliegue de las reservas, menor es el piso de inercia requerido por el sistema para operar adecuadamente, es decir logrando un valor de RoCoF determinado. En dichos términos, el contar con reserva más rápida, podría disminuir los costos de operación del sistema, en términos del requerimiento de considerar generación forzada o bien limitar los niveles de penetración de ERNC-CC para operar el sistema un determinado nivel de seguridad.

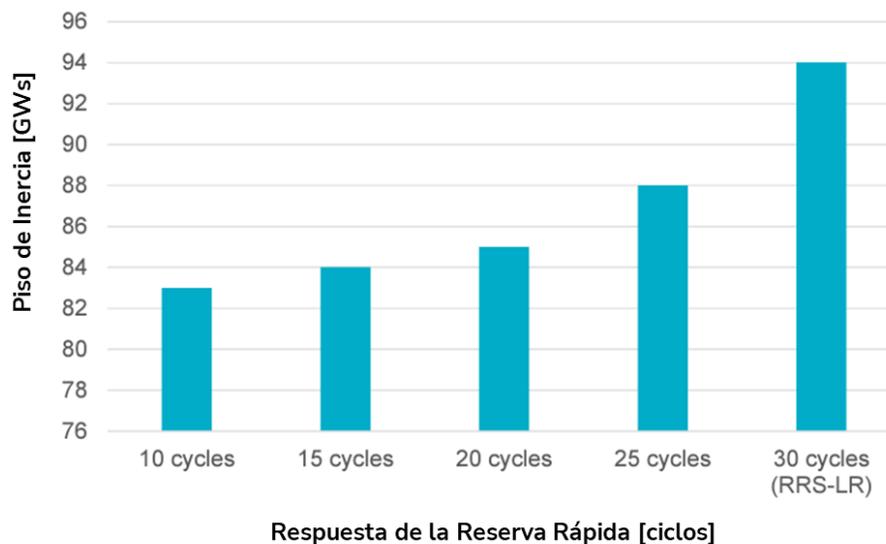


Figura 21: Piso de inercia en función de la velocidad de respuesta de la reserva [96] ⁵

Es importante destacar que las métricas previamente descritas para el control de inercia del sistema son aplicables en sistemas en el que aún coexisten los recursos sincrónicos con la generación ERNC-CC, en el caso de avanzar hacia una red 100% renovable los indicadores deben ser reevaluado, dado que una red con cero inercia requeriría inversores capaces de formar el voltaje y frecuencia de la red de manera independiente, situación que se encuentra en investigación por parte de la academia y los fabricantes de convertidores.

Como fuera observado en las métricas descritas anteriormente, uno de los elementos críticos para evaluar la respuesta del sistema, y por ende el nivel de RoCoF que se alcanzará posterior a una contingencia corresponde a la determinación del valor de la inercia efectiva con la que cuenta el

⁵ Dado que la referencia corresponde al sistema de Texas, USA, cada ciclo corresponde a 16,6 ms, luego la respuesta de la demanda para control de frecuencia se encuentra seteada a los 500 ms.

sistema en tiempo real, considerando el efecto de los GS, ERNC-CC, CS, links HVDC, Respuesta Rápida de los BESS, aporte de la demanda, por lo cual se han desarrollado diversas metodologías para estimar la inercia del sistema.

Para desarrollar el concepto de medición de inercia, es importante tener en consideración los siguientes términos:

$$KE_{sys} = \sum_{i=1}^N KE_{syn,i} = \sum_{i=1}^N H_i S_i$$

En la ecuación anterior, se especifica que la inercia de las máquinas sincrónicas en servicio, incluyendo tanto generadores como condensadores sincrónicos (KE_{syn} en MWs), H es la constante de inercia del generador (en segundos) y S es la potencia nominal del generador (en MVA). Este método inicial de determinación de la inercia del sistema permite determinar el límite inferior del total de inercia del sistema, dado que no considera la contribución del resto de elementos que se encuentran en la red, como la carga o el aporte de las centrales ERNC-CC. Luego, para poder determinar adecuadamente el valor de inercia que posee el sistema en tiempo real, es necesario realizar estudios para estimar el aporte por ejemplo de la demanda, en [138] se presenta una estimación del aporte de la inercia en Gran Bretaña, en el que se determinó que esta poseía un aporte equivalente un 17 a 25% del total de inercia del sistema.

Al respecto, a partir de la ecuación de swing, se puede reescribir de manera de representar el comportamiento sistémico, como se presenta a continuación [139]:

$$2H_{sys} * \frac{\Delta \dot{f}_{sys}(t)}{dt} = \Delta P_{m,sys}(t) - \Delta P_{e,sys}(t) - D_{sys} * \Delta \dot{f}_{sys}(t)$$

Donde $\Delta P_{m,sys}(t)$ y $\Delta P_{e,sys}(t)$ son la variación de potencia mecánica y eléctrica durante la contingencia, D_{sys} corresponde al factor de “damping” de la demanda y f_{sys} corresponde a la frecuencia del sistema, utilizando el concepto de centro de inercia, dada la situación descrita en 5.4.3, en la cual se identificó que pueden existir zonas de un mismo SEP en el que posterior a la contingencia existan distintos comportamientos en el valor de frecuencia del sistema, dado lo anterior, la frecuencia del Centro de Inercia se puede calcular como:

$$f_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^N H_i * S_i * f_i}{\sum_{i=1}^N H_i * S_i}$$

Donde N es el número total de generadores (o condensadores) sincrónicos conectados a un área del sistema, H_i , S_i y f_i , corresponde a la constante de inercia, potencia nominal y frecuencia medida en el generador i. En el caso de Chile, será importante estructurar las áreas que generen zonas de frecuencia similares, dado que producto de la naturaleza radial del SEN, sumado a la distribución de los recursos de generación, podrían existir zonas que presenten comportamientos distintos en la frecuencia posterior a una contingencia, por lo cual podrían existir zonas con centros de inercia diferentes.

Otra variación para evaluar el comportamiento de la frecuencia y con ello estimar la inercia del sistema en tiempo real, se desarrolla en [140], en la cual se determina que la frecuencia de un área

del sistema eléctrico se puede determinar a través de la medición en tiempo real del comportamiento del área en evaluación (WAMS, del inglés “Wide Area Measurement System”)

$$f_{ave} = \frac{\sum_{i=1}^{N_j} w_i * f_i}{\sum_{i=1}^{N_j} w_i}$$

Donde f_i corresponde a la frecuencia de los N_j nodos que se encuentran con medición en línea (a través de PMU, del inglés “Phasor measurement unit”), los pesos de cada medida w_i si bien de acuerdo con [140] los pesos deben considerar qué nodos contribuyen más a la inercia del área, pero también pueden considerar su posible variabilidad en el tiempo y la calidad de las señales de frecuencia. En el caso más simple, todos los nodos que se supone que contribuyen con alguna inercia se ponderan por igual y todos los demás nodos medidos se ponderan por cero, esta métrica permite determinar el nivel de inercia de un área particular, así como las interacciones con las otras áreas, de manera de determinar pisos de inercia locales.

Las metodologías anteriormente indicadas cuentan con un gran número de variantes, las que pueden ser consultadas en extenso en [139], en dicho documento se distinguen los modelos de determinación de inercia a través de técnicas de estimación basadas en modelos eléctricos, para lo cual, en algunas de las metodologías propuestas, se requiere una modelación detallada del sistema eléctrico en el dominio EMT, adicionalmente se realiza una revisión de métodos basados en mediciones, las que pueden ser clasificadas como post operativas a través del análisis de falla correspondiente o bien a través de mediciones en línea de las variables del sistema eléctrico.

En términos del monitoreo en línea en [139], se destaca que la estimación de la inercia del sistema en tiempo real es deseable para que los operadores de sistemas supervisen y rastreen las tendencias de inercia, identifiquen escenarios de riesgo y como insumo para la adquisición de reservas de control de frecuencias. Ejemplos de métodos en línea incluyen:

- **Monitoreo de inercia en tiempo real basada en SCADA:** estimación basada en los estados de los interruptores SCADA de los generadores síncronos conectados al sistema y los parámetros de inercia conocidos del generador. Esta es una estimación del límite inferior que excluye los generadores no observables por el SCADA, así como el impacto de las cargas. Este método para la estimación de la inercia en línea es estándar entre los operadores de sistemas, por ejemplo, ERCOT, Eirgrid, los TSO nórdicos (Fingrid, Statnett, Energinet y Svenska Kraftnät) y AEMO.
- **Monitoreo de la inercia del generador en tiempo real con estimaciones de inercia de carga:** igual que el método anterior, pero incluyendo una estimación de la inercia de carga basada en correlaciones lineales con la carga del sistema, derivadas de estudios fuera de línea.
- **Estimaciones basadas en WAMS:** utiliza PMUs ubicadas estratégicamente para detectar y medir perturbaciones en tiempo real. El WAMS puede estimar tanto las desviaciones de frecuencia como los desequilibrios de potencia activa (por ejemplo, cambios en los flujos de las interconexiones entre zonas) para su aplicación directa en estimaciones de inercia.

- **Inercia de área efectiva [141]:** es un concepto desarrollado por GE para estimar (en tiempo real) la inercia en un área acotada donde los flujos en la frontera del área pueden ser monitoreados por PMUs, por ejemplo, un área limitada por interconexiones regionales, o en el caso de Chile, zonas claramente preestablecidas entre la zona norte y sur del país. La inercia efectiva se calcula como:

$$KE_{EA} = \frac{1}{2} * \frac{f_n \Delta p_b}{\frac{df_a}{dt}}$$

Donde $\frac{df_a}{dt}$ corresponde a la variación de frecuencia del área, Δp_b es la variación de potencia neta dentro del área (considerando las interconexiones).

6.3 Revisión de normativas relacionadas

6.3.1 España

El sistema eléctrico español cuenta con una capacidad instalada cercana a los 118 GW de potencia⁶, de los cuáles 28 GW corresponden a centrales eólicas (23,7%) y 19 GW a centrales solares fotovoltaicas (16,1%). Las exigencias al sector de generación se establecen en el Reglamento (UE) 2016/631 de 14 de abril de 2016 que “establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red” [104].

De acuerdo con datos del operador del sistema, durante el periodo Dic-21 a Nov-22, el sistema español exportó 27.586 GWh, e importó 7.578 GWh, lo que en porcentajes implica que, de toda la energía transmitida por lo enlaces, el 78% de la energía fue exportada, vs el 22% equivalente de importación. Actualmente Francia y España se encuentran en desarrollo preliminar de un nuevo enlace que duplicará al existente. Se prevé que esté operativo al año 2027.

En cuanto a generación misma, dependiendo del periodo anual, la generación de energía eléctrica diaria oscila en torno a 800-825 GWh diarios, alcanzando los 850 GWh diarios en meses de verano. Es en este periodo donde la generación ERV alcanza un porcentaje cercano al 40% de la producción diaria (15% FV – 25% Eólico)⁷. Mientras que, en un día de invierno, las ERV mantienen dicho porcentaje de la generación, cambiando la composición entre FV y Eólico (5% FV – 35% Eólico)

Por el lado de la demanda, el sistema tuvo durante el periodo Dic-21 a Nov-22 una demanda máxima instantánea de 38,3 GW, ocurrida en el mes de julio de 2022.

6.3.1.1 Principales contenidos del Reglamento (UE) 2016/631

Este reglamento, y sus respectivas circulares y resoluciones locales, tiene elementos similares a lo que nuestro esquema normativo incorpora en el Capítulo 3 de la NTSyCS (“Exigencias mínimas para

⁶ Red Eléctrica España. Diciembre 2022.

⁷ Red Eléctrica España: ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS_01-07-2022_07-07-2022.

diseño de instalaciones”) y en su anexo de “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI”.

Dentro de los contenidos del Reglamento y del conjunto de exigencias que deben cumplir las unidades de generación destacamos las siguientes:

- La agrupación tecnológica para las distintas tecnologías de generación, que son los “módulos de generación de electricidad”, los “módulos de parque eléctrico⁸” y los “módulos de parque eléctrico en alta mar”. Cada uno de ellos tiene consideraciones diferentes a lo largo del texto.
- Además de la clasificación anterior, también se agrupan por nivel de tensión y potencia. Las categorías son las siguientes:
 - 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 GRT (Gestor de Redes de Transmisión) 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 de 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 de tipo D si la tensión de 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 antes mencionado corresponde al siguiente:

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

⁸ «módulo de parque eléctrico» o «MPE»: una unidad o un conjunto de unidades que genera electricidad, que está conectado de forma no síncrona a la red o que está conectado mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de transporte, una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, o un sistema HVDC; [104].

6.3.1.2 Requerimientos de Inercia sistémica

En materia de inercia sistémica, esta se regula desde la Unión Europea, en particular el artículo 39 de la Comisión de Regulación (EU) 2017/1485, guía para la operación del sistema, especifica que todos los TSO's de Europa (incluyendo al del sistema español) deben realizar un estudio común para identificar donde existen problemas de requerimientos mínimos de inercia. Este estudio debe ser actualizado cada dos años. En el caso de que este estudio contemple la necesidad de definir la inercia mínima requerida, todos los TSO de la zona síncrona que contenga el problema desarrollarán conjuntamente una metodología para la definición de la inercia mínima necesaria para mantener la seguridad operativa y evitar la violación de los límites de estabilidad. Cada TSO de la zona síncrona en evaluación deberá monitorear en tiempo real la inercia mínima en su propia zona de control, de acuerdo con la metodología aprobada. Al respecto, 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.

Al respecto, en Europa se encuentra bastante incorporado que “Los módulos de generación de electricidad síncronos tienen la capacidad inherente de resistir o ralentizar las variaciones de frecuencia, una característica que no poseen muchas tecnologías de fuentes de energía renovables. Por consiguiente, deben adoptarse medidas correctoras para evitar una mayor derivada de la frecuencia en períodos de producción elevada a partir de fuentes de energía renovables. La emulación de inercia podría facilitar una mayor expansión de las fuentes de energía renovables, que no contribuyen de forma natural a la inercia”.

Con lo anterior se reconoce posibles situaciones operativas ante la falta del atributo de inercia e indica que se “deben adoptar medidas” para evitar dichos escenarios.

Al respecto, el actual desarrollo de exigencias normativas en materia de inercia, tanto a nivel reglamentario como en circulares o resoluciones de la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia (CNMC), apuntan hacia un nivel informativo y restrictivo, y no al de un parámetro local o zonal que debiese cumplirse. Por ejemplo, ante el parámetro “Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de la frecuencia”, el Reglamento hace la distinción entre aquellos módulos de generación síncronos y parques que pueden emular inercia versus aquellos que no. Hasta el momento son los propios propietarios de los módulos de parque eléctrico los que informan la capacidad o incapacidad de emular inercia.

De todas maneras, el Gestor de Redes de Transmisión (GRT o TSO) “*tendrá derecho a especificar que los módulos de parque eléctrico sean capaces de emular inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas*”. Esto para módulos de parque eléctrico del tipo C y D. Se indica además que “*el principio de funcionamiento de los sistemas de control instalados para emular inercia y los parámetros de rendimiento asociados deberán ser especificados por el GRT pertinente*”.

La definición correspondiente al GRT de emulación de inercia fue establecida mediante la Orden TED/749/2020, de 16 de julio de 2020, del Ministerio para la Transición Ecológica y el reto Demográfico donde “se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión”. El documento indica lo siguiente:

“1.9 Emulación de inercia. En el supuesto de que un módulo de parque eléctrico de tipo C o D pueda aportar emulación de inercia voluntariamente, esta consistirá en un control continuo que deberá producir incrementos o decrementos de potencia activa proporcionales a la derivada temporal de frecuencia en el punto de conexión a la red. El sistema de control deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Responderá de acuerdo con una ganancia derivativa, K_d , ajustable, al menos, entre 0 (control fuera de servicio) y 15 segundos (valores por unidad en base máquina).*
- b) En todo momento estará capacitado para aumentar o disminuir la potencia activa inyectada a la red en un valor ΔP_{max} desde el valor previo a la perturbación (potencia activa de referencia P_o). El valor ΔP_{max} podrá ser ajustable entre 0 (control fuera de servicio) y el 10 % de la capacidad máxima del módulo.*
- c) 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.*
- d) Deberá ser capaz de suministrar una energía equivalente al 10 % de la capacidad máxima del módulo durante 8 segundos.*
- e) La banda de insensibilidad de la medida de la frecuencia no será superior a ± 10 mHz.*
- f) Será capaz de inhibirse dentro de una banda muerta voluntaria en frecuencia entre 0 y ± 500 mHz.*
- g) 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.”

Sin perjuicio de lo anterior, a través de la modificación de [97] se están definiendo requerimientos para que las centrales renovables puedan prestar control de frecuencia rápida o emulación de inercia, lo que permitiría incorporar estas centrales al control de frecuencia.

Requisito	Rango ajustable o parámetro	Módulo de parque eléctrico eólico	Módulo de parque eléctrico no eólico	Módulo de generación de electricidad síncrono
MRPF	$ \Delta P_i /P_{max}$	10%	10%	10%
	$ \Delta f_i $	<30 mHz	<30 mHz	<30 mHz
	Banda muerta	± 50 mHz	± 50 mHz	± 0
	Estadismo s_1	4%	4%	4%
	Demora inicial máxima admisible t_1 con inercia o con emulación de inercia	300 ms	300 ms	300 ms
	Demora inicial máxima admisible t_1 sin inercia o sin emulación de inercia	150 ms	150 ms	
	Tiempo de activación total t_2	1 s	1 s	1 s(*)

(*) Dependiendo de las limitaciones físicas del aprovechamiento (hidroeléctrica, bombeo, entre otros) y limitaciones tecnológicas justificadas (motores a gas, turbinas de gas, entre otros.) se podrán acordar tiempos de respuesta mayores con el operador del sistema.

Figura 22: Nuevos requerimientos control de frecuencia España

En relación con las metodologías para monitorear la inercia en línea del sistema, en [98] el ENTSO-E brinda las siguientes recomendaciones a los TSO's europeos:

- 1) Monitoreo de inercia en línea a través del uso de PMUs, aproximación por modulación. Similar al método de inercia efectiva señalado en la sección anterior, pero con medición de PMUs.

Esta metodología para la medición en línea de la inercia se basa en un análisis espectral del comportamiento de la frecuencia, el método consiste en inyectar en un nodo de la red una perturbación de potencia activa que lleve al sistema a operar a una cierta frecuencia característica. El dispositivo que inyecta potencia es, de facto, una especie de modulador en frecuencia y amplitud y podría ser un enlace HVDC o un banco de baterías o resistencias debidamente controlado. Conociendo la entrada (la perturbación) y las salidas (frecuencia en diferentes nodos) es posible identificar la función de transferencia del sistema y, en consecuencia, estimar el valor de inercia (generadores y cargas).

Los límites de este método son:

- La aplicación es relativamente fácil para un sistema aislado, porque la amplitud de la perturbación inyectada requerida para excitar una respuesta de frecuencia adecuada de la red podría ser razonablemente pequeña; diferente sería perturbar una red más grande, por ejemplo, sobre Europa continental.
- Una excitación de un modo sobre el sistema eléctrico, como por ejemplo Europa continental induciría oscilaciones de potencia en las interconexiones que podrían perturbar a los TSO vecinos; además, esta modulación podría excitar oscilaciones entre

áreas. Por lo tanto, se deben realizar verificaciones adecuadas para garantizar la seguridad de la medición.

- En un sistema eléctrico interconectado, todas las líneas de interconexión entre áreas deben controlarse a través de PMUs en términos de potencia intercambiada; este requisito claramente aumenta los costos en cuanto al número de dispositivos, enlaces de telecomunicaciones, etc.
- El enfoque está "orientado a pequeña señal"; en caso de grandes perturbaciones, no se garantiza que la estimación sea correcta,

2) Monitoreo de inercia en línea a través del uso de PMUs, aproximación por “perturbación significativa”. Este enfoque también es similar a la medición de inercia efectiva, pero con medición de PMUs.

Este enfoque es más determinístico y se basa en la estimación en tiempo real de la frecuencia de manera de identificar "pasos de potencia activa natural" (disparos/maniobras de generación, cargas, líneas) que estimulan una frecuencia transitoria sobre el sistema. Como los fenómenos transitorios están influenciados por la inercia disponible, es posible estimar esta última a través de técnicas clásicas de función de transferencia o aplicando algoritmos más sofisticados. Por ejemplo, se está estudiando un método para estimar la inercia efectiva (es decir, teniendo en cuenta todas las contribuciones a la respuesta inercial), que considera el desequilibrio de potencia como una función variable en el tiempo en lugar de un paso discreto de potencia. A través de la subdivisión en áreas, se puede identificar el centro de inercia del sistema en análisis mediante el uso de mediciones de PMU en las líneas de interconexión entre áreas. Este método integra las desviaciones de potencia entre el momento de la perturbación y el tiempo t , representando la energía agregada o eliminada del área bajo análisis a través de sus enlaces de interconexión. Durante un período en el que el sistema responde con respuesta inercial, la desviación de potencia integrada y el cambio de frecuencia están relacionados linealmente. El cálculo de la inercia del área requiere dos parámetros: la tasa de cambio de frecuencia (RoCoF) y la variación de potencia a través del límite del área. La relación entre estas cantidades viene proporcionada por la ecuación:

$$\Delta f = \frac{1}{H * P_{dda}} * \frac{f_0}{2} \int_{t_0}^t \Delta P_{desbalance} * dt$$

Donde t_0 es el tiempo de perturbación y Δf y ΔP son los cambios "infinitesimales" de frecuencia y potencia a través del tiempo, comenzando en el tiempo t_0 . La integral se calcula para todas las muestras de tiempo desde el punto de perturbación hasta una ventana de tiempo máxima configurada. Por lo tanto, la inercia calculada es una función del tiempo. El algoritmo encuentra las muestras de tiempo con baja variación en la inercia y selecciona el valor mínimo de inercia de ellas. El método ha sido probado, con resultados prometedores, tanto en entornos simulados como reales. Con el fin de garantizar resultados precisos,

especialmente en grandes interconexiones donde las perturbaciones rara vez resultan en RoCoF pronunciados, se necesita más investigación para:

- Identificar el momento de la perturbación para utilizarla como punto de partida.
- Encontrar el nivel de frecuencia y potencia previo a la perturbación.
- Evaluar la ventana de tiempo del evento necesaria para garantizar un cálculo preciso.

3) Uso del SCADA

Las mediciones SCADA se pueden utilizar para determinar la inercia de la red eléctrica considerando los generadores sincrónicos en línea (incluidos los condensadores síncronos). Para determinar la inercia de los generadores sincrónicos conectados a la red, se necesita: Constante de inercia y potencia aparente nominal de cada generador (datos técnicos bien conocidos por TSO así como el estado de servicio (activo/inactivo) de cada generador

La expresión utilizada para este cálculo es:

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^N H_i * S_{G,i}}{\sum_{i=1}^N S_{g,i}}$$

- Donde H_i , $S_{g,i}$, corresponde a la constante de inercia y potencia nominal de los generadores i . Este método permite monitorear continuamente la inercia proporcionada por los generadores sincrónicos, dando una indicación conservadora (ya que no se considera la contribución de las cargas y de otros dispositivos) de la cantidad de energía cinética almacenada en las masas giratorias directamente conectadas a la red. Esta información también es útil para el análisis de correlación de la tendencia de la inercia de la red con otras cantidades características del sistema eléctrico (por ejemplo, la demanda total, demanda neta y la cantidad de reservas).

Los métodos basados en datos SCADA permiten, por tanto, un cálculo indicativo de la inercia y RoCoF de la red, y dado que no en todos los puntos del sistema existen PMUs, la medición SCADA tiene una componente que permite ampliar el espectro de observabilidad del sistema, pero también tienen algunas limitaciones:

- El tipo y tiempo de muestreo de las mediciones procesadas por el SCADA no permite el uso de algunos de los algoritmos innovadores, descritos anteriormente, para la estimación de la inercia de la red.
- La inercia calculada con datos SCADA no considera la contribución de cargas y otras fuentes de energía (por ejemplo, ERNC-CC)
- La precisión del cálculo depende de la calidad de las señales remotas y la telemetría del sistema SCADA, así como de la precisión de la constante de inercia de los generadores.

6.3.1.3 Requerimientos a nivel de determinación de SCL

En cuanto a exigencias en materia de potencia de cortocircuito, la Resolución del 20 de mayo de 2021 de la CNMC [105] regula la capacidad de acceso por nudo para Módulos de Parques Eléctricos (MPE). Para ello el operador del sistema (Red Eléctrica España) debe seguir el siguiente procedimiento para determinar la influencia eléctrica mutua entre barras cercanas, y los MPE conectadas a ellas. El proceso consta de las siguientes definiciones y etapas.

- *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 una variación de tensión significativa sobre el resto de nudos del conjunto, para lo que se utilizará el Factor de Interacción Múltiple.*
- *Factor de Interacción Múltiple (MIIF, Multi Infeed Interaction Factor):*

$$MIIF_{ij} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i}$$

Donde:

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

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

- *Se considera que dos nudos (nudo i y nudo 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 mayor o igual que 0,98.*
- *Se calcula el 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:*

$$WSCR = \frac{\sum_i^N S_{cc_i} \times PMPE_i}{(\sum_i^N PMPE_i)^2}$$

Donde:

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

N : Número de nudos que constituyen la ZIE.

$PMPE_i$: Capacidad máxima en MW de MPE conectados o con permiso de acceso otorgado y otorgable en el nudo i perteneciente a la ZIE.

- *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. Así, la capacidad de acceso (en MW) del nudo j , sería:*

$$\frac{\sum_i^N S_{cc_i}^2}{(\sum_i^N S_{cc_i})^2} \times \frac{S_{cc_i}}{WSCR}$$

Donde:

Sc_c_j : 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 caso 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 Sc_c antes referido a cada una de las ZIE.*
- *La determinación de la capacidad de acceso por Sc_c y la definición de ZIE se evaluará a partir de escenarios del año horizonte de la planificación vigente representativos de situaciones de baja Sc_c en el sistema, al objeto de reducir el riesgo de interacciones entre controles de MPE o de un mal funcionamiento de los equipos o del propio sistema. Se entenderán como escenarios representativos de baja Sc_c aquellos que reflejen perfiles de Sc_c con probabilidad de ser superada del orden del 95 % (percentil 5), lo que en la práctica puede asimilarse a escenarios con generación síncrona mínima (must-run síncrono). Para evaluar la capacidad de acceso a partir de escenarios de generación síncrona mínima, podrán postularse diferentes escenarios representativos de operación que reflejen de manera topológicamente equilibrada distintas hipótesis de distribución verosímil de la generación síncrona mínima necesaria en el sistema en el año horizonte de la planificación vigente.*

Aquí se puede apreciar que, independiente del esquema del proceso de cálculo de la capacidad de potencia de cortocircuito por barra, el índice bajo el cual se evalúa será establecido a partir de escenarios contenidos en la planificación vigente, que representen escenarios de baja potencia de cortocircuito del sistema. En opinión del equipo consultor, esto puede deberse al dinamismo sistémico y a la poca flexibilidad que se tendría al establecer un número de esas características en un documento normativo que tiene sus propias metodologías de actualización/modificación, y por lo mismo parece razonable identificar un procedimiento y más que un umbral.

6.3.2 Australia

6.3.2.1 Caracterización del Mercado Eléctrico Australiano.

El Mercado Nacional de Electricidad (NEM) se forma de unos 40.000 kilómetros de líneas de transmisión e interconecta cinco jurisdicciones de Australia: Queensland, Nueva Gales del Sur (incluido el Territorio de la Capital Australiana), Victoria, Australia del Sur y Tasmania. Australia Occidental y el Territorio del Norte no están conectados al NEM. Este sistema, abastece cerca del 80% de todo el consumo eléctrico del país.

La Tabla 5 muestra la matriz energética del NEM junto con la participación de cada tecnología para el año 2021. La capacidad instalada del NEM para el año 2021 fue de 51.643 MW, donde la demanda peak fue de 31.945 MW. Además, se destaca que el consumo anual del NEM para el año 2021 correspondió a 188,6 TWh.

Tabla 5 Capacidad instalada NEM año 2021

Tipo	Capacidad instalada NEM [%]	Generación 2021 [%]
Carbón	39,9	66,2
Gas	16,9	5,6
Hidráulica	14,4	9,1
Eólica	14,3	13,4
Solar	10,9	5,1
Batería	0,9	0,2
Otro	2,7	0,4

Aunque la penetración de los recursos basados en inversores (IBR) en el NEM está aumentando a un ritmo rápido, se observa que los generadores síncronos siguen constituyendo una parte significativa de la combinación de generación. Sin perjuicio de lo anterior, el sistema se encuentra en una rápida transición hacia una estructura dominada por inversores, ya que la mayoría de los generadores síncronos serán desplazados por los recursos IBR en las próximas dos décadas. Según el Plan de Sistema Integrado de AEMO, se espera que el 63% de las centrales eléctricas de carbón se retiren para el año 2040[15], situación que ha generado que el AEMO haya establecido un intenso plan para la evaluación de métricas

6.3.2.2 *Requerimientos de Inercia sistémica*

La inercia en el sistema australiano (NEM, por sus siglas en inglés “National Electricity Market”) se está reduciendo debido a la rápida adopción de generación de IBR a gran escala, el aumento de la penetración de DER (por sus siglas en inglés “Distributed Energy Resources”) y el desmantelamiento progresivo de las centrales eléctricas síncronas, en particular a partir del plan de descarbonización al año 2040 que está experimentando dicha nación.

Previo a identificar las metodologías que se están implementando para evaluar la inercia, a continuación, se presentan las definiciones normativas establecidas en el NER (Reglas Nacionales de Electricidad, del inglés National Electricity Rules), que permiten comprender el contexto en el cual se establecen los requerimientos de fortaleza de red e inercia del sistema australiano. Los requerimientos normativos asociados a los requerimientos de inercia se encuentran identificados en <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/175/24548>. Sin perjuicio de lo anterior, a continuación, se presentan los extractos principales de las NER:

- Servicio de red de inercia: servicio para el suministro de inercia a una red de transmisión.

- Requisitos de inercia: nivel umbral mínimo de inercia y el nivel de inercia de funcionamiento seguro para una subred de inercia determinada por AEMO en virtud de la cláusula 5.20B.2, letra a) del NER.
- Metodología de requisitos de inercia: proceso que AEMO utiliza para determinar los requisitos de inercia para cada subred de inercia, publicado por AEMO bajo la cláusula 5.20.4⁹ del NER.
- Pago por servicio de inercia: pago por parte de un proveedor de servicios de red¹⁰ de transmisión realizado en virtud de un acuerdo de servicios de inercia cuando:
 - a. el pago se efectúa por servicios de red de inercia o actividades de apoyo a la inercia que se pondrán a disposición o se prestarán como servicio al proveedor de servicios de red de transmisión en su calidad de proveedor de servicios de inercia para (en el caso de servicios de red de inercia) cumplir una obligación en virtud de la cláusula 5.20B.4 o (en el caso de apoyo a la inercia) actividades que den lugar a un ajuste del nivel mínimo de inercia umbral o del nivel de inercia de funcionamiento seguro, y
 - b. los servicios de red de inercia estén disponibles o se presten, o se lleve a cabo la actividad de apoyo a la inercia, de conformidad con: 1) especificaciones técnicas aplicables y normas de rendimiento aprobadas por AEMO, y 2) en el caso de una actividad de apoyo a la inercia, bajo cualquier condición de aprobación de AEMO según la cláusula 5.20B.5(a).
- Proveedor de servicios de inercia: el proveedor de servicios de inercia para una subred de inercia según lo especificado en la cláusula 5.20B.4(a).
- Acuerdo de servicios de inercia: un acuerdo en virtud del cual una persona acepta proporcionar uno o más servicios de red de inercia a un proveedor de servicios de inercia o realizar una actividad de apoyo a la inercia.
- Déficit de inercia: déficit en el nivel de inercia normalmente proporcionado en una subred de inercia (teniendo en cuenta los patrones típicos de generación despachada) en comparación con el nivel operativo seguro de inercia determinado más recientemente por AEMO para la subred de inercia.

En términos generales el nivel operativo seguro posee dos componentes principales un estado de funcionamiento satisfactorio y otro seguro según se define a continuación.

El sistema se define como en un estado de funcionamiento satisfactorio cuando:

- a) la frecuencia en todas las barras colectoras energizadas de la red eléctrica se encuentra dentro de la banda de frecuencias de funcionamiento normal, excepto en el caso de breves desviaciones;
- b) las magnitudes de tensión en todas las barras colectoras energizadas en cualquier patio de maniobras o subestación de la red eléctrica se encuentran dentro de los límites pertinentes

⁹ El detalle de la cláusula se encuentra disponible en la sección de Anexos.

¹⁰ Corresponde a una empresa transmisora.

- establecidos por los proveedores de servicios de red pertinentes de conformidad con la cláusula S5.1.4 del esquema 5.1;
- c) los flujos de potencia en todas las líneas de transmisión de la red eléctrica se sitúan dentro de sus capacidades (considerando la capacidad transitoria en caso de emergencia) definidas por los proveedores de servicios de red pertinentes de conformidad con el esquema 5.1;
 - d) todas las demás instalaciones que formen parte o afecten a la red eléctrica estén funcionando dentro de las capacidades de operación pertinentes (teniendo en cuenta la capacidad transitoria en caso de emergencia) definidas por los proveedores de servicios de red pertinentes de conformidad con el esquema 5.1;
 - e) la configuración del sistema eléctrico es tal que la gravedad de cualquier falla potencial está dentro de la capacidad de los interruptores para desconectar el circuito o equipo con fallas; y las condiciones de la red eléctrica son estables de conformidad con los requisitos de estabilidad que permitan un funcionamiento estable de la red nacional, tanto en un estado de funcionamiento satisfactorio como tras cualquier acontecimiento de contingencia creíble o cualquier acontecimiento protegido descrito en la cláusula S5.1.2.1:
 - a) el sistema eléctrico permanecerá en sincronismo;
 - b) la amortiguación de las oscilaciones del sistema eléctrico será adecuada; y
 - c) se cumplirán los criterios de estabilidad de tensión.

El amortiguamiento de las oscilaciones del sistema de potencia debe evaluarse de acuerdo con los criterios de diseño, que establecen que el amortiguamiento se considera adecuado si después del evento de contingencia creíble más crítico o cualquier evento protegido¹¹, las simulaciones indican que el tiempo de reducción a la mitad del modo electromecánico de oscilación menos amortiguado no es superior a cinco segundos.

El criterio de rendimiento operativo de amortiguación del sistema de potencia es que, en un punto de operación dado, el monitoreo en tiempo real o los resultados de las pruebas disponibles muestran que hay menos de un 10% de probabilidad de que el tiempo de reducción a la mitad del modo de oscilación menos amortiguado exceda los diez segundos, y que el tiempo promedio de reducción a la mitad del modo de oscilación menos amortiguado no sea más de cinco segundos.

El criterio de control de voltaje es que debe mantenerse después del evento de contingencia creíble más severo o cualquier evento protegido. Esto requiere que se mantenga un margen de potencia reactiva adecuado en cada punto de conexión de una red con respecto al límite de estabilidad de tensión determinado a partir de la característica de tensión/carga reactiva en ese punto de conexión. La selección del margen apropiado en cada punto de conexión

¹¹ Un evento protegido de acuerdo al NEM se define como una contingencia no esperada, que ha sido definida por el Panel de Confiabilidad del sistema, y que por lo tanto debe ser considerada dentro de los análisis de seguridad del sistema para garantizar la operación del mismo.

queda a discreción del proveedor de servicios de red correspondiente, sujeto únicamente al requisito de que el margen (expresado como potencia reactiva capacitiva (en MVar)) no debe ser inferior al 1% del nivel máximo de falla (en MVA) en el punto de conexión.

Al planificar una red, un proveedor de servicios de red debe considerar eventos de contingencia no creíbles, como fallas en barra que resultan en disparos de varios circuitos, fallas de doble circuito y múltiples contingencias que podrían poner en peligro la estabilidad del sistema. En aquellos casos en los que las consecuencias para cualquier red o para cualquier Participante registrado¹² de tales eventos puedan ser una interrupción grave, un Proveedor de servicios de red y / o un Participante registrado deben, en consulta con AEMO, instalar, mantener y actualizar los controles de emergencia dentro del sistema del Proveedor de servicios de red o del Participante registrado o en ambos, según sea necesario, minimizar la interrupción de cualquier red de transporte o red de distribución y reducir significativamente la probabilidad de desconexión en cascada.

Un Participante registrado debe cooperar con un proveedor de servicios de red para lograr un funcionamiento estable de la red nacional y debe hacer todos los esfuerzos razonables para negociar con el proveedor de servicios de red con respecto a la instalación de controles de emergencia como se describe en el párrafo anterior. El costo de instalación, mantenimiento y operación de los controles de emergencia debe ser asumido por el Proveedor de Servicios de Red, que tiene derecho a incluir este costo al calcular el precio de uso del sistema por parte del Cliente de Transmisión.

En cuanto a la operación segura del sistema, esta se describe en la cláusula 4.2.6¹³ de las Reglas del Mercado, en la cual se hace referencia a:

- a) En la medida de lo posible, el sistema debe funcionar de tal manera que esté y permanezca en un estado operativo seguro.
- b) Después de un evento de contingencia (ya sea un evento de contingencia creíble o no) o un cambio significativo en las condiciones del sistema eléctrico, AEMO debe tomar todas las medidas razonables para ajustar, siempre que sea posible, las condiciones de funcionamiento con vistas a devolver la red eléctrica a un estado de funcionamiento seguro tan pronto como sea posible hacerlo y, en cualquier caso, en un plazo de treinta minutos; o
- c) Los sistemas de control de frecuencias de emergencia deben estar disponibles y en servicio para:
 - 1) restablecer el sistema eléctrico a un estado de funcionamiento satisfactorio tras los eventos para los cuales fue diseñado; y

¹² Corresponde a lo que en Chile se denomina Empresa Coordinada.

¹³ Disponible en https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/175/24136#clause_4.2.6

- 2) reducir significativamente el riesgo de interrupciones en cascada e interrupciones importantes del suministro después de múltiples eventos de contingencia significativos.
- e) Deben estar disponibles suficientes SRAS¹⁴ de acuerdo con la norma de restablecimiento del sistema para permitir el restablecimiento de la seguridad del sistema eléctrico y cualquier partida necesaria de las unidades generadoras después de una interrupción importante del suministro.
- f) Debe disponerse de suficiente inercia en cada subred de inercia para cumplir los requisitos de inercia aplicables (conforme a los requerimientos establecidos por AEMO).
- g) Se debe mantener un nivel de falla trifásico suficiente en cada nodo de nivel de falla para cumplir con los requisitos de resistencia del sistema aplicables.
- Evento de déficit de inercia: un proveedor de servicios de red de transmisión está obligado a poner a disposición servicios de red de inercia en virtud de la cláusula 5.20B.4 como consecuencia de una evaluación realizada por AEMO en virtud de la cláusula 5.20B.3(c) de que existe un déficit de inercia en una subred, esto debe realizarlo de manera obligatoria, contratando los recursos necesarios para contener el déficit detectado.
 - Subred de inercia: Parte de la red nacional determinada por AEMO de conformidad con la cláusula 5.20B.1 especificada en los anexos.
 - Unidad de inercia: una unidad generadora o bidireccional registrada en AEMO bajo la cláusula 5.20B.6(b) especificada en los anexos.

Conforme a las definiciones normativas anteriormente indicadas, es importante destacar que en el mercado australiano es responsabilidad del proveedor del sistema de transmisión de los distintos subsistemas de inercia el generar las condiciones para cumplir con la exigencia solicitada. Se destaca que los servicios de inercia pueden ser suplidos tanto por condensadores sincrónicos, así como por tecnologías con convertidores de potencia, principalmente sistemas de baterías con respuesta rápida, las que podrían utilizarse para abordar estas deficiencias de inercia y por lo tanto se encuentran habilitados para ser contratados como proveedores de inercia. Asimismo, se han considerado como parte de los servicios de inercia la capacidad de los generadores de mantenerse en servicio para incrementar el RoCoF del sistema.

En relación con los componentes metodológicos para determinar los requerimientos de inercia, se destaca que el límite mínimo de inercia de funcionamiento seguro por subsistema depende de la cantidad disponible de FFR en dicho subsistema, dado que como fue especificado en la sección 6.2.2, se ha determinado que dicho tipo de control rápido de frecuencia permite disminuir el piso de inercia requerido en un sistema para mantener el RoCoF dentro de los límites establecidos por el operador.

¹⁴ SRAS: Servicio complementario para restablecer la red (capacidad de partida en negro)

Al respecto, para la determinación de los umbrales de inercia por subsistema, AEMO debe evaluar anualmente las subredes de inercia¹⁵ y los requisitos para cada región del NEM y declarar cualquier deficiencia o brecha identificada para el próximo período de cinco años, los que deben comprender el nivel umbral mínimo de inercia y el nivel operativo seguro de inercia.

En un sentido práctico, el nivel umbral mínimo de inercia es la inercia requerida para mantener un estado de funcionamiento satisfactorio del sistema después de la pérdida de la mayor fuente de inercia del subsistema o la mayor fuente de reserva de contingencia (incluido FFR) como resultado de un evento de contingencia creíble. En tales circunstancias, la frecuencia del sistema debe estar permanecer dentro de los rangos permitidos para mantener el sistema en un estado de funcionamiento satisfactorio. Esto incluye poder mantener el funcionamiento dentro de la banda de tolerancia de frecuencia operativa, así como satisfacer cualquier límite de RoCoF que pueda aplicarse dentro de una región en particular. El nivel mínimo de inercia y el nivel operativo seguro de inercia están, por lo tanto, inherentemente vinculados a través de cualquier evento de contingencia creíble que tenga el mayor impacto en el control de frecuencia y RoCoF cuando el subsistema se aísla.

Conforme a lo anterior en el documento de “Metodología para determinación de requerimientos de inercia” de AEMO [142], se especifica la evaluación que se debe realizar para determinar el nivel mínimo de inercia en una zona particular del sistema.

1. Determinar las capacidades y los tiempos de respuesta esperados proporcionados por los servicios complementarios asociados a las unidades generadoras que se encuentran presentes en una subred de inercia. Como la inercia se reduce en una subred de inercia (dado que es un sistema de menor tamaño), se requiere una reserva de FFR más grande para mantener una frecuencia aceptable y mantener la subred de inercia en un estado operativo satisfactorio. Se destaca que, la inercia por sí sola no puede detener por completo una caída de la frecuencia del sistema, ni tampoco devolverla dentro de la banda de frecuencia de funcionamiento normal; por lo que solo puede reducir la velocidad a la que cambia la frecuencia (RoCoF). Al respecto, como se especificó anteriormente, la FFR puede disminuir el RoCoF, por lo que, es necesario considerar la disponibilidad de FFR en cada subred de inercia al determinar el nivel de inercia requerido para mantener el sistema eléctrico en un estado operativo satisfactorio.
2. En una subred de inercia, se debe limitar el RoCoF para proporcionar tiempo suficiente para que las reservas primarias y rápidas disponibles mantengan una frecuencia aceptable y la subred de inercia en un estado operativo satisfactorio. Limitar el RoCoF proporcionaría tiempo suficiente para que los dispositivos de medición de los FFR midan la frecuencia con precisión y, por lo tanto, eviten el mal funcionamiento durante transitorios. Además, existen límites específicos de RoCoF por razones que incluyen evitar el disparo simultáneo de la

¹⁵ AEMO debe supervisar las subzonas del sistema, que corresponden a las principales regiones del país, conforme a lo establecido en las NER, sin perjuicio de que estas puedan ser revisadas en ejercicios futuros de determinación de inercia por parte de AEMO.

generación integrada a través de la protección anti-isla, evitar la operación incorrecta de esquemas de desprendimiento de carga bajo frecuencia (EDACxBF) o esquemas de desprendimiento de generador por sobrefrecuencia (EDAG), y exceder los límites de RoCoF especificados en los estándares de desempeño del sistema. El RoCoF debe mantenerse a un nivel que no afecte negativamente la seguridad y confiabilidad del sistema.

Al respecto, conforme a lo especificado en la cláusula 5.2.5.3, los generadores del sistema deben soportar un RoCoF de -4 Hz a 4 Hz por segundo durante más de 0,25 segundos y -3 Hz a 3 Hz por segundo durante más de un segundo¹⁶.

3. Determinar el tamaño máximo de la pérdida de carga, generación o del elemento que este prestando mayor inercia en el subsistema, ante un evento de contingencia creíble que afecte a una subred de inercia. Esto es relevante porque se requiere más inercia para gestionar una mayor cantidad de pérdida de carga o pérdida de generación, con la misma disponibilidad y velocidad de respuesta de reservas primaria y rápida. Con lo cual se determinará el nivel umbral de inercia mínima (también denominado piso de inercia).

Conforme a la metodología anteriormente descrita, los pasos para determinar los niveles mínimos de inercia se presentan a continuación:

Etapa 1: Identificar aquellos subsistemas que se encuentran en riesgo de experimentar déficits de inercia, esta primera identificación se realiza a través de simulaciones en una representación simplificada del sistema, esta primera aproximación tiene supuestos respecto a la entrega de las reservas primarias, rápidas y la relación entre la inercia y la disponibilidad de reservas.

Paso 1: Identificación de contingencias relevantes mientras se está operando de manera aislada. Este paso identifica la pérdida de la unidad generadora o carga principal como resultado de un evento de contingencia creíble.

Contingencia de generación: Es la unidad generadora cuya pérdida produce el RoCoF más alto en la subred de inercia. La pérdida de una unidad generadora con la mayor inercia no necesariamente resultará en la Contingencia de Generación que produce el RoCoF más alto en la subred de inercia.

Contingencia de carga: Generalmente, la carga más grande en una subred de inercia sería una carga industrial, cuyo tamaño es en gran medida incontrolable a través del proceso de despacho central.

En relación con la contingencia más grande a evaluar, se debe considerar que la producción de una unidad generadora puede reducirse a su nivel operativo mínimo a través del proceso de despacho cuando se presenten condiciones de baja inercia, o donde las reservas rápidas sean escasas o costosas, por lo que la solución de despacho óptima podría ser reducir el tamaño de la contingencia de generación a un nivel más bajo.

¹⁶¹⁶ <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/175/24626#S5.2.5.3>

Paso 2: Relación entre el requisito de reserva rápida y la inercia. Se utiliza un modelo de la subred de inercia para evaluar la trayectoria de frecuencia después de los eventos de contingencia identificados en el Paso 1. Este modelo se utiliza para establecer la relación entre los niveles de inercia y el nivel requerido de respuesta de reserva rápida (FFR) para mantener una frecuencia aceptable. Al desarrollar esta relación, se pueden hacer las siguientes simplificaciones:

- Se utilizan modelos de gobernador genéricos que representan, grosso modo, los requisitos de respuesta rápida los que utilizan para desarrollar la interrelación entre la inercia y el requisito de respuesta rápida (con simulaciones RMS).
- Se puede utilizar una característica simplificada pero adecuada de FRT de parques eólicos.
- Con la justificación adecuada, se puede utilizar un sistema equivalente simplificado del sistema eléctrico.

Paso 3: Relación entre la disponibilidad de reserva rápida y la inercia cuando se envía una unidad generadora síncrona para proporcionar respuesta rápida, invariablemente dicha unidad generadora traerá inercia al sistema. Sin embargo, para el propósito de este análisis, se asume una relación lineal entre la disponibilidad de reserva rápida a través de la cantidad de generación disponible y la inercia. Esta característica puede determinarse para una subred de inercia evaluando la capacidad de reserva rápida disponible dentro de esa subred de inercia y la inercia asociada de las unidades generadoras que proporcionan esa capacidad.

Paso 4: Criterios para determinar el nivel operativo seguro de inercia. El requisito de reserva rápida y la disponibilidad de dichas reservas, ambas como funciones de inercia, se utiliza para determinar el nivel operativo seguro de inercia para una subred de inercia.

Como parte del proceso de detección de déficits de inercia, AEMO considera el nivel de inercia típicamente medido en una subred de inercia como referencia, para esto utiliza la inercia medida en esa subred durante el año anterior. Para determinar el mínimo valor de inercia, utiliza el intervalo de valores dentro de una desviación típica de la media de inercia despachada en una subred de inercia durante el último año como los niveles de inercia normalmente proporcionados en esa subred. La figura a continuación muestra un ejemplo de curva de probabilidad de inercia. El área sombreada es el rango de valores dentro de una desviación estándar de la inercia media. A efectos de calcular un déficit de inercia, la inercia típica es el valor de inercia a una desviación estándar por debajo de la media.

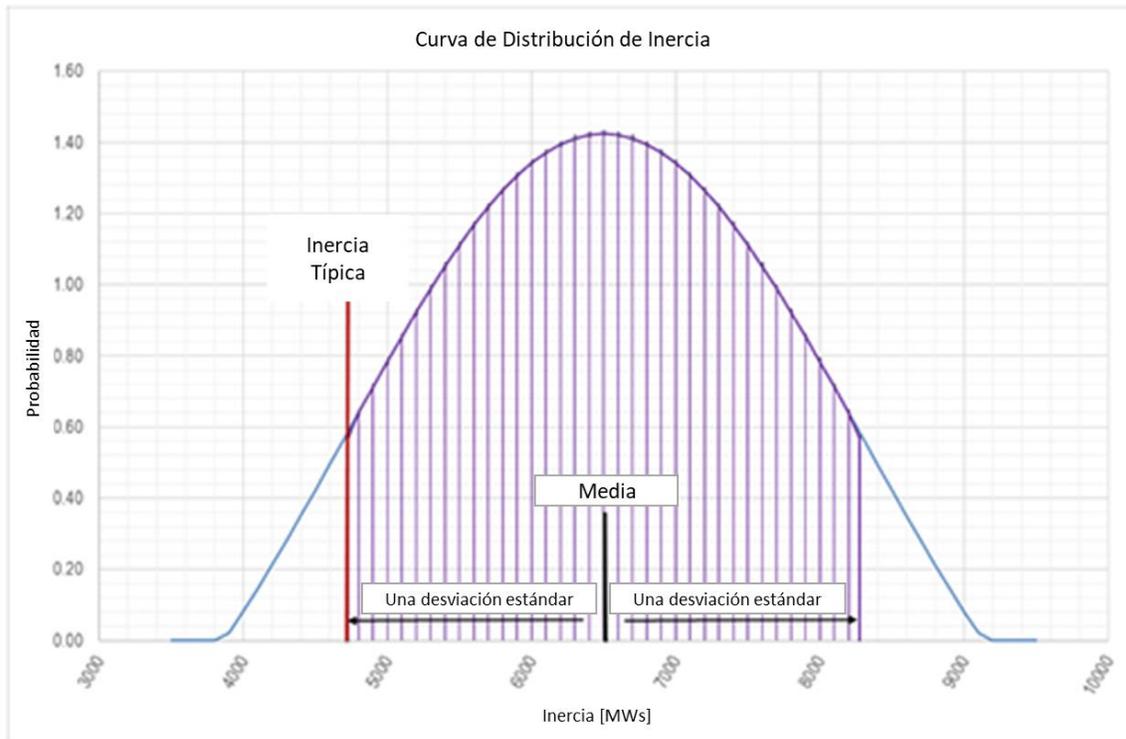


Figura 23: Curva de Distribución de Probabilidad de Inercia [142]

Etapa 2: Si el proceso de selección de la fase 1 indica que la inercia en una subred de inercia se acerca al nivel umbral mínimo de inercia, se llevará a cabo una segunda evaluación más detallada. Estas evaluaciones más detalladas requieren el uso de un modelo PSCAD™ / EMTDC™ de las redes del subsistema en análisis.

Una vez identificados los niveles mínimos de inercia, se evalúa la subred y se determina si el parque generador permite cumplir con los requerimientos establecidos para un periodo de cinco años, o bien hay posibilidades de que existan condiciones operacionales que generen condiciones de déficit de inercia en el subsistema. Si se determina que hay déficits, el proveedor de inercia (en este caso la empresa transmisora) tiene la responsabilidad o bien de contratar dicha inercia, o bien de generar algún proyecto para suplir la inercia solicitada (por ejemplo, instalación de equipamiento que permita mitigar condiciones de riesgo de operación con baja inercia, como baterías o condensadores síncronos).

Sin perjuicio de lo anterior, previo a la declaración final del déficit de inercia, AEMO debe aplicar la siguiente metodología de evaluación:

- 1 Determinar el nivel de inercia proporcionado típicamente en la subred de inercia con respecto a los patrones típicos de generación de la zona en análisis, con esto determina un comportamiento típico de la red en la que se ha observado el sistema opera estable de manera de contar con información histórica de la zona.

- 2 En el caso de que se observe que es probable que exista un déficit de inercia en la subred de inercia, AEMO debe establecer el periodo en el que prevé que existirá el déficit de inercia. Esto se realiza considerando la infraestructura de generación disponible en el sistema y los planes de retiro de la generación convencional térmica.
- 3 En el caso de que AEMO haya detectado en ejercicios anteriores un déficit de inercia, debe especificar si las medidas tomadas permitieron resolver el problema de déficit de inercia.

Asimismo, antes de que AEMO pueda declarar un déficit de inercia, también debe considerar los siguientes factores:

- Definir por cuanto tiempo y en qué cantidad la inercia que normalmente se proporciona en la subred de inercia presenta probabilidad de estar bajo el nivel operativo seguro de inercia;
- Los niveles de inercia que normalmente se proporcionan por parte de las subredes de inercia conectadas adyacentes y la probabilidad de que la subred de inercia quede aislada;
- Cualquier otro asunto que AEMO considere relevante para realizar su evaluación.

En el caso de que se determine un déficit, los acuerdos sobre cómo AEMO requiere que el proveedor de servicios de inercia responsable ponga a disposición servicios para abordar el déficit (o reducir el requisito) están cubiertos en las cláusulas NER 5.20B.3, 5.20B.4 y 5.20B.5, especificadas en la sección de Anexos del presente informe.

A continuación, se presenta un caso práctico en el que se determinó un déficit de inercia en el sistema de Australia del Sur [144]. En la Figura 24 se presentan los pisos de inercia calculados para el monto de FFR disponible en el sistema de Australia del Sur correspondiente a 70 MW, en dicho caso se observa que la inercia requerida en el sistema sería del orden de 6.100 MWs durante la noche, y 7.605 MWs durante el día, asimismo se determina como se disminuye este valor en el caso de incrementar el monto de FFR disponible en el sistema.

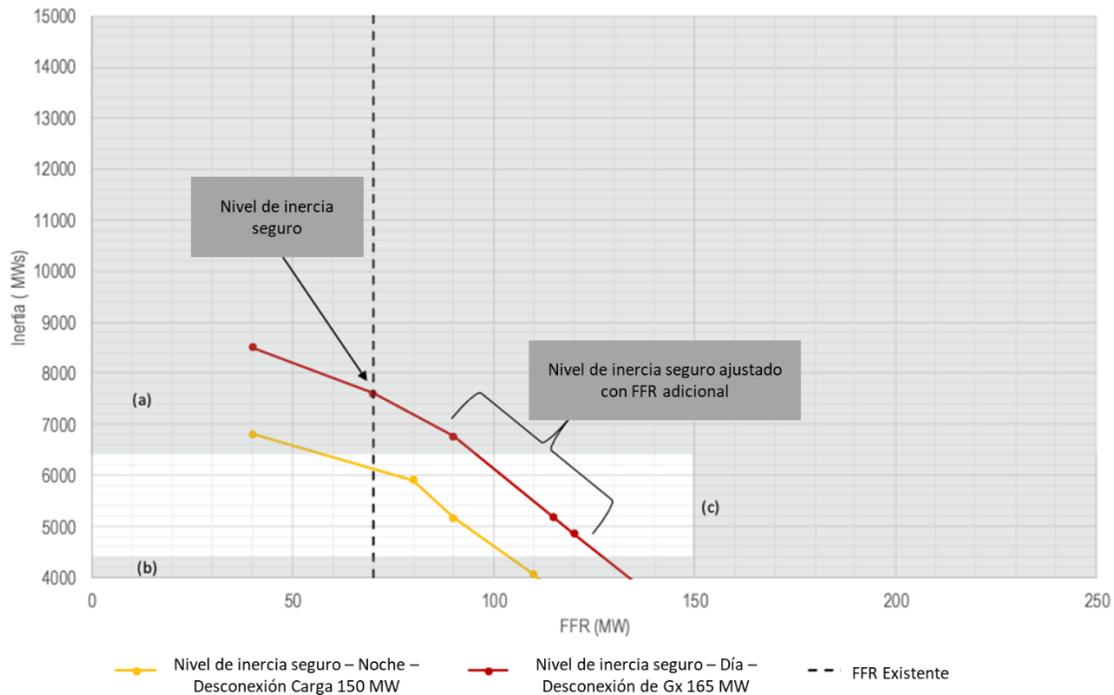


Figura 24: Relación FFR/Inercia sincrónica para Sur Australia

En resumen, AEMO:

- Aumentó el nivel operativo seguro requerido de inercia cuando Australia del Sur está aislada de 6.000 MW de inercia sincrónica, a 7.605 MW para 2020-21 y a 14.390 MW para 2021-22 y 2022-23.
- Enfatizó que este requisito de inercia sincrónica puede abordarse de manera efectiva mediante la provisión de inyección de potencia activa desde fuentes de respuesta de frecuencia rápida (FFR), estimada en 115 MW de servicio de respuesta se subida para 2020-21 y 200 MW de servicio de respuesta de subida para 2021-22.
- Señaló que los cambios en los requisitos de inercia se deben al aumento de las proyecciones de nueva energía fotovoltaica distribuida en Australia del Sur, lo que se suma a la contingencia creíble para la cual se debe planificar el sistema aislado, y la reducción del número de generadores síncronos que se suponen en línea después de la introducción de cuatro condensadores síncronos con volantes de inercia en Australia del Sur.
- Requirió que ElectraNet, el operador de la red de Australia del Sur proporcionara servicios para abordar los déficits de 2021-22 y 2022-23 antes del 31 de julio de 2021, de conformidad con la cláusula 5.20B de la NER. Si bien el requerimiento de AEMO fue tener dicha capacidad antes del 31 de Julio le permitió a Electranet dividir la solución en dos etapas.

La solución planteada por Electranet fue disponer de servicios de inercia prestados por propietarios de FFR, bajo una estructura de costos fijos y variables, dependiendo del periodo de uso del servicio de inercia, en este caso solicitó 200 MW para subir y 110 MW para bajar con recursos del tipo FFR,

los que posterior a una licitación desarrollada por el operador de la subred de inercia, se adjudicó por un monto de 4,18 MMUSD, los que serán recuperados íntegramente a través de la tarifa para el año 2022 – 2023.

Por otro lado, AEMO además realiza evaluaciones adicionales de inercia de casos en los que dos o más subredes de inercia corren el riesgo de formar una isla combinada. Es poco probable que estas regiones operen como islas de manera individual, debido al número y la fortaleza de las interconexiones entre zonas. Sin embargo, los niveles de inercia disponibles en todas las regiones se han reducido sustancialmente desde 2018, y por ende se ha reducido la cantidad de inercia disponible para soportar subredes de inercia adyacentes. Por lo tanto, AEMO ahora considera importante evaluar el potencial de déficits de inercia en la formación de una isla multirregional. Este método de evaluación se puede aplicar a cualquier combinación de regiones adyacentes dentro del NEM para las cuales se considere factible la isla. El método consiste en determinar las contingencias creíbles entre zonas, de manera de que solo se consideren con pisos de inercia separadas, aquellas zonas del sistema que efectivamente tienen posibilidades de operar en isla, por lo que en zonas con alto nivel de enmallamiento se pueden considerar zonas multirregionales para establecer las subredes de inercia.

Finalmente se destaca que, actualmente se está incorporando al mercado australiano un nuevo servicio de control ultra rápido de frecuencia, pensado principalmente para baterías y que se homologa a una respuesta de inercia virtual [138]. A medida que aumenta la cantidad de recursos ERNC-CC en el NEM, también lo hace el potencial para proporcionar servicios FFR. Al respecto, dado que los IBR se asocian típicamente con recursos renovables, podría haber consecuencias económicas de la reducción de la producción de energía para crear "espacio libre" para FFR, sin perjuicio de que se debe evaluar la operación más económica al momento de incorporar estos recursos a la operación del sistema.

6.3.2.3 *Requerimientos para niveles de cortocircuito*

En [145] se propone la metodología para determinar los requerimientos de fortaleza de red para cada región del NEM, conforme lo establecen las NER, en particular los requerimientos de fortaleza de la red se encuentran establecidos bajo la cláusula 5.20C, la que se presenta en la sección de Anexos.

Al respecto, AEMO define las características de un sistema con bajo nivel de fortaleza según lo siguiente:

- Oscilaciones de voltaje y potencia sin amortiguación de área más amplia.
- Degradación del “FRT” del generador.
- Mal funcionamiento o fallas de los equipos de protección.
- 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 (por ejemplo durante transitorios).

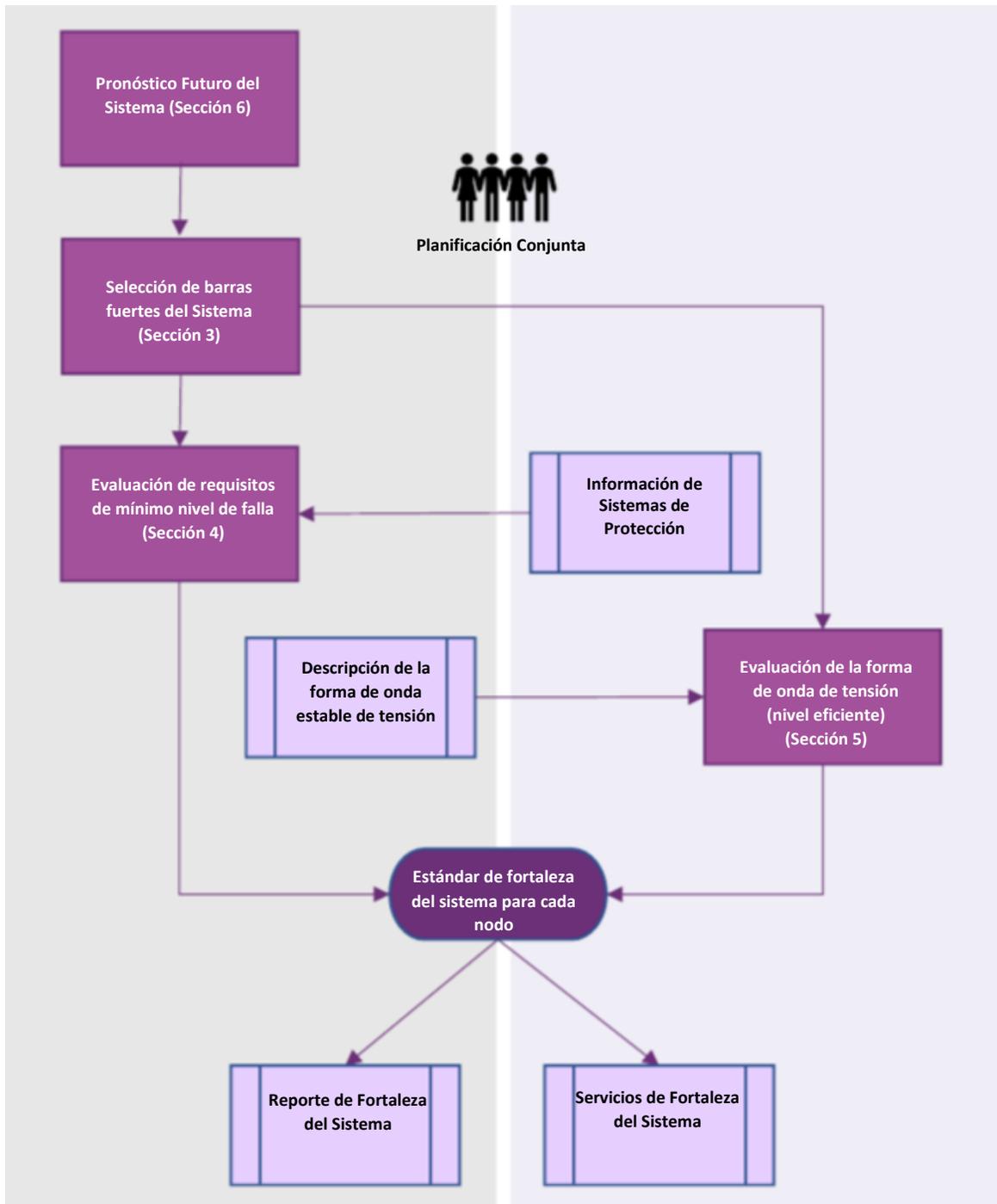
En términos generales, la especificación normativa para evaluar la fortaleza de la red y los niveles de cortocircuito son solicitados en términos de evaluación por zonas (región), similar a la evaluación de las subredes de inercia, lo que debe realizarse no más de una vez en cada período de 12 meses; y para cada región afectada, o tan pronto como sea razonablemente posible después de tener conocimiento de un cambio importante en el sistema eléctrico que pueda afectar a los requisitos de fortaleza del sistema para una región en la que el momento, la ocurrencia o el impacto del cambio fueron imprevistos.

Los requisitos de fortaleza del sistema que deben determinarse para cada región son el nivel de falla en los nodos de la región, y para cada nodo, el nivel mínimo de falla trifásica que debe soportar.

Al respecto, y similar al caso de evaluación de la inercia sistémica, la NER le encomienda al AEMO definir una metodología para determinar la fortaleza de la red en los distintos nodos del sistema eléctrico. En la Figura 25 se presenta un resumen de las etapas de la metodología de AEMO. Esta metodología incluye:

- Análisis de cuáles son los nodos “fuertes” del sistema y como es el proceso para identificarlos.
- Descripción de los supuestos que se utilizarán para las instalaciones o tipos de instalaciones que se conectarán
- Descripción de la modelación y análisis que se utilizará para determinar la fortaleza de red y los mínimos niveles de cortocircuito trifásico en los nodos “fuertes” del sistema.
- Definición de “señales estables de tensión eléctrica”, con el propósito de determinar los requerimientos necesarios para alcanzar operación estable en los nodos “fuertes”.

Figura 25: Resumen de la metodología propuesta por AEMO para determinar necesidad de fortaleza de red [146]



En el caso de AEMO, el indicador de fortaleza de la red se utiliza para determinar la factibilidad de conexión a un punto de la red, por parte de cualquier activo de generación o transmisión. En dicho sentido para conectar un proyecto a un punto de la red se debe realizar una evaluación preliminar,

esta es una evaluación inicial que utiliza índices simples y fáciles de calcular para evaluar la probabilidad de un impacto adverso en la fortaleza del sistema.

Esta metodología equilibra la necesidad de una visión general de la conexión y el costo de realizar un análisis más riguroso. En esta etapa del proceso de conexión, es poco probable que se disponga de información detallada de diseño para la conexión¹⁷, en particular los modelos de simulación detallados. Por lo tanto, la evaluación preliminar se basa en un análisis de estado estacionario, utilizando un subconjunto limitado de datos de modelado del sistema.

Varios métodos han sido desarrollados por organismos de la industria para investigar el impacto de múltiples sistemas de generación ERNC-CC. El método propuesto a utilizar en Australia al realizar una evaluación preliminar es el método MSCR (mínimo SCR), establecido por la CIGRE en [147]. Este valor corresponde al mínimo valor de SCR que requiere una instalación de generación para cumplir con el desempeño establecido en las NER.

Los impactos adversos en la fortaleza del sistema pueden ser causados por la agregación de múltiples sistemas generadores asíncronos. Cuando varios sistemas generadores asíncronos están conectados eléctricamente cerca, se requiere un índice que pueda tener en cuenta la generación asíncrona cercana.

El método MSCR se basa en las siguientes premisas:

- (a) El nivel de cortocircuito disponible después de la conexión del proyecto se compara con el nivel mínimo de SCR para que el sistema sea capaz de funcionar de forma estable.
- (b) El margen entre los dos valores (capacidad de red frente a los requisitos de interconexión definidos en la norma) proporciona una indicación inicial de la capacidad del punto de conexión para albergar la conexión del proyecto y, por lo tanto, la probabilidad de un impacto adverso en la fortaleza del sistema.

Los cálculos del SCL deben considerar una red en estado normal, con el número mínimo de máquinas síncronas en línea consistente con los requisitos de fortaleza del sistema. Se debe considerar qué elementos de la red proporcionan el mayor apoyo a la fortaleza del sistema en el área de interés y, por lo tanto, deben considerarse en el análisis contingencias críticas. El análisis debe incluir los proyectos existentes y comprometidos para nuevas redes de generación o instalaciones de servicios de red.

Al utilizar el método MSCR, en el caso de que el resultado de la evaluación inicial indique que no hay disponibilidad de conexión, requerirá la realización de una evaluación completa con el uso de modelos EMT, mientras que el uso de herramientas de simulación convencionales sería adecuado solo cuando el resultado es positivo.

Para determinar el "consumo" de SCL de cada sistema generador asíncrono que se utilizará en el método MSCR, se debe considerar la capacidad mínima de SCR del generador multiplicada por la capacidad nominal del mismo. En el caso de Australia, se propone que el uso de un SCR mínimo de

¹⁷ Los requerimientos detallados de los estudios de conexión en términos de fortaleza de la red se encuentran descritos en la cláusula 4.6.6 de las NER, <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/175/24163#4.6.6>

3 en el punto de conexión es apropiado cuando no se conoce la capacidad mínima de fortaleza de SCR del sistema generador asíncrono.

Lo anterior, se confirma con estudios llevados a cabo con modelos de simulación detallados de varios fabricantes de turbinas eólicas e inversores solares y es consistente con las recomendaciones hechas en CIGRE en [147]. Sin embargo, debido a la falta de datos y modelos suficientes utilizados durante la Evaluación Preliminar, AEMO considera que los resultados de SCR se deben interpretar de manera conservadora y reducir en 10%. Por ejemplo, un SCR de 3 debe tomarse como $3,0 \times 0,9 = 2,7$, lo que requerirá una evaluación completa, dando a todas las partes más confianza en el resultado.

A continuación, se describe un ejemplo de aplicación de la metodología indicada anteriormente para identificar el valor apropiado de SCR que podría utilizarse en la evaluación completa:

- Utilizar modelos de simulación detallados de tipo EMT específicos del proveedor y específicos de la red en evaluación.
- Aplicar una perturbación de tensión que dé lugar a una tensión residual de 0,7 p.u. durante 2 s en el punto de conexión. Evaluar si una perturbación de mayor duración y menos profundidad tiene un impacto más desestabilizador en el rendimiento de parques eólicos y solares.
- Cada una de las relaciones SCR y X/R se varían de forma aislada para determinar su impacto en la estabilidad del parque eólico/solar cuando se someten a la perturbación anteriormente descrita.
- Cuando el modelo no se pueda inicializar en condiciones de SCR baja o relación X/R alta, el modelo se reinicia con una SCR superior a la prevista o una relación X/R inferior. La relación SCR o X/R se cambia al valor deseado para lograr las condiciones de estado estacionario.
- No se debe intentar ajustar los parámetros del sistema de control para que las unidades generadoras sean adecuadas para condiciones de baja resistencia del sistema.

De los resultados se debe evaluar que todos los modelos EMT presenten un rendimiento estable cuando el SCR es mayor que 3 en el punto de conexión. Se debe observar en los resultados que el SCR en los terminales de la unidad generadora sea más bajo que el del punto de conexión.

Del ejemplo que se presenta en la referencia [147] la reducción del SCR por debajo de 2 aumentará la probabilidad de inestabilidad del sistema eléctrico, por lo cual se ha considerado dicho valor como una referencia general en diversos análisis realizados en la industria. Como se observa, este análisis corresponde a una evaluación general.

En el caso de que un proyecto genere efectos adversos ante su conexión, este podrá realizar refuerzos o implementación de nueva infraestructura. La siguiente es una lista no exhaustiva de posibles trabajos de conexión que podrían mejorar la fortaleza de la red y que podrían ser utilizados para mitigar cualquier impacto adverso en la fortaleza del sistema:

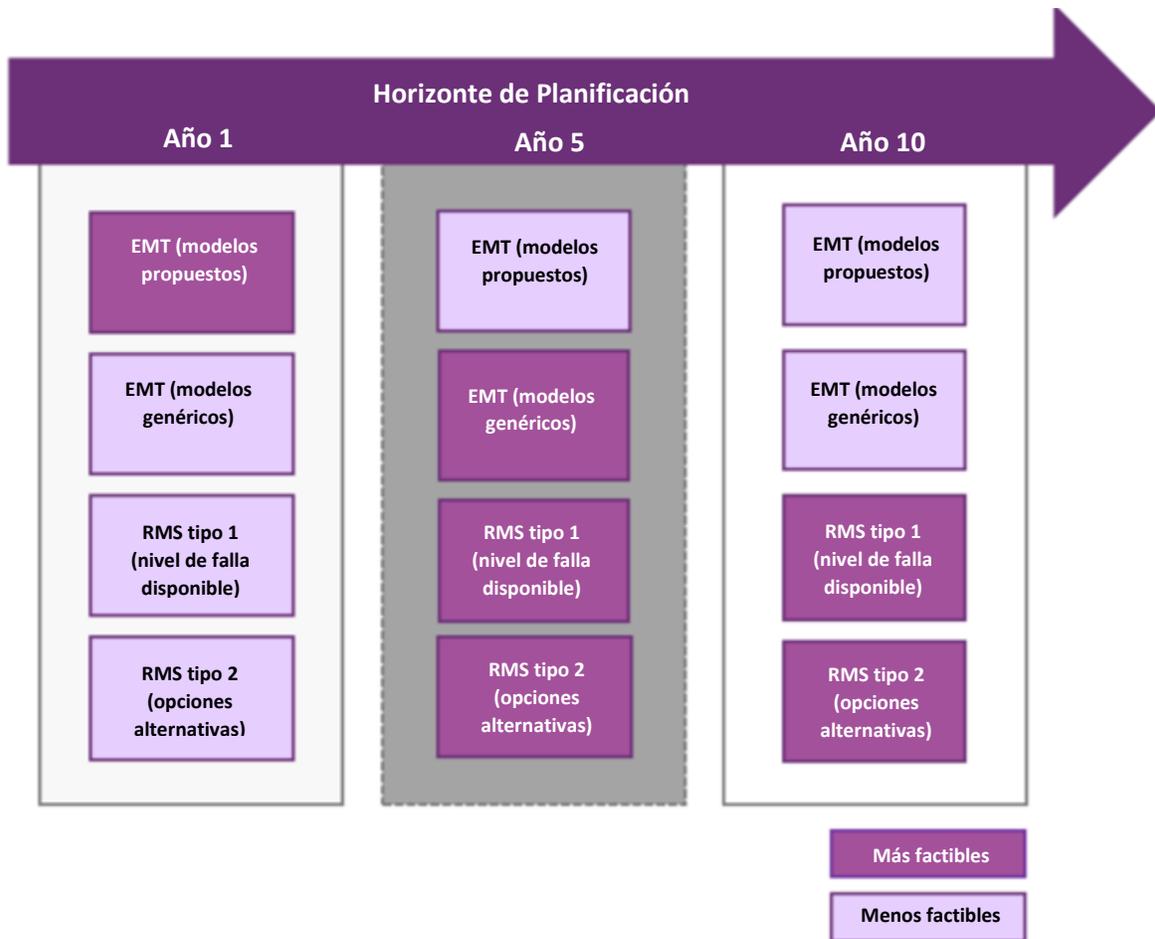
- nuevas líneas de transmisión o transformadores potencialmente alejados del punto de conexión propuesto;
- mejoras de las líneas de transmisión existentes para operar a un nivel de voltaje más alto;
- uso de transformadores de menor impedancia en la red interna o en la conexión a la red;

- reconfiguración de las redes existentes, por ejemplo, acuerdos alternativos de conmutación que impliquen «puntos normalmente abiertos» en la red, que pueden requerir la actualización a equipos primarios o secundarios;
- instalación de nuevos condensadores síncronos;
- instalación de filtros armónicos activos o pasivos;
- el uso de modificaciones de los sistemas de control propios de la planta a conectar o de otros usuarios de la red basadas en tecnologías de convertidores grid-forming que permiten que la planta funcione de manera estable a un nivel SCR menor al determinado originalmente.

Para poder validar las medidas anteriormente expuestas, los interesados en la conexión deben llevar a cabo estudios de modelado y simulación del sistema para demostrar si los trabajos propuestos pueden mitigar todos los impactos adversos identificados.

Otro aspecto destacable de [146] es la visión que se tiene sobre el análisis dinámico en función del horizonte de análisis deseado. En la Figura 26 se puede ver un resumen de diferentes análisis factibles de ejecutar en función del horizonte de análisis según AEMO. Se destaca que para análisis de corto plazo es factible ejecutar análisis del tipo EMT con modelos entregados por miembros del sistema. Esto ya que se cuenta con más información y antecedentes para que los resultados de los análisis permitan llegar a conclusiones relevantes para el sistema, contando además con las ventajas del detalle que conllevan los análisis EMT. En la medida que el horizonte de análisis aumenta (largo plazo) empieza a existir mucha incertidumbre en cuanto a la topología y operación del sistema. Por lo anterior la necesidad de ocupar cada vez más modelos genéricos vuelve poco conveniente realizar análisis EMT debido a la poca certeza de las conclusiones a obtener. En estos casos es más conveniente la realización de análisis del tipo RMS cuando existe poca certidumbre del estado futuro de la red.

Figura 26: Determinar el tipo de análisis dinámico adecuado en función del horizonte de análisis.



6.3.3 Estados Unidos

Dadas las características del sistema eléctrico de Estados Unidos se pueden identificar tres sistemas eléctricos prácticamente independientes, los que en su interior poseen distintos esquemas y operadores de mercado, sin perjuicio, se observa que la interconexión del Oeste (WECC) la del Este (Eastern Interconnection) y Texas, podrían operar de manera independiente dado que poseen principalmente enlaces DC entre ellos.

Al respecto, el presente análisis se basará principalmente en el sistema de Texas, que es operado por el ERCOT, dado que durante el 2021 logro alcanzar una capacidad instalada eólico de un 24,8% lo que le ha generado desafíos importantes en términos de las necesidades de inercia y cortocircuito, bastante superiores a los requerimientos para el resto de las interconexiones de Estados Unidos.

En la siguiente figura se pueden observar los sistemas interconectados que posee Estados Unidos, en particular Texas tiene un bajo nivel de interconexión con el resto del sistema con solo 1.220 MW de líneas en corriente continua.

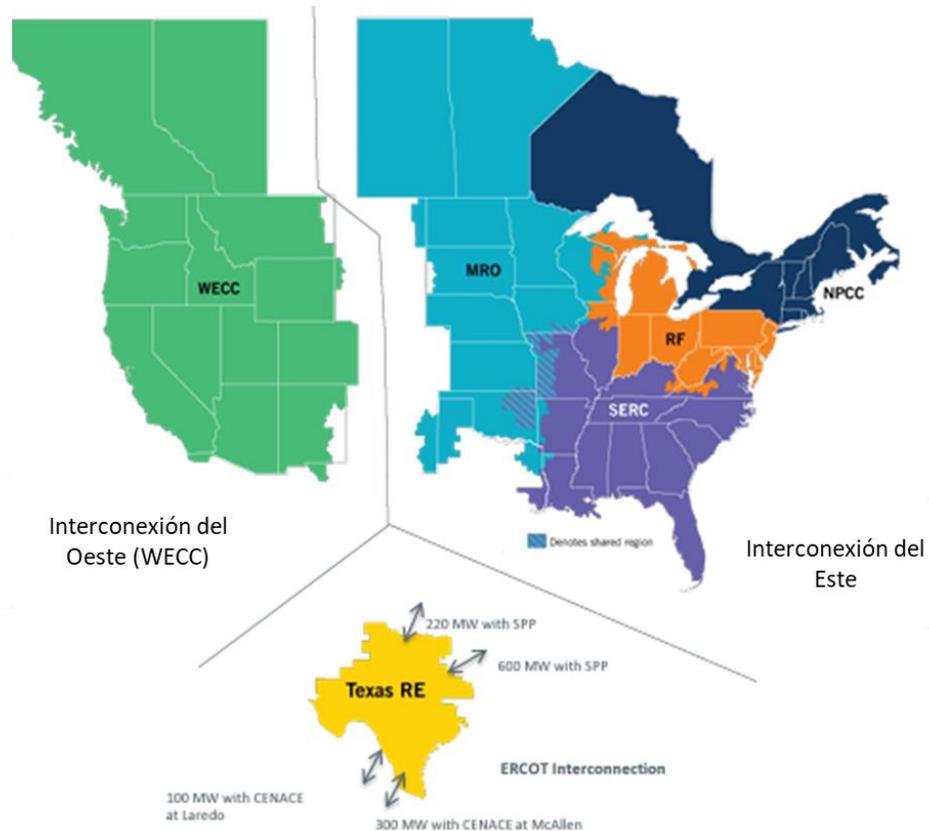


Figura 27: Interconexiones de Estados Unidos

6.3.3.1 Requerimientos a nivel de Inercia

De acuerdo con [92] diversos operadores extranjeros se han visto enfrentados a escenarios de inercia mínima debido a la composición tecnológica de sus matrices energéticas, uno de los casos más mencionados en la literatura internacional corresponde al sistema de Texas, operado por el Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), desde finales de 2016 que el 20% de su parque corresponde a generación eólica, y ha ido incrementando dicho valor en el tiempo. Si bien, ERCOT ha desarrollado metodologías de control de frecuencia en conformidad con el estándar NERC BAL-003-1.16 [148], dado que es un requerimiento de carácter obligatorio para el operador del sistema, se destaca que a la fecha no existen requerimientos normativos o estándares que contengan relación directa con el monitoreo de la inercia del sistema.

Al respecto, destacamos que el objetivo del estándar NERC es requerir suficiente respuesta de frecuencia por parte de la Autoridad de Equilibrio de un Área de Balance (BA) para mantener la frecuencia de la interconexión dentro de límites predefinidos mediante la detención de las desviaciones de frecuencia y la frecuencia de soporte hasta que la frecuencia se restablezca a su valor programado y proporcionar métodos consistentes para medir la respuesta de frecuencia y determinar la configuración del BIAS¹⁸ de frecuencia. Por lo que, si bien este estándar tiene relación

¹⁸ Valor expresado usualmente en MW por cada 0,1 Hz (MW/0,1 Hz)

con la calidad de la frecuencia del área de balance, su requerimiento no se encuentra directamente asociado a una determinación de la inercia del sistema.

Al respecto, y como se comentó previamente ERCOT ha desarrollado productos a nivel de mercado que le han permitido resolver sus problemas actuales de inercia, entre los que se encuentran que la mitad de la reserva de frecuencia primaria de ERCOT (llamada servicio de reserva sensible) puede ser proporcionada por recursos de carga con relés de baja frecuencia y también está solicitando respuesta rápida de los recursos de carga se considera respuesta de frecuencia rápida (FFR) que puede ser prestada a través de equipos BESS con tecnología grid-forming.

Como fuera especificado en las Figura 20 y Figura 21, los indicadores utilizados para monitorear la inercia del sistema corresponde, al igual que en los restantes países analizados al RoCoF del sistema, el cual para mantener un valor constante se encuentra dimensionado a partir de un piso de inercia, el cual varía en función de la cantidad de FFR y Respuesta de Demanda que se tenga disponible para la actuación ante una contingencia en el sistema.

6.3.3.2 *Requerimientos a nivel de Cortocircuito*

El cálculo de niveles de cortocircuito, como fuera especificado previamente, toma vital relevancia al momento de hacer análisis de fortaleza de red. La fortaleza de la red de acuerdo a NERC se refiere a la sensibilidad de la tensión de un terminal o nodo de la red ante variaciones de la corriente inyectada en la misma. En un sistema “fuerte” la sensibilidad de la tensión eléctrica es baja ante inyecciones de corriente, por el contrario, en un sistema “débil” las variaciones de tensión eléctrica ante cambios en la corriente inyectada son de magnitud considerable.

En [150] entregan algunos aspectos esenciales sobre los análisis de cortocircuitos en SEPs y la importancia de una adecuada modelación de la red para este tipo de análisis. Se presentan diversas métricas para cuantificar la fortaleza de la red en [150], las cuales se detallan a continuación.

- Short Circuit Ratio (SCR)
- Weighted Short Circuit Ratio (WSCR)
- Composite Short Circuit Ratio (CSCR)
- Short Circuit Ratio with Interaction Factors (SCRIF)

Se destaca que ninguna de las métricas anteriores es actualmente aceptada de manera transversal a nivel industria ni tampoco forman parte de un estándar normativo asociado a métricas para la medición de la fortaleza de red en sistemas con altos niveles de penetración ERV. Cada una de estas métricas tiene sus ventajas y desventajas como herramienta para identificar eventuales problemas de fortaleza de red debido a tecnologías basadas en electrónica de potencia. En la Tabla 3: Comparación de metodologías de cálculo de SCL se comparan las distintas métricas que levanta NERC para la medición de fortaleza de red.[19][20]

Importante mencionar la dificultad de definir un criterio de mínima fortaleza de red que pueda ser aplicado de manera uniforme a toda una red. Por lo anterior no se recomienda la definición de criterios de fortaleza en base a cálculos de SCR, más bien se recomienda el uso de estas métricas

para análisis más generales. Una vez que se identifican las zonas que podrían tener problemas de debilidad de red, se recomienda estudios de mayor detalle que típicamente son del tipo EMT.

Por otro lado, en [149] NERC identifica diversas situaciones que influyen en la tensión eléctrica producto de la incorporación masiva de tecnologías basadas en electrónica de potencia y su efecto en el debilitamiento de la red, asociadas al déficit de SCL, entre ellos los problemas de estabilidad estacionaria en la tensión debido a la poca robustez de la red. Se indica que una mayor incorporación de centrales ERNC-CC y el consecuente debilitamiento de la red provoca que existan mayores variaciones de tensión eléctrica ante variaciones en la potencia activa y reactiva transmitida. Lo anterior se traduce en dificultades para mantener los niveles de la tensión en régimen permanente en una zona de red débil dentro de los rangos de definidos para la regulación de tensión, problemas similares ocurren con la estabilidad transitoria de la tensión, donde se observan inestabilidades en las respuesta ante sistemas con redes débiles.

Se observa que gran parte de las consideraciones definidas por la NERC son de uso similar tanto en España como en Australia, por lo que no se describen en la presente sección aquellas métricas ya mencionadas en las secciones anteriores. Sin perjuicio de lo anterior, dentro de las métricas se destaca que fue ERCOT el operador que propuso el uso del WSCR como métrica operacional. Sin embargo, en el último tiempo se ha observado que este indicador ha estado perdiendo validez a medida que se integra un número mayor de ERNC-CC en el sistema de Texas, esto dado que el ERCOT había definido dicho indicado en una zona específica del sistema donde se encontraba la generación eólica y por lo tanto la métrica permitía categorizar de manera más sencilla la zona donde era valido el WSCR. Al integrar ERNC-CC en otras zonas ERCOT ha evaluado que el WSCR tiende a perder capacidad de definir adecuadamente la zona, por lo cual se encuentra actualmente evaluando que métrica tendría mejor representación para su sistema.

Dentro de las soluciones que se observan son factibles de implementar en el sistema para solventar los problemas de cortocircuito se encuentran el uso de condensadores síncronos, cambios en el control de la planta, cambios en el control del convertidor, reducción de la capacidad de la planta o de la potencia de salida, refuerzo de transmisión, por ejemplo, reconducción de líneas, circuitos de transmisión nuevos, transformadores nuevos o más grandes puede aumentar SCR en el punto de conexión del recurso basado en inversor, particularmente cuando se combina con actualizaciones del sistema necesarias para acomodar la capacidad del nuevo recurso generador en el área débil del sistema y la implementación de dispositivos FACTS como SVC y STATCOM los que pueden ayudar a controlar los voltajes al proporcionar soporte reactivo dinámico.

6.4 Resumen de experiencia internacional

A continuación, se presenta un cuadro comparativo entre los principales hallazgos obtenidos del análisis de la experiencia internacional, para estructurar los principales indicadores, métricas y guarismos utilizados en cada uno de los sistemas analizados de manera de utilizarlos como base para el desarrollo de las propuestas metodológicas para el Sistema Eléctrico Nacional.

Tabla 6: Resumen Indicadores de Inercia

Indicadores Inercia	España	Australia	Texas
Normativa Asociada	Artículo 39 de la Comisión de Regulación (EU) 2017/1485	NER Clausula 11.100.3 NER Clausula 5.20.4 NER Clausula 5.20B	NERC BAL-003-1 ¹⁹ (para control de frecuencia)
RoCoF	0,5 Hz/s	1 Hz/s (en Australia del Sur 3 Hz/s)	1 Hz/s
Piso de Inercia	160 GWs	Pisos regionales (en Sur Australia 6 GWs)	100 GWs
Dependencia del FFR	No especificado para Europa Continental	Si – Relación Directa	Si – Relación Directa
Monitoreo en Tiempo Real	No especificado, sin embargo, ENTSO-E promueve medición con PMU's	Medición online integrado a SCADA en Australia del Sur	Medición Online con SCADA
Efecto carga	No especificado	Si	Si (Cargas son parte de la solución con esquema de EDAC voluntario)
Tecnologías que prestan el servicio	GS; CS; BESS-GF;	GS; CS; BESS-GF; Cargas Voluntarias	GS; CS; BESS-GF; Cargas Voluntarias
Periodicidad de Cálculo	2 años	12 meses o ante modificación significativa	Reporte Anual según BAL-003-1

Tabla 7: Resumen Indicadores SCL

Indicadores SCL	España	Australia	Texas
Normativa o Estándar Asociado	Reglamento (UE) 2016/631, 14 de abril de 2016, (B.O.E), Disposición 9231 del 02/06/2021.	NER Clausula 5.20 NER Clausula 5.20C	Essential Reliability Services Task Force Report. Measure 10
Indicador Principal	WSCR	MSCR	WSCR
Limitaciones Indicador	Dificultad para determinar las zonas de influencia, por lo	El indicador se utiliza como valor referencial para evaluar si se requiere	Dificultad para determinar las zonas de influencia, por lo

¹⁹ Este estándar no es específicamente para la inercia del sistema, sin embargo, permite determinar los aportes al control de frecuencia de las distintas áreas de balance.

	que el indicador podría no ser preciso	modelación más detallada (EMT)	que el indicador podría no ser preciso
Requerimientos de Modelación	En zonas con redes débiles se requiere modelación EMT	En primera instancia modelación simplificada RMS, si afecta significativamente el sistema modelación EMT.	En zonas con redes débiles se requiere modelación EMT
Tecnologías que prestan el servicio	GS; CS; BESS-GF; Sistema de transmisión; ajuste de controladores ERNC-CC; SVC-STATCOMs	GS; CS; BESS-GF; Sistema de transmisión; ajuste de controladores ERNC-CC; SVC-STATCOMs	GS; CS; BESS-GF; Sistema de transmisión; ajuste de controladores ERNC-CC; SVC-STATCOMs
Periodicidad de Cálculo	2 años	12 meses o ante modificación significativa	12 meses
Horizonte de simulación	2 años	12 meses	12 meses
Implicancias indicador desfavorable	El índice se utiliza para determinar la capacidad disponible de la red (junto con elementos de estabilidad estática y dinámica).	Proyecto debe realizar refuerzos en la red para conectarse	El índice se calcula como restricción de operación si el WSCR baja de 1,5 se disminuye generación ERNC-CC en tiempo real.

7 Diagnóstico de la robustez del Sistema Eléctrico Nacional

Los procesos de descarbonización, disminución de costos de las tecnologías renovables, sumado a las metas de carbono neutralidad y de producción de hidrógeno verde, han llevado a que la matriz energética chilena esté transitando hacia un sistema fuertemente basado en generación solar fotovoltaica, eólica y al uso de tecnologías de almacenamiento. Según la Comisión Nacional de Energía [95][99], existen cerca de 5.500 MW de proyectos en construcción de tecnología solar fotovoltaica, eólica y almacenamiento²⁰ a conectarse entre 2023 y 2025. Por otra parte, el plan de obras indicativo prevé la entrada de cerca de 11.000 MW entre los años 2026 y 2033 de las mismas tecnologías antes mencionadas.

En el contexto anterior, y considerado todos los aspectos técnicos explicados a lo largo de este documento, el CEN ha evaluado en distintos informes posibles herramientas para aumentar la robustez de la red. A continuación, se resume los principales contenidos de estos informes que guardan relación con este estudio.

7.1 Propuesta Expansión de la Transmisión 2022

En el proceso de expansión de la Transmisión Nacional correspondiente al año 2022, el CEN elaboró su Propuesta de Expansión de la transmisión, la cual fue emitida en enero de 2022. En dicho documento se hace especial mención a la actual transición energética del país y *“la preocupación del Coordinador de que este cambio mantenga los estándares de seguridad y calidad de servicio requeridos por la normativa”*²¹. Lo anterior motiva un nuevo análisis de robustez de la red que se relaciona directamente con la alta penetración de ERNC-CC y la salida de centrales convencionales sincrónicas. Con esto se puede identificar debilidades de la red relacionadas con la forma de onda de la tensión ante perturbaciones y la capacidad de cortocircuito en las barras del sistema.

El dicho estudio, el CEN muestra una serie de posibles indicadores para evaluar la fortaleza de la red, basados en el documento de la NERC [5], los cuales ya fueron señalados en el punto 6.2.1. Según se indica en el escrito, se opta por el SCRIF (del inglés “Short Circuit Ratio with Interaction Factors”) (ESCR) dada su facilidad de implementación.²²

La evaluación de la expresión se hace conforme a [100], documento cuyo objetivo es promover un espacio común de definiciones, problemáticas y posibles soluciones al desafío de la robustez de los sistemas eléctricos. El texto plantea un código de colores que señala la relación entre el SCR en el punto de conexión (sin considerar el impacto de otras ERNC-CC cercanas) y el SCR en terminales del inversor (teniendo en cuenta un transformador de conexión y la matriz de impedancias del sistema).

Las zonas obtenidas en dicho estudio son las siguientes:

²⁰ De estos 5500 MW se consideran 2000 MW en PMGD. No se tomaron en cuenta aquellos proyectos PMGD que en el listado de obras en construcción tienen comentario similar a *“El proyecto ha acumulado un retraso significativo en su cronograma, por lo que una prórroga solicitada (XXX-XX) se encuentra en análisis de esta Comisión lo que podría resultar en una eventual revocación.”*

²¹ PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN - PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2022, p6. Coordinador Eléctrico Nacional, 21 de enero de 2022.

²² EL CEN en su documento ocupa la índice ESCR para plantas eólicas como expresión general a usar en el sistema. Para efectos prácticos no tiene impacto en el cálculo, pero existe el índice general tal como se mencionó en el punto 6.2.1

- Zona Verde: El ajuste independiente de las ERNC-CC son suficientes para tener rendimiento satisfactorio.
- Zona Amarilla: El ajuste independiente de las ERNC-CC no es suficiente para tener rendimiento satisfactorio, debido al riesgo de interacción con otros convertidores cercanos. Se requieren ajustes del sistema de control.
- Zona Naranja: El ajuste independiente no es suficiente por sí solo. Probablemente se requiera equipamiento adicional para lograr resultados aceptables (Condensadores Sincrónicos o equipos grid-forming).

Lo anterior se puede apreciar en la Figura 28:

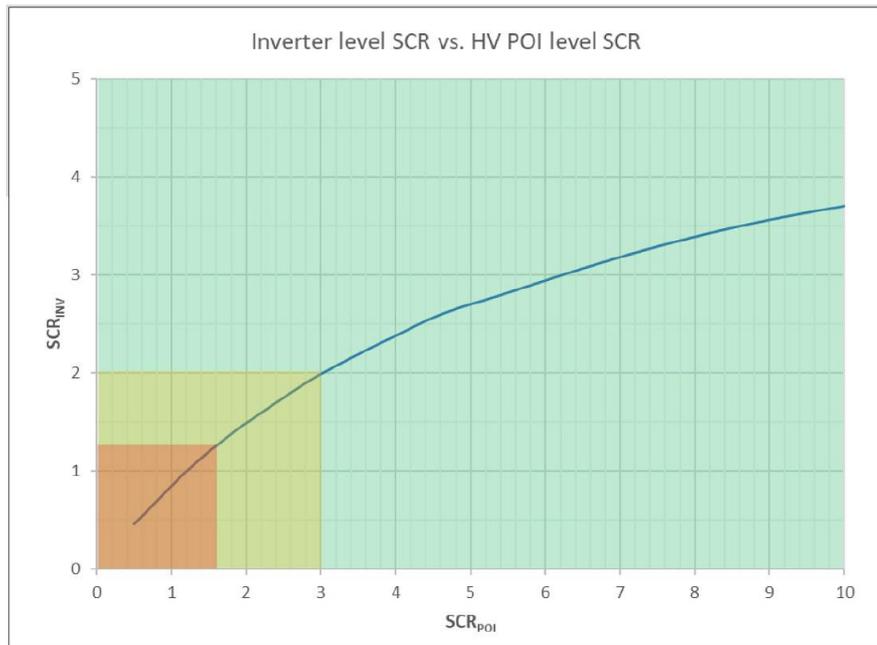


Figura 28: Impacto en la fortaleza del sistema de la conexión de IBR.[100]

Ya establecidos el índice y la métrica por parte del CEN, se establecen los escenarios sistémicos de evaluación, que corresponden a una operación caracterizada por la minimización de centrales convencionales síncronas y maximización de generación basada en ERNC-CC. Con la evaluación de los puntos relevantes del sistema, se plantean dos alternativas para incrementar la potencia de cortocircuito:

- Disminuir la impedancia de cortocircuito desde las fuentes de corriente al punto de falla, mediante la conexión de infraestructura para dicho objetivo (Líneas de conexión, transformadores, compensación serie).
- Instalación de condensadores síncronos.

El CEN opta por esta última alternativa.

El proceso parte con la identificación de zonas del SEN, siendo parte de un sector común aquellas barras donde el índice ESCR son similares. En caso de existir quiebres o diferencias, se establece otra

zona. El análisis continúa con la iteración de posibles ubicaciones de condensadores síncronos en cada zona, buscando los nodos más débiles de cada área y que además se encuentren lejanas a puntos de generación convencional. Una vez encontrado un condensador síncrono que fortalezca el área, se evalúa el área siguiente considerando el condensador vecino. Esto último para no sobreestimar las necesidades de este tipo de equipamiento. También se evalúa la incorporación de condensadores síncronos en los nodos frontera, de manera que pueda prestar el servicio a dos áreas contiguas. En caso de que la capacidad del “condensador frontera” necesario sea menor a la suma de los condensadores evaluados en distintos puntos del área, se opta por el condensador frontera. En caso contrario, la proposición va por instalar los condensadores dentro del área. También se evalúan posibles cambios topológicos y el recambio de centrales a carbón a condensadores síncronos, de manera de minimizar el tamaño de los condensadores sugeridos. Una vez finalizada esta parte, se evalúa el comportamiento del sistema estático y dinámico con los condensadores síncronos instalados. El cierre del proceso concluye con el cumplimiento total de los requerimientos de la NTSyCS (Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio).

El proceso total se resume con el siguiente cuadro del informe del CEN.

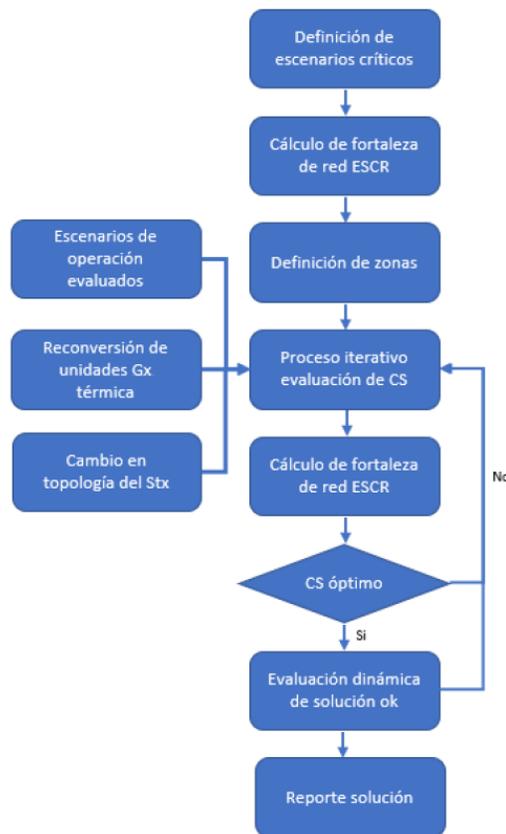


Figura 6-3. Proceso análisis de fortaleza de red en el mediano-largo plazo.

Figura 29: Diagrama de bloques CEN para proceso de evaluación de fortaleza de la red.

En el informe se evalúan tres escenarios, que se detallan a continuación:

1. Escenario D1 2025:
 - Demanda alta - día.
 - Hidrología seca.
 - Sin centrales térmicas en la zona norte.
 - Fuente plan de obra escenario D, propuesta de expansión 2021.

2. Escenario D2 2025
 - Demanda alta - día.
 - Hidrología seca.
 - Con centrales térmicas en la zona norte (Angamos 1 y 2, Cochrane 1 y 2 e IEM).
 - Fuente plan de obra escenario B, propuesta de expansión 2022.

3. Escenario D1 2030
 - Demanda alta - día.
 - Hidrología seca.
 - Sin centrales térmicas en la zona norte.
 - Fuente plan de obra escenario D, propuesta de expansión 2021.

Tabla 6-2. Características principales de los escenarios evaluados.

Escenarios evaluados	Gx Fotovoltaica [MW]	Gx Eólica [MW]	Gx Hidráulica [MW]	Gx Térmica [MW]	Demanda [MW]	Inercia Sistémica [GVAs]	Inercia Norte [GVAs]
D1 2025	5.609	1.670	4.008	494	11.334	22,5	0,1
D2 2025	5.394	1.465	2.074	2.733	11.190	41,3	7,8
D1 2030	6.152	2250	2205	943	11.784	28,2	1,2

Figura 30: Resumen de datos de los escenarios analizados CEN.

Cinco zonas son establecidas en el procedimiento, que corresponden al Norte Grande (hasta S/E OGP1), Atacama (desde S/E Paposo hasta S/E Central PE Cabo Leones), Coquimbo (desde S/E Algarrobo hasta S/E Quillota), Aconcagua (desde S/E Nueva Ventanas hasta S/E Leyda) y Enel (desde S/E Loma los Colorados hasta S/E Queltehues). Las distintas etapas y consideraciones del análisis están con mayor detalle en el informe en comento.

Finalmente, las recomendaciones del CEN son la instalación de 1.500 MVA en condensadores síncronos al año 2025, y 1.600 adicionales de cara al año 2030. La infraestructura recomendada es la siguiente:

Tabla 8: Recomendación de Exigencias de CS emitida por parte del CEN

N°	Obra de Transmisión Propuesta	Cap. [MVA]	Fecha Requerimiento	Segmento
1	CS Nueva Pozo Almonte 220 kV	300	2025	Nacional
2	CS María Elena 220 kV	300	2025	Nacional
3	CS Miraje 220 kV	300	2025	Nacional
4	CS Nueva Zaldívar 220 kV	100	2025	Nacional
5	CS Domeyko 220 kV	100	2025	Nacional
6	CS Illapa 220 kV	200	2025	Nacional
7	CS Algarrobal 220 kV	200	2025	Nacional
8	CS Frontera 220 kV	200	2030	Nacional
9	CS María Elena 220 kV	200	2030	Nacional
10	CS Crucero 220 kV	700	2030	Nacional
11	CS Miraje 220 kV	200	2030	Nacional
12	CS Cardones 220 kV	300	2030	Nacional

Por último, el CEN recomienda que la materialización de esta infraestructura se realice mediante una licitación de Servicios Complementarios.

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

Este estudio realizado durante el año 2022 cuenta con resumen que sintetiza los principales puntos y análisis del informe. La metodología ocupada es la misma empleada en el informe señalado en el punto anterior, en cuanto al índice utilizado (ESCR) y los valores empleados para evaluar la robustez. En este caso se explicita que es necesario que la razón ESCR sea igual o superior a 1,5 en barras de alta tensión del sistema.

Se establecen dos horizontes de análisis (2025 y 2030), simulando para cada uno de ellos dos escenarios de demanda (Alta-día y Baja-noche), sensibilizando además cada uno de dichos escenarios con mínima inercia en la zona norte del SEN dado el proceso de descarbonización programada (y reemplazando dicha energía por generación ERNC-CC).

El análisis plantea identificar aquellas barras del sistema de 220 y 500 kV con índice ESCR menor a 1,5 y evaluar la incorporación de condensadores sincrónicos hasta alcanzar el umbral deseado del indicador. El resultado del proceso es el siguiente:

Tabla 9: Recomendación de capacidad en condensadores sincrónicos Estudio Fortalezas de la Red V1.

Barra	Año PES	Capacidad MVAR
Lagunas 220 kV	2025	300

Kimal 220 kV	2025	600
Maitencillo 220 kV	2025	300
Zaldívar 220 kV	2025	100
Domeyko kV	2025	100
Lagunas 220 kV	2030	300
Kimal 220 kV	2030	300
Diego de Almagro 220 kV	2030	300
Crucero 220 kV	2030	700
	Total 2025	1400
	Total 2030	1600

Importante mencionar que el CEN además evalúa la incorporación de Inversores formadores de red (grid-forming) como un prestador del servicio de inercia y corrientes de cortocircuito. Descarta su uso para alcanzar los niveles deseados a 2025, debido a motivos económicos, comerciales y de desarrollo de proyecto, pero si determina que para el 2030 cerca de 3.100 MVA de generación GFM podrían sustituir los 1.600 MVar en condensadores síncronos estimados para dicha fecha. A grosso modo, sin olvidar que se deben tener a la vista ubicación, topología y estado de la red, el informe permite inferir que 1 MVar de condensadores síncronos puede ser reemplazado por 2 MVA de unidades de generación con tecnología GFM²³.

El estudio es actualizado durante el segundo semestre de 2022, tomando en cuenta nueva información y supuestos, dentro de los cuales destaca el cronograma de retiro de centrales de carbón. Con una metodología similar a los anteriores, su recomendación de infraestructura basada en condensadores síncronos al año 2025 es la siguiente:

Tabla 10: Recomendación de capacidad en condensadores síncronos Estudio Fortalezas de la Red V2.

Barra	Año PES	Capacidad MVar
Ana María 220 kV	2025	416
Nueva Chuquicamata 220 kV	2025	82
Likanantai 220 kV	2025	266
Illapa 220 kV	2025	259
	Total	1023

²³ “Los 3.135 MVA de los GFM deben compararse con los 1.600 MVar de la compensación sincrónica que se calcularon como adicionales para el 2030” Tabla N°6 del “Resumen de los Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el SEN”, versión septiembre 2022

7.3 Informe de Servicios Complementarios año 2023

En el marco del actual esquema de SSCC, el Coordinador realiza un informe anual que detalla las necesidades del sistema en dicha materia. En el Informe de SSCC 2023, el CEN incorpora dentro de sus contenidos la necesidad de contar con elementos que mejoren la robustez del sistema. Dado que en la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2022 elaborado por el mismo Coordinador recomienda que la implementación de la capacidad de MVAR en condensadores síncronos sea concretada mediante el esquema de SSCC, el Informe ratifica la necesidad de estos elementos y recomienda la licitación de esta infraestructura. La cantidad y ubicación necesaria establecida en el Informe se basa en el Estudio de Fortaleza de la Red, y corresponde a lo indicado en la Tabla 10.

8 Análisis Normativo de propuestas metodológicas e identificación de brechas regulatorias.

Dada la futura necesidad de nuevos aportes de inercia sistémica e infraestructura que aumente los niveles de cortocircuito del sistema, es necesario analizar cómo se incentivara su ingreso mediante herramientas regulatorias, normativas y económicas. Para ello es importante diferenciar, además de la necesidad del requerimiento, sus características operativas y la frecuencia de uso. Esto permite diferenciar si el requerimiento es un servicio sistémico o un servicio complementario.

Se define los servicios sistémicos como “*todos los servicios proporcionados por alguna función del sistema (como un operador del sistema o un operador de red/red) a los usuarios conectados al sistema*”, y a los servicios complementarios como “*servicios provistos por una funcionalidad del sistema (operador del sistema u operador de red/red) de los usuarios del sistema para poder proporcionar servicios sistémicos*” [103].

De lo anterior no existe una división clara, dado que distintas regulaciones pueden definir un determinado servicio como sistémico o complementario. Ejemplo claro es la regulación de tensión, donde en algunos códigos de red (y dependiendo de la naturaleza del prestador) puede ser brindada obligatoriamente y sin remuneración, mientras infraestructura específica (bancos de condensadores, compensación de reactivos, etc.) son considerados servicios complementarios.

La siguiente figura [102] señala la naturaleza del servicio dependiendo de su remuneración y su característica de prestación.

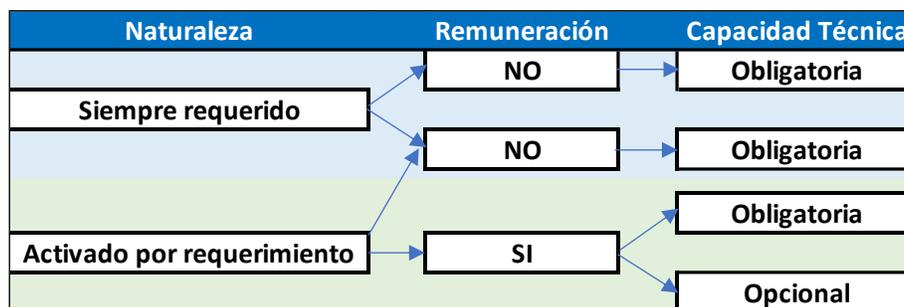


Figura 31: remuneración de servicios complementarios.

Para el caso específico de requerimientos de inercia o de aportes al nivel de cortocircuito, su definición como servicio complementario no era necesaria hasta hace algún tiempo, debido a que la naturaleza del parque generador brindaba dicha necesidad de manera intrínseca (máquinas sincrónicas convencionales). Por dicho motivo, la inercia y la potencia de cortocircuito son consideradas servicios sistémicos no remunerados (se podría decir incluso obligatorios).

Ante la disminución de generación síncrona convencional, la necesidad de los atributos antes mencionados aumenta, y su vía de materialización pasa a ser temática de incentivos regulatorios y económicos, vía normativa o reglamentaria.

Dado el detalle de este documento, y la necesidad de estos servicios en el futuro próximo, las dos vías de mayor eficiencia para el incentivo de tecnologías que brinden ambos servicios son la vía normativa, mediante la definición de servicios sistémicos, y a través de servicios complementarios.

8.1 Implementación mediante normativa técnica

Al igual que otros servicios sistémicos, como protecciones, elementos de comunicación, etc., la prestación de servicios de inercia y aumento del nivel de cortocircuito pueden ser brindados desde su concepción por generación ERNC-CC y almacenamiento, por ejemplo, mediante la implementación de inversores grid-forming. En este caso, el papel de la normativa técnica es definir la obligación, características y elementos de diseño y desempeño de aquella infraestructura que debe contar con dicho tipo de inversores. Ejemplo de ello es la obligación de contar con equipos de estabilización de oscilaciones de potencia (PSS) para ciertas centrales, donde se establece la exigencia y las características de desempeño. Un ejemplo más cercano a los inversores son exigencias de comportamiento ante contingencias (FRT). Ambos ejemplos son exigencias de diseño, servicios sistémicos no remunerados.

Para el diseño normativo existe un importante antecedente para tener en cuenta: En el año 2022, la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA por sus siglas in inglés) publicó un documento denominado *“Grid Codes for renewables powered systems”*, que tiene por objeto señalar los últimos desarrollos y buenas prácticas en el diseño de normativa técnica considerando alta participación de energías renovables variables en la operación del sistema. Este documento es una actualización del reporte de 2016 de IRENA llamado *“Scaling up variable renewable power: The role of grid codes”*.

El documento se basa en los desafíos que traen las ERV’s, tanto operativos como de infraestructura, debido a cuatro parámetros: Variabilidad, incerteza, restricciones de localización y que ocupan de inversores como interfaz de conexión al sistema eléctrico. Este cambio, de unidades de generación convencional a ERV’s trae consigo la disminución de niveles de cortocircuito, menor inercia y el aumento del RoCoF. Si a lo anterior se agrega la descentralización de los recursos, digitalización sistémica y la mayor electrificación del consumo, el desafío de los operadores es de mayor complejidad para alcanzar los objetivos de flexibilidad y estabilidad. En este marco, el papel de la normativa técnica es crucial como marco de referencia del desarrollo de la red sostenible, y con alta presencia de ERV’s.

Uno de los aspectos de mayor relevancia para el desarrollo/modificación de normativa técnica es la neutralidad tecnológica. El dinamismo tecnológico y la posibilidad de que múltiples prestadores puedan brindar un servicio específico requiere que la normativa identifique prestaciones más que prestadores. Primero para no establecer barreras técnicas a distintas tecnologías, y segundo para que los usuarios del sistema puedan optar por las alternativas más eficientes y económicas para la prestación del servicio, obviamente cumpliendo con el estándar definido.

Algo que va de la mano con lo indicado en el párrafo precedente es la constante necesidad normativa de evolucionar y adaptar sus contenidos considerando el desarrollo técnico y tecnológico internacional. La adecuada incorporación de estándares internacionales facilita el intercambio de conocimiento y también ayuda al desarrollo de soluciones globales, con el impacto respectivo en sus economías de escala.

Nuevamente citando el ambiente dinámico del sector energético, el desarrollo normativo debe involucrar de manera temprana a todos los interesados en sus alcances, tanto desarrolladores de proyectos, operadores de sistemas y proveedores de equipamiento. No solo para brindar la mejor información disponible para la elaboración de la normativa técnica, sino que también para establecer parámetros de cumplimiento eficaces de las disposiciones normativas.

8.1.1 Etapas del Desarrollo normativo

La elaboración de la normativa técnica debe estar basada en el conocimiento y estado del arte a nivel internacional, sin embargo, debe estar adaptada a las necesidades y realidad sistémica propia, presente y futura. Para ello se definen ciertos pasos relevantes para dicho diseño, con la finalidad de mapear las características propias de la infraestructura existente, y las posibilidades que brinda la tecnología en desarrollo [102]. Estos pasos pueden resumirse en los siguientes:

- Radiografía a la infraestructura actual:
 - Características del parque generador (Mínimos técnicos, rampas, flexibilidad, tecnologías, etc.)
 - Proyección de demanda.
 - Sistema de Transmisión (Interconexiones, nivel de enmallamiento, equipamiento, etc.)
- Necesidades del sistema (regulación de frecuencia o tensión, calidad de servicio, calidad de producto, respuesta ante contingencias, etc.)
- Proyecciones de desarrollo del sistema: Ej. Un sistema eléctrico necesita distintos elementos si se orienta hacia elementos distribuidos, hacia generación de gran escala o un mix de ambas posibilidades.
- Desarrollo tecnológico actual, con especial énfasis en aquellos elementos que son capaces de brindar servicios sistémicos o complementarios relativos a inercia o nivel de cortocircuito (grid-forming, manejo de inercia en tiempo real, etc.)

Ejemplo de lo anteriormente expuesto es que, al año 2021 no existía ningún documento normativo que especificara requerimientos para inversores con grid-forming, siendo que comercialmente se ofrecen baterías con inversores grid-forming desde ese mismo año. Las condiciones dinámicas del sistema eléctrico británico llevaron al operador del sistema (National Grid) a comenzar un desarrollo normativo que incluyera dichos aspectos en 2020.

8.2 Incorporación mediante Servicios Complementarios

Los elementos que busca cubrir este tipo de mecanismos son aquellos que se dan por necesidades que los servicios sistémicos no pueden brindar, ya sea por incapacidad, por escasez o por cambios relevantes en la topología/conformación del sistema eléctrico. El mejor ejemplo de ello es la inercia, que de ser un servicio sistémico por excelencia se está transformando en un servicio complementario, debido al proceso de descarbonización y la alta penetración de ERV.

Lo cierto es que la necesidad de servicios complementarios ha aumentado por la alta penetración de energías renovables variables, dado que, al no haber tenido la regulación y la planificación (tanto privada como pública) a la vista los nuevos escenarios operativos que involucran la alta presencia de ERV, no pudo incorporar desde un comienzo los elementos necesarios para contar con dichos servicios.

Por ello es importante definir qué servicios sistémicos serán requeridos mediante definiciones normativas, y cuáles servicios serán provistos mediante servicios complementarios.

La incorporación como servicio sistémico depende de lo que la normativa técnica exija como requerimiento inicial para la operación de infraestructura energética, para que después el mercado de servicio complementarios vaya incorporando necesidades que no pudieron ser provistas desde el ejercicio de planificación. Más allá del caso de la inercia o los niveles de potencia de cortocircuito, que hoy distintos sistemas eléctricos experimentan desafíos de proveer dichos atributos, es posible que otros fenómenos aparezcan con la salida de generación síncrona.

Por ejemplo, en Reino Unido se ha abordado el problema de robustez de la red a través de una mirada integral que permita al operador de red enfrentarse al problema de manera sistemática, el proyecto fue denominado “Pathfinders”²⁴ cuyo objetivo es desarrollar soluciones innovadoras que permitan atraer a proyectos innovadores y competitivos para mejorar la estabilidad del sistema, por ejemplo, durante 2022, en el marco del proyecto se licitó el servicio de incremento de niveles de cortocircuito, adjudicándose a tecnologías de condensadores síncronos y baterías con inversores del tipo grid-forming.

En resumen, es importante el rol de la normativa técnica como promotor de nuevas exigencias que sean incorporadas desde un inicio del desarrollo de proyectos, y el papel de la planificación de generación y transmisión que también considere estos elementos.

²⁴ <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/pathfinders>

9 Recomendaciones finales

9.1 Introducción

De las secciones anteriores es claro que la inserción masiva de ERNC-CC trae consigo una serie de desafíos técnicos y tecnológicos. Si bien los desafíos cubren un amplio espectro, los temas asociados a la estabilidad y control de los SEP serán un pilar fundamental que resolver para lograr una transición energética segura. En particular, una de las mayores preocupaciones del sector es la disminución de los niveles de robustez, medidos en términos de potencia de cortocircuito e inercia a medida que los generadores sincrónicos son reemplazados por ERNC-CC. Lo anterior, pues la disminución de la robustez de la red lleva a sistemas inherentemente débiles con mayor riesgo de inestabilidad.

Los problemas de estabilidad de los sistemas débiles con bajos niveles de cortocircuito e inercia abarcan desde fenómenos clásicos en la ventana electromecánica como la inestabilidad de tensión, ángulo, y frecuencia hasta nuevos fenómenos rápidos asociados a los sistemas de control de los convertidores (Figura 32). Si bien el riesgo de inestabilidad en condiciones de red débil siempre está presente frente a altos niveles de ERNC-CC, el riesgo puede ser aún mayor en caso de sistemas con alta concentración de renovables en ciertas zonas de la red. En este contexto, los desafíos en el caso chileno podrían ser significativos, no solo debido a las características técnicas del SEN (red aislada, longitudinal, poco enmallada, y con bajos niveles de inercia incluso sin ERV), sino también por la alta concentración de energía solar que está cubriendo la zona norte del país. De mantenerse esta tendencia, y sin la adopción de medidas correctivas adecuadas, la robustez de la zona norte del sistema nacional podría disminuir a valores peligrosos, poniendo en riesgo la seguridad y calidad de servicio de todo el SEN.

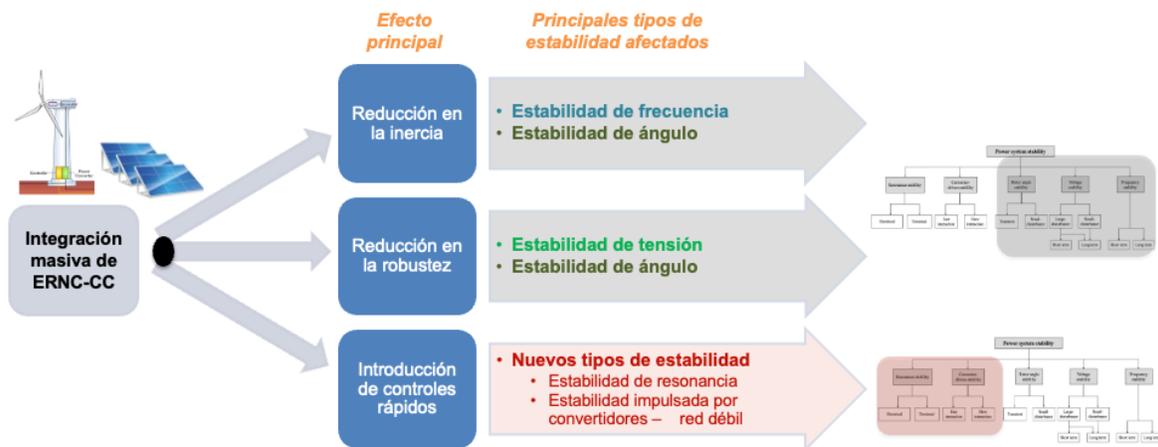


Figura 32: efectos en la estabilidad del sistema por integración masiva de ERNC-CC.

9.2 Medidas correctivas para condiciones de red débil

Tal como se explicó en la sección 5.5, hoy en día existe un amplio grupo de soluciones que permiten enfrentar los problemas de estabilidad de los SEP en condiciones de red débil. Algunas de las

soluciones aumentan directamente los niveles de cortocircuito y/o inercia, mientras que otras reducen los riesgos de comportamientos inestables en condiciones de red débil. En términos de tiempo, las soluciones cubren un amplio espectro; abordando desde la planificación intradiaria y diaria hasta la planificación de largo plazo. La figura a continuación muestra las posibles medidas para mitigar las condiciones de red débil en función de los plazos (estimados) asociados a su implementación.

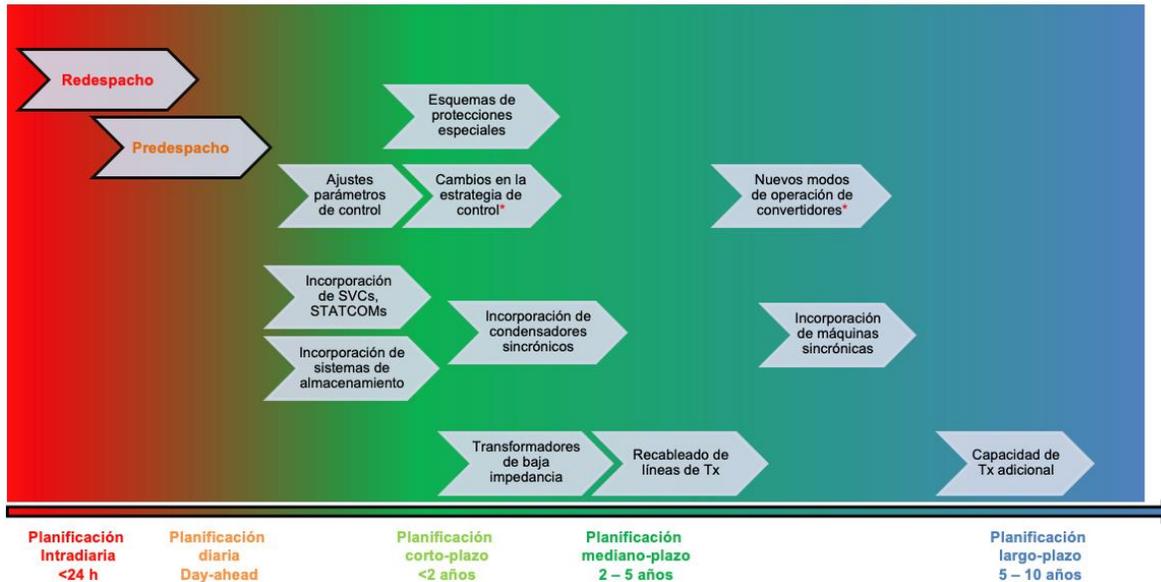


Figura 33: medidas de mitigación para debilidad de la red.

En el contexto anterior, las medidas más rápidas de implementar son aquellas realizadas dentro de la **planificación diaria e intradiaria**. En este grupo se incluyen cambios en el despacho/predespacho, con acciones del tipo operación forzada de centrales de generación convencional o limitar la generación de centrales renovables. La operación forzada de centrales convencionales permite aumentar los niveles de cortocircuito en el área de conexión de las unidades, así como la inercia sistémica, mejorando la robustez de la red y disminuyendo, por ende, el riesgo de comportamientos inestables. Por otro lado, la limitación de centrales ERNC-CC, ya sea para descongestionar el sistema de transmisión y/o aumentar el SCR en el punto de conexión de centrales en zonas con alta concentración ERNC, ayuda a disminuir el riesgo de inestabilidad en condiciones de red débil. Sin embargo, dado el impacto en los costos de este tipo de medidas de muy corto plazo, se recomienda utilizarlas solo como soluciones “transitorias” a los temas de red débil mientras se buscan soluciones de largo plazo, coherentes con las metas de transición energética y seguridad de red.

En el marco de la **planificación de corto-mediano plazo**, las alternativas más tradicionales van desde el reemplazo de equipos para aumentar la robustez de ciertas zonas de la red (por ejemplo, incorporando transformadores de baja impedancia o a través de *line reconductoring*), hasta la incorporación de equipamiento adicional como condensadores sincrónicos, volantes de inercia, dispositivos de almacenamiento de energía o dispositivos basados en convertidores de potencia como equipos FACTS, STATCOM, SVC o sistemas de baterías. Todas estas medidas son correctivas

(bien conocidas) que se pueden adoptar para aumentar localmente los SCL o la inercia, y mejorar así el comportamiento dinámico de los sistemas débiles. Desde la perspectiva del control de las ERNC-CC, es posible mejorar el desempeño dinámico de estas unidades durante contingencias ajustando algunos parámetros de control como constantes de tiempo o ganancias. Si bien el cambio de parámetros no aumenta los niveles de SCL, puede reducir los riesgos de inestabilidad en condiciones de red débil como las inestabilidades asociadas al PLL, a los lazos de control de corriente internos o externos. También es posible modificar el sistema de control de centrales ERNC-CC existentes operando en modo *grid-following* de forma de incorporar funciones de apoyo a la estabilidad como FFR o FRT. Sin embargo, la viabilidad de incorporar lazos de control adicionales para FFR o FRT en centrales existentes dependerá de la central en cuestión. Concretamente, si la central eólica o fotovoltaica es una central moderna (es decir, una instalada en los últimos ~5 – 7 años), en la mayoría de los casos, agregar algún tipo de lazo de control P/f o similar solo requerirá de una actualización de software junto con el ajuste de control pertinente. Sin embargo, si la central ERNC-CC es antigua, esto podría no ser posible pues se requeriría una actualización completa de equipos, controles y software, haciendo esta alternativa económicamente inviable.

En cuanto a las medidas dentro de la **planificación de largo plazo**, se encuentran refuerzos clásicos de red como la incorporación de máquinas sincrónicas para aumentar localmente los niveles de SCL e inercia, así como de nuevos circuitos de línea para aumentar la capacidad del sistema de transmisión y niveles de SCL de la red. Otra alternativa es utilizar convertidores de potencia con modos de operación del tipo *grid-forming*. Si bien este tipo de convertidores ya existe y han sido implementados exitosamente en sistemas pequeños como microrredes, en primera instancia se consideran como alternativa de largo plazo debido a la falta de experiencias prácticas en SEP reales de gran escala. Sin embargo, es importante destacar que esta categorización como medida de largo-plazo se basa en un enfoque conservador. Dependiendo de la evolución de la industria de convertidores, la integración de centrales ERNC-CC operando en modo *grid-forming* podría representar una alternativa de mitigación a los problemas de red débil en el mediano-plazo.

Por último, es importante destacar que las soluciones a los problemas de estabilidad asociados a condiciones de red débil son extremadamente dependientes del sistema en estudio. No existe una “regla general” que solucione este tipo de problemas en los sistemas eléctricos. Una solución adecuada para un determinado sistema podría no servir en otro con características similares. Entre los factores clave que determinan la mejor solución para un determinado SEP se encuentran las características técnicas del sistema en estudio, de las máquinas convencionales y centrales ERNC-CC – incluyendo sistemas de control y su distribución en la red – así como las condiciones de borde que rigen al sistema tanto en términos del mercado eléctrico como de normativa vigente. Lo anterior reduce el alcance de las experiencias y prácticas internacionales, obligando a cada sistema a realizar sus propios estudios y análisis de manera independiente.

Si bien no existe una única solución, es de esperar que, en la mayoría de los casos, la solución óptima sea un conjunto de medidas correctivas y no una solución basada en una única tecnología o equipo. Lo anterior, debido principalmente a dos razones: 1) A la fecha, no existe una única alternativa capaz de resolver los problemas de estabilidad de los SEP débiles con bajos niveles de inercia y cortocircuito y, 2) Dado que cada alternativa tiene ventajas y desventajas en términos técnicos y

económicos, la solución óptima de un sistema, es decir, aquella que soluciona los problemas de red débil a mínimo costo, debería ser un conjunto de distintas medidas correctivas. La siguiente tabla resume las medidas presentadas en este informe con las desventajas de cada una de ellas.

Medida	Planificación	Desventajas
Operación forzada GS	Diaria / intradiaria	- Incompatible con metas ERNC y descarbonización - Aumento de costos de operación del SEP
Limitación ERNC	Diaria / intradiaria	- Incompatible con metas ERNC y descarbonización - Aumento de costos de operación del SEP
Incorporación de equipos FACTS, SVC STATCOM, BESS	Corto plazo	- Costo de inversión - Capacidad limitada de inyección de corrientes de cortocircuito - Posibles interacciones inestables con los sistemas de control de las ERNC-CC
Incorporación de equipos de almacenamiento	Corto plazo	- Costo de inversión
Ajuste de parámetros control de las ERNC-CC	Corto plazo	- Costo de inversión - Esfuerzos de ingeniería no menores
Cambios en el control de las ERNC-CC	Corto- plazo	- Costo de inversión - Esfuerzos de ingeniería no menores - No es posible en todas las centrales ERNC-CC existentes
Incorporación de condensadores sincrónicos	Corto-mediano plazo	- Costo de inversión aún alto
Transformadores de baja impedancia	Corto-mediano plazo	- Costo de inversión
Recableado de líneas Tx	Mediano plazo	- Costo de inversión alto
Nuevos modos de operación de convertidores	Mediano/largo plazo	- Aún falta experiencia práctica en SEP reales - Capacidad limitada de inyección de corrientes de cortocircuito (igual que un convertidor grid-following)
Incorporación de máquinas sincrónicas	Largo plazo	- Incompatible con metas ERNC y descarbonización, salvo que sean unidades hidráulicas o CSP
Capacidad de transmisión adicional	Largo plazo	- Largos plazos de implementación y posibles retrasos en la puesta en marcha - Alto costo de inversión

Tabla 11 Medidas para aumentar robustez de la red

9.3 Ley, normativa y planificación de la red

Como se vio en la sección anterior, hoy en día existe una amplia gama de alternativas disponibles para reducir los riesgos de inestabilidad producto de condiciones de red débil. Cada alternativa tiene sus ventajas y desventajas, tanto en términos de impacto en la robustez como en términos costos y tiempos de implementación. Algunas de ellas requieren tiempos largos para su implementación y otras tiempos menores, algunas mejoran directamente los niveles de inercia y potencia de cortocircuito del sistema mientras que otras sólo minimizan los riesgos de comportamientos inestables en condiciones de red débil. Esta “no-homogeneidad” entre las distintas alternativas impide realizar una comparación simple del tipo “costo-beneficio” entre ellas, obligando a adoptar

herramientas de planificación que sean capaces de resolver el problema con un horizonte más de largo plazo.

A nivel general, reducir el riesgo de respuestas inestables debido a condiciones de red débil siempre implicará costos adicionales, los que debieran verse compensados con los beneficios económicos y ambientales que dichas medidas traen para el sistema completo. Sin embargo, decisiones oportunas y eficientes en el marco de una planificación adecuada a menudo evitarán la necesidad de adoptar acciones correctivas costosas de muy corto plazo, inevitables una vez que ya han surgido los problemas de estabilidad. El mejor ejemplo de este tipo de medidas “inevitables” son las restricciones que se imponen a la operación de un SEP en el marco del despacho/predespacho. (operación forzada o limitaciones de generación. Para minimizar la necesidad de adoptar medidas ineficientes de muy corto plazo (planificación diaria e intra-diaria), la planificación de mediano-largo plazo de la red se debe realizar incluyendo explícitamente criterios de robustez. Para esto, la optimización debe considerar un conjunto ad-hoc de alternativas de expansión (“obras”) y tecnologías habilitantes que permitan mitigar los problemas de estabilidad que puedan surgir debido a bajos niveles de robustez en el periodo en estudio. Sólo mediante una correcta planificación, será posible encontrar el conjunto óptimo de medidas a desplegar en cada SEP de forma de lograr una transición energética segura y de mínimo costo.

Si bien en el marco de este estudio no es posible realizar una recomendación exhaustiva acerca de las exigencias normativas, metodológicas, de métricas o medidas correctivas necesarias de exigir y/o implementar para cubrir los requisitos de inercia y potencia de cortocircuito en el caso nacional, sí es posible emitir un primer esbozo del proceso que se recomienda seguir para abordar los desafíos de robustez de manera eficiente, es decir, de manera segura y a mínimo costo. La figura 34 a continuación presenta el marco conceptual de la recomendación.

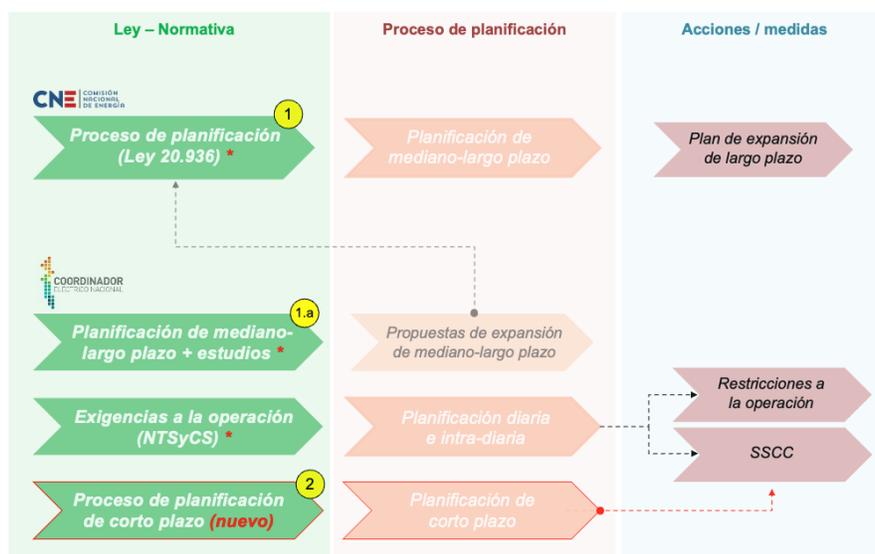


Figura 34: diseño conceptual de la planificación de la red.

En principio, las medidas para enfrentar los problemas de red débil se pueden abordar mediante diferentes enfoques; ya sea a través de un proceso de planificación centralizada, mediante exigencias normativas y/o mediante un mercado de servicios complementarios especialmente diseñado para tales efectos. Si bien la opción de optar por uno de dichos enfoques es factible, se recomienda un enfoque combinado, que se base en una planificación centralizada de largo plazo apoyada por un conjunto de exigencias normativas de desempeño. A nivel conceptual, la idea macro sería que “la solución base” a los problemas de robustez se obtenga a partir de una planificación centralizada de mediano-largo plazo que asegure el óptimo técnico económico considerando un conjunto *ad-hoc* de alternativas de expansión para abordar los problemas de robustez (Bloque “1” en figura 34). Es importante destacar que la optimización no debería restringirse sólo a las obras tradicionalmente consideradas en la planificación de la transmisión, sino que debería ampliarse para incluir, además, obras menos tradicionales y tecnologías habilitantes que permitan abordar de manera eficiente los desafíos de red débil en los SEP. Dado que una planificación de mediano-largo plazo tiene asociado un alto nivel de incertidumbre, se requiere un espacio para la adopción de medidas de corto y cortísimo plazo que garanticen la seguridad del sistema en todo instante. Esta holgura se realiza mediante exigencias al desempeño del sistema en la operación vía normativa (Bloque “2” en figura 34). Para implementar esta propuesta, se recomienda llevar a cabo un proceso que incluya, al menos, los siguientes dos pasos:

- (P1) **Modificación de la Ley 20.936** que “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional” para:
- Incluir de manera explícita criterios de robustez de la red en el proceso de planificación de mediano-largo plazo que lidera la CNE. Para esto, no se recomienda imponer restricciones en términos de valores de métricas o indicadores de robustez, sino más bien considerar la robustez desde una perspectiva conceptual-metodológica de la planificación.
 - Habilitar la consideración de obras “no tradicionales” y tecnologías habilitantes en la expansión de mediano-largo plazo de forma de considerar un amplio grupo de medidas correctivas que se puedan aplicar para mitigar las condiciones de red débil.
- (P2) **Modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS)**. En particular se recomienda modificar el Capítulo 5 para incorporar criterios de robustez en la definición de las exigencias mínimas de seguridad para toda condición de operación.
- Los artículos deben ser suficientemente general, de forma que se adapten a nuevos fenómenos o desafíos que puedan surgir con el paso del tiempo, así como a la dinámica misma del sistema.
 - Los artículos no deberían hacer alusión a ningún tipo de tecnología en particular para abordar los temas de robustez, sino más bien a un conjunto posible de alternativas
 - No se recomienda incluir valores mínimos de indicadores de robustez sino más de desempeño dinámico del sistema.

Para proceder adecuadamente con las modificaciones de los pasos (P1) y (P2) arriba detallados, se recomienda realizar un estudio (“Estudio 1”) por parte del Coordinador o un consultor independiente que incluya, al menos, las siguientes etapas:

- (E1.1) **Definición de métricas** para cuantificar apropiadamente los niveles de robustez del sistema nacional considerando las características particulares del SEN. Si bien en principio, dichas métricas podrían incorporar valores de inercia y potencia de cortocircuito, en esta etapa se debería ampliar el concepto de robustez para incluir otras “características” que vayan más allá de las clásicamente utilizadas como inercia y potencia de cortocircuito. Esta necesidad resulta evidente cuando se considera un SEP 100% basado en ERNC-CC, en cuyo caso hablar de la métrica “inercia” no tendría sentido.
- (E1.2) **Definición de una metodología suficientemente general y sistemática** que permita identificar las áreas débiles del SEN en base a las métricas definidas en (E1.1) y su relación con el desempeño dinámico del sistema. La metodología también deberá entregar un conjunto de posibles medidas correctivas que permitan robustecer dichas áreas en el corto, mediano y/o largo plazo. Para esto, se deberá considerar un espectro amplio de posibles “obras” y tecnologías habilitantes de forma abarcar todas las alternativas existentes para mitigar las condiciones de red débil y/o robustecer la red.
- (E1.3) **Definición de los estudios necesarios de realizar** por parte del Coordinador. Para que la recomendación ilustrada en la figura 34 sea exitosa, el Coordinador deberá realizar un conjunto de estudios para definir las carencias del sistema en términos de robustez. En un análisis preliminar, en esta parte se deberían incluir, al menos, los siguientes estudios
- Estudio I (Bloque “1.a” en figura 34): Aplicación de la metodología propuesta en E1.2 en el mediano-largo plazo para apoyar el proceso de planificación liderado por la CNE según Ley 20.936 (Bloque “1” en figura 34). De este estudio se obtendrán propuestas de expansión de la red en el mediano y largo plazo que alimentarán la planificación indicada en la Ley 20.936.
 - Aplicación de la metodología E1.2 en el corto plazo para asegurar que se cumplan las exigencias a la operación indicadas en la NTSyCS (Bloque “2” en figura 34). Los resultados de este estudio serán un conjunto de medidas/acciones costo efectivas para implementar en el corto plazo de forma de cumplir con las exigencias normativas de desempeño. Dada la ventana temporal de este estudio, las acciones/medidas que se obtengan, ya sea para mitigar las condiciones de red débil y/o robustecer la red, incluirán medidas de rápida implementación como incorporación de equipos FACTS o almacenamiento, ajuste de parámetros de control, incorporación de esquemas de protecciones especiales, entre otras (ver Figura 33).

9.4 Desafíos Futuros

En las secciones anteriores se describió la principal modificación que debe ser implementada a nivel regulatorio para incorporar en la planificación del sistema el concepto de robustez, al respecto este equipo consultor también estima que se deben promover buenas prácticas que permitan monitorear los conceptos de robustez de la red en tiempo real, de manera de en futuro poder tomar decisiones que permitan operar los recursos que brindan robustez a la red de manera segura, lo anterior considerando la creciente incorporación de generación ERNC-CC en el sistema chileno, entre estas medidas se destacan los siguientes proyectos:

- 1) Implementación de monitoreo del SCL en tiempo real, para abordar este proyecto se propone utilizar la plataforma SCADA/EMS del CEN, dado que es la que posee la información más actualizada en tiempo real, y a través del Estimador de Estado es factible determinar los niveles de SCL en las barras críticas del sistema. En dicho sentido es de vital importancia que el CEN cuente con los recursos y mantenga permanentemente el EMS actualizado. Esta información será cada vez más relevante a medida que se deban establecer estrategias de cambios de control en los convertidores que permitan incrementar su estabilidad para condiciones críticas de operación.
- 2) Implementación de sistemas de estabilidad dinámica en tiempo real: esto permitirá supervisar en tiempo real para un grupo de contingencias críticas el desempeño del sistema y determinar, por ejemplo, si se requiriera generación sincrónica adicional para mantener los niveles de RoCoF definidos como operación segura.
- 3) Incrementar el uso de la red WAM, para lo cual se propone realizar una evaluación integral de la red WAM actualmente implementada en el SEN, de manera de que sea una herramienta eficaz para la detección de inestabilidades sobre todo en zonas de red débil.
- 4) Desarrollar de manera detallada un modelo de red EMT del SEN, con especial énfasis en aquellas zonas de red débil. Al respecto, se recomienda que, desde el proceso de acceso abierto de una nueva central, se le soliciten estudios EMT, cuando una central se requiera conectar en una zona previamente identificada como débil de manera de identificar claramente el efecto que generará en el parque generador aledaño, así como las posibles limitaciones que podría enfrentar producto de conectarse en una zona de red débil.
- 5) Incrementar el uso de herramientas de simulación en tiempo real, en particular se recomienda que para aquellas zonas de la red donde se detecten condiciones de red débil el CEN posea un modelo detallado de la red que permita evaluar el comportamiento equivalente de los nuevos parques que se quieran conectar en dicha zona del sistema.
- 6) Desarrollar pilotos de parques ERNC-CC y baterías con tecnología grid-forming, al respecto se propone que esta tecnología sea probada en primera instancia en el laboratorio de simulación en tiempo real, con pruebas tipo “*Hardware in the Loop*”, para luego pasar a pruebas reales en terreno que permitan evaluar el comportamiento de estos parques de manera controlada y aprender acerca de sus respuestas ante distintas condiciones de operación. Para esto, por ejemplo, se podrían desarrollar baterías modulares que se puedan conectar en distintos puntos del sistema, con el objetivo de analizar su comportamiento en distintas condiciones de operación del SEN.

Finalmente, se destaca que a medida que se vayan incorporando una cantidad mayor de recursos distribuidos, será necesario incrementar los niveles de observabilidad y control, de manera de avanzar en una arquitectura de control para la gestión de los recursos, lo que deberá estar soportado bajo esquemas de comunicación de alta confiabilidad, si bien se observa este será un desafío de futuro para la operación del SEN, se hace necesario comenzar a estudiarlo con anticipación.

10 Conclusiones

Como se detalló a lo largo del texto, el incremento de ERNC-CC en los sistemas de potencia y la salida (por distintos motivos) de generación sincrónica convencional, trae consigo una serie de fenómenos relacionados con la estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia y respuesta ante contingencias. Estos tres elementos, pilares en la seguridad y calidad de servicio del suministro eléctrico, han sido brindados históricamente por unidades sincrónicas, que son capaces de aportar altas corrientes de cortocircuito en caso de contingencia, y también almacenar energía mecánica en sus rotores, pudiendo entregar dicha energía ante desbalances entre generación y demanda.

En el ámbito de la frecuencia, los fenómenos tecnológicos antes descritos provocan disminución del atributo de inercia, medido a través de la razón de cambio de la frecuencia ante contingencias (RoCoF). Las principales acciones tomadas hoy por los operadores de sistema para no experimentar RoCoF pronunciado que ponga en riesgo la estabilidad del sistema están por definir “pisos de inercia”, que implica contar con un mínimo del atributo durante la operación. El piso de inercia puede definirse con diferentes objetivos, como por ejemplo el uso que hace el operador del sistema australiano, que determina la cantidad necesaria para que, ante una contingencia, no se activen los esquemas de desconexión de carga en su primer escalón.

Dada la composición actual de los principales sistemas eléctricos, desafíos complejos en materia de estabilidad de frecuencia en grandes y medianos²⁵ sistemas son previstos ante grandes porcentajes de ERNC-CC, y hoy se toman medidas para no profundizar los efectos de eventuales contingencias. Sin embargo, para sistemas pequeños y con gran presencia de ERNC-CC (algunos sistemas de Australia, Sistemas Baleares e Insulares de España, Sistemas Nórdicos, etc.) es un problema actual, que se está resolviendo con generación sincrónica forzada (must-run síncrono) o mediante la implementación de condensadores sincrónicos en puntos débiles de la red.

En materia de nivel de cortocircuito el desafío es similar. Generación basada en convertidores (grid-following) no presentan aportes relevantes de corriente de cortocircuito, lo que conlleva a problemas de estabilidad de tensión y selectividad de equipos de protección. Nuevamente el desafío está en la utilización de indicadores o procedimientos que permitan establecer en nivel de cortocircuito en las distintas barras del sistema, y así poder definir soluciones operativas o de infraestructura que permitan el desempeño óptimo del sistema.

En materia de cortocircuito: indicadores de fortaleza de red. MSCR Australia, el WSCR de España y Texas o el ESCR utilizado por el CEN en Chile son apropiados para diagnosticar el nivel de cortocircuito. El principal punto para considerar es la capacidad de las distintas metodologías de poder incorporar en su análisis el efecto conjunto de ERNC-CC de una determinada zona, donde la dificultad radica en definir la extensión de la zona eléctrica a analizar. Para ello es preciso contar con modelos precisos del sistema que permitan simular adecuadamente la red en nudos débiles de la

²⁵ Considerando al SEN como un sistema “mediano”, no haciendo alusión al sistema tarifario chileno.

misma, y particularmente contar con modelación EMT que permita conocer en detalle el comportamiento del sistema en dichos puntos.

Las medidas a tomar ante bajos resultados del indicador nuevamente son múltiples, yendo desde restricciones operativas (España) a requisitos en la nueva infraestructura de generación que mitiguen sus efectos en la disminución del nivel de cortocircuito (Australia). La actual solución definida por el CEN, asociado a la instalación de condensadores síncronos en la red, también es una herramienta disponible para llevar el índice a niveles aceptables (Chile).

Importante a la hora de definir las posibles soluciones a los problemas de estabilidad de frecuencia, tensión o respuesta ante contingencias, es la decisión de una metodología y la determinación temprana de los requisitos que debe tener la infraestructura de generación o transmisión (distribución) para poder enfrentar estos problemas a futuro. Es ahí donde entra la figura de la prestación de estos servicios, entre ser provistos como servicios sistémicos o servicios complementarios. Tal como se señaló en el informe, la definición e IRENA en cuanto a la distinción entre servicio sistémico y complementario es relevante para determinar el “cuándo” y el “cuánto” implica contar con los atributos necesarios. Y para ello es importante conocer los atributos técnicos y económicos de cada tecnología que puede brindar este tipo de servicios. Como se presentó en el informe (Figura 15) distintos elementos operativos y de infraestructura pueden ser empleados, y para ello deben estar contenidos y caracterizados en la normativa técnica correspondiente.

El papel de la normativa técnica es crucial, ya que define el marco de acción y características básicas que deben tener los distintos equipamientos que proveerán este servicio. Esta definición debe ser considerando todas las alternativas tecnológicas posibles, en términos de asegurar la neutralidad tecnológica de la provisión. Y también debe acordar procedimientos y características en conjunto con la academia, fabricantes, operadores y stakeholders en general, de forma de incorporar los elementos funcionales de cada solución y así poder definir los contenidos de la normativa.

Las definiciones de la norma pueden ir en dos grandes conjuntos, que no son excluyentes entre sí, que son la caracterización de los requisitos de infraestructura o restricciones a los incumbentes. Por ejemplo, para tener en un punto del sistema valores aceptables de nivel de cortocircuito, se puede pedir a los nuevos entrantes ERNC-CC que cuenten con el atributo grid-forming de acuerdo con lo establecido en la NT. Lo mismo se puede lograr restringiendo la entrada de ERNC-CC que implique un detrimento en el indicador, u operar con cierto nivel de inercia convencional. Cada alternativa tiene distintos tiempos de planificación y concreción, además de distinto costo, donde las limitaciones operativas, al ser restricciones de borde a la operación económica, serán de mayor cuantía.

En resumen, teniendo las alternativas a la vista, y analizando la regulación y procedimientos de cada uno de los sistemas y países contenidos en este informe (incluido el nuestro), se hace evidente que todos transitan por desafíos similares al SEN, ciertamente con distintos grados de avance. Con estos antecedentes a la vista es recomendable que la ruta que tome la normativa técnica sea la de implementar índices y métricas de amplia utilización, como podría ser el piso de inercia en el caso de la estabilidad de frecuencia. Pero el paso más relevante es determinar los requisitos mínimos

que debe cumplir cada posible proveedor de servicios, ya sean sistémicos o complementarios, dando una señal a los inversionistas y fabricantes para su implementación temprana. También importante relevar el nexo con la planificación del sistema, tanto pública como privada, dada la conveniencia de contar desde un inicio con los servicios de cortocircuito e inercia necesarios, para que no sean provistos de manera tardía con el costo que ello involucra. Tarea de la política pública, a través de la normativa, el equilibrio entre la implementación de servicios a incumbentes existentes o a los futuros entrantes, considerando elementos de certeza jurídica, estabilidad de la inversión y necesidades del sistema.

A nivel general, reducir el riesgo de respuestas inestables debido a condiciones de red débil siempre implicará costos adicionales, los que debieran verse compensados con los beneficios económicos y ambientales que dichas medidas traen para el sistema completo. Sin embargo, decisiones oportunas y eficientes en el marco de una planificación adecuada a menudo evitarán la necesidad de adoptar acciones correctivas costosas de muy corto plazo, inevitables una vez que ya han surgido los problemas de estabilidad. El mejor ejemplo de este tipo de medidas “inevitables” son las restricciones que se imponen a la operación de un SEP en el marco del despacho/predespacho. (operación forzada o limitaciones de generación. Para minimizar la necesidad de adoptar medidas ineficientes de muy corto plazo (planificación diaria e intra-diaria), la planificación de mediano-largo plazo de la red se debe realizar incluyendo explícitamente criterios de robustez. Para esto, la optimización debe considerar un conjunto ad-hoc de alternativas de expansión (“obras”) y tecnologías habilitantes que permitan mitigar los problemas de estabilidad que puedan surgir debido a bajos niveles de robustez en el periodo en estudio. Sólo mediante una correcta planificación, será posible encontrar el conjunto óptimo de medidas a desplegar en cada SEP de forma de lograr una transición energética segura y de mínimo costo.

Dado que una planificación de mediano-largo plazo tiene asociado un alto nivel de incertidumbre, se requiere un espacio para la adopción de medidas de corto y cortísimo plazo que garanticen la seguridad del sistema en todo instante.

Para implementar esta propuesta, se recomienda llevar a cabo un proceso que incluya, al menos, los siguientes dos pasos:

(P1) Modificación de la Ley 20.936 para:

- Incluir de manera explícita criterios de robustez de la red en el proceso de planificación de mediano-largo plazo que lidera la CNE.
- Habilitar la consideración de obras “no tradicionales” y tecnologías habilitantes en la expansión de mediano-largo plazo de forma de considerar un amplio grupo de medidas correctivas que se puedan aplicar para mitigar las condiciones de red débil.

(P2) Modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). En particular se recomienda modificar el Capítulo 5 para incorporar criterios de robustez en la definición de las exigencias mínimas de seguridad para toda condición de operación.

Finalmente, se plantean una serie de desafíos futuros que deben ser considerados en el desarrollo de la normativa chilena y que deben formar parte de los requerimientos futuros con los que debe contar el SEN.

11 Anexos

11.1 Requerimientos Reglamento UE 2017/1485

11.1.1 Artículo 38 Seguimiento y evaluación de la estabilidad dinámica

1. Cada GRT controlará la estabilidad dinámica de la red de transporte mediante estudios realizados fuera de línea de conformidad con el apartado 6. Cada GRT intercambiará los datos pertinentes para el seguimiento de la estabilidad dinámica de la red de transporte con los demás GRT de su zona síncrona.

2. Cada GRT realizará una evaluación dinámica de la estabilidad al menos una vez al año para determinar los límites de estabilidad y los posibles problemas de estabilidad en su red de transporte. Todos los GRT de cada zona síncrona coordinarán las evaluaciones dinámicas de estabilidad, que abarcarán la totalidad o parte de la zona síncrona.

3. Al realizar evaluaciones coordinadas de estabilidad dinámica, los GRT interesados determinarán:

a) el alcance de la evaluación coordinada de la estabilidad dinámica, al menos en términos de un modelo de red común;

b) el conjunto de datos que deben intercambiarse entre los GRT interesados para realizar la evaluación coordinada de la estabilidad dinámica;

c) una lista de escenarios acordados de común acuerdo relativos a la evaluación dinámica coordinada de la estabilidad; y

d) una lista de contingencias o perturbaciones acordadas de común acuerdo cuyo impacto se evaluará mediante la evaluación coordinada de la estabilidad dinámica.

4. En caso de problemas de estabilidad debidos a oscilaciones entre áreas mal amortiguadas que afecten a varios GRT dentro de una zona síncrona, cada GRT participará en una evaluación dinámica coordinada de la estabilidad a nivel de zona síncrona tan pronto como sea posible y facilitará los datos necesarios para dicha evaluación. Dicha evaluación será iniciada y realizada por los GRT interesados o por la REGRT²⁶ de Electricidad.

5. Cuando un GRT detecte una posible influencia en la tensión, el ángulo del rotor o la estabilidad de frecuencias en relación con otras redes de transporte interconectadas, los GRT afectados coordinarán los métodos utilizados en la evaluación dinámica de la estabilidad, proporcionando los datos necesarios y planificando acciones correctoras conjuntas destinadas a mejorar la estabilidad, incluidos los procedimientos de cooperación entre los GRT.

6. Al decidir los métodos utilizados en la evaluación dinámica de la estabilidad, cada GRT aplicará las siguientes normas:

a) si, con respecto a la lista de contingencia, se alcanzan los límites en estado estacionario antes de los límites de estabilidad, el GRT basará la evaluación dinámica de la estabilidad únicamente en los

²⁶ REGRT: Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad

estudios de estabilidad fuera de línea realizados en la fase de planificación operativa a más largo plazo;

b) Si, en condiciones de interrupción planificadas, con respecto a la lista de contingencia, los límites de estado estacionario y los límites de estabilidad están próximos entre sí o se alcanzan límites de estabilidad antes de los límites de estado estacionario, el GRT realizará una evaluación dinámica de la estabilidad en la fase de planificación operativa diaria mientras se mantengan dichas condiciones. El GRT planificará las medidas correctoras que se utilizarán en tiempo real en caso necesario; y

c) si la red de transporte se encuentra en la situación N con respecto a la lista de contingencias y se alcanzan los límites de estabilidad antes de los límites en estado estacionario, el GRT realizará una evaluación dinámica de la estabilidad en todas las fases de la planificación operativa y volverá a evaluar los límites de estabilidad lo antes posible después de que se detecte un cambio significativo en la situación N.

11.1.2 Artículo 39 Gestión dinámica de la estabilidad

1. Cuando la evaluación dinámica de la estabilidad indique que se ha infringido los límites de estabilidad, los GRT en cuya zona de control haya aparecido la infracción diseñarán, prepararán y activarán medidas correctoras para mantener estable la red de transporte. Esas medidas correctivas pueden incluir a los USR²⁷.

2. Cada GRT velará por que los tiempos de eliminación de fallos para averías que puedan dar lugar a una inestabilidad de la red de transporte en estado de área amplia sean más cortos que el tiempo de eliminación de averías críticas calculado por el GRT en su evaluación dinámica de estabilidad realizada de conformidad con el artículo 38.

3. En relación con los requisitos de inercia mínima pertinentes para la estabilidad de frecuencias a nivel de zona síncrona:

a) todos los GRT de dicha zona síncrona realizarán, a más tardar 2 años después de la entrada en vigor del presente Reglamento, un estudio común por zona síncrona para determinar si es necesario establecer la inercia mínima requerida; teniendo en cuenta los costos y beneficios, así como las posibles alternativas. Todos los GRT notificarán sus estudios a sus autoridades reguladoras. Todos los GRT realizarán una revisión periódica y actualizarán dichos estudios cada 2 años;

b) cuando los estudios a que se refiere la letra a) demuestren la necesidad de definir la inercia mínima requerida, todos los GRT de la zona síncrona de que se trate desarrollarán conjuntamente una metodología para la definición de la inercia mínima necesaria para mantener la seguridad operativa y evitar la violación de los límites de estabilidad. Dicha metodología respetará los principios de eficiencia y proporcionalidad, se desarrollará en un plazo de 6 meses a partir de la finalización de los estudios a que se refiere la letra a) y se actualizará en un plazo de 6 meses a partir de la fecha en que los estudios se actualicen y estén disponibles; y

c) cada GRT desplegará en tiempo real la mínima inercia en su propia zona de control, de acuerdo con la metodología definida y los resultados obtenidos de conformidad con la letra b).

²⁷ USR: usuarios significativos de la red.

11.2 Requerimientos Normativos de Inercia establecidos en las NER – Australia

Como fue indicado los requerimientos de inercia se encuentran establecidos en la sección 5.20B de las Reglas Nacionales de Electricidad del Mercado Australiano, a continuación, se presenta una traducción de las cláusulas específicas, las cuales en su contexto original se encuentran disponibles en el enlace:

11.2.1 5.20.4 Metodología de requisitos de inercia²⁸

a) AEMO debe desarrollar y publicar la metodología de requisitos de inercia de acuerdo con los procedimientos de consulta de las Reglas.

b) AEMO podrá modificar la metodología de requisitos de inercia.

c) AEMO debe cumplir con los procedimientos de consulta de las Reglas al realizar o modificar la metodología de requisitos de inercia.

d) AEMO puede realizar modificaciones menores y administrativas en la metodología de requisitos de inercia sin cumplir con los procedimientos de consulta de las Reglas.

e) La metodología de requisitos de inercia determinada por AEMO debe prever que AEMO tenga en cuenta los siguientes aspectos para determinar el nivel de inercia de funcionamiento seguro:

- 1) las capacidades y los tiempos de respuesta previstos proporcionados por las unidades generadoras que prestan servicios complementarios (distintos del servicio regulación para subir o bajar) en la subred de inercia;
- 2) la pérdida de carga máxima o la pérdida de generación que se espera que se produzca cuando se produzca cualquier contingencia creíble que afecte a la subred de inercia cuando la subred de inercia esté aislada;
- 3) inercia adicional necesaria para tener en cuenta la posibilidad de una reducción de la inercia si el acontecimiento de contingencia que se produce es la pérdida o indisponibilidad de una unidad generadora síncrona, condensador síncrono o cualquier otra instalación o servicio que sea importante para determinar los requisitos de inercia;
- 4) cualquier restricción que pueda aplicarse razonablemente a la subred de inercia cuando esté aislada para lograr un estado de funcionamiento seguro y cualquier energía no servida que pueda resultar de las restricciones; y
- 5) cualquier otro asunto que AEMO considere apropiado.

11.2.2 5.20B.1 Límites de las subredes de inercia²⁹

a. A efectos de determinar los niveles de inercia requeridos en la red nacional, las redes de transporte conectadas que formen parte de la red nacional se dividirán en subredes de inercia.

b. AEMO debe determinar los límites de las subredes de inercia y puede ajustar los límites de vez en cuando, incluidos los ajustes que dan lugar a nuevas subredes de inercia.

²⁸ Específicamente estas reglas pueden ser encontradas en: <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/175/24538#5.20.4>

²⁹ Específicamente estas reglas pueden ser encontradas en: <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/175/24548>

- c. Los límites de una subred de inercia deben estar alineados con los límites de una región o totalmente confinados dentro de una región.
- d. Sin perjuicio de lo dispuesto en la letra c), al determinar y ajustar los límites de las subredes de inercia, AEMO deberá tener en cuenta los siguientes aspectos:
 - 1) conexiones síncronas entre la subred de inercia propuesta y las partes adyacentes de la red nacional;
 - 2) la probabilidad de que la subred de inercia propuesta quede aislada; y
 - 3) la importancia y la viabilidad de mantener la subred de inercia propuesta en un estado operativo satisfactorio si está aislada y poder volver a un estado operativo seguro mientras está aislada.
- e. Al determinar y ajustar los límites de las subredes de inercia, AEMO debe cumplir con los procedimientos de consulta de las Reglas.
- f. AEMO debe publicar los límites de las subredes de inercia y cualquier ajuste en el Informe de inercia.

11.2.3 5.20B.2 Requisitos de inercia

- a. AEMO debe determinar periódicamente los requisitos de inercia para las subredes de inercia aplicando la metodología de requisitos de inercia. AEMO debe hacer una determinación bajo este párrafo:
 - 1) con sujeción a lo dispuesto en el apartado 2 y a cualquier otro requisito establecido en las Normas, para cualquier subred de inercia, no más de una vez cada período de 12 meses; y
 - 2) para cada subred de inercia afectada, tan pronto como sea razonablemente posible después de tener conocimiento de un cambio importante en la red eléctrica que pueda afectar a los requisitos de inercia de la subred de inercia cuando el momento, la aparición o el impacto del cambio hayan sido imprevistos.
- b. Los requisitos de inercia que deben determinarse para cada subred de inercia son:
 - 1) el nivel umbral mínimo de inercia, que es el nivel mínimo de inercia requerido para operar la subred de inercia en un estado de funcionamiento satisfactorio cuando la subred de inercia esté aislada; y
 - 2) el nivel de inercia de funcionamiento seguro, que es el nivel mínimo de inercia requerido para explotar la subred de inercia en un estado de funcionamiento seguro cuando la subred de inercia esté aislada.
- c. AEMO debe publicar los requisitos de inercia determinados para cada subred de inercia junto con los resultados de su evaluación con arreglo a la cláusula 5.20B.3 en el Informe de inercia.

11.2.4 5.20B.3 Déficit de inercia

- a. AEMO deberá, tan pronto como sea posible, después de determinar los requisitos de inercia para una subred de inercia con arreglo a la cláusula 5.20B.2, evaluar:
 - 1) el nivel de inercia normalmente proporcionado en la subred de inercia, teniendo en cuenta las pautas típicas de generación despachada en el despacho central;
 - 2) sí, en opinión razonable de AEMO, existe o es probable que haya un déficit de inercia en la subred de inercia y el período durante el cual existirá el déficit de inercia; y
 - 3) en caso de que AEMO haya evaluado previamente que había o era probable que hubiera un déficit de inercia, determinar cuando el déficit de inercia ha sido o será remediado.

- b. Al realizar su evaluación con arreglo a la letra a) para una subred de inercia, AEMO deberá tener en cuenta:
 - 1) durante qué período de tiempo y en qué medida la inercia que normalmente se proporciona en la subred de inercia es o es probable que esté por debajo del nivel de inercia de funcionamiento seguro;
 - 2) los niveles de inercia que normalmente se proporcionan en las subredes de inercia conectadas adyacentes y la probabilidad de que la subred de inercia quede aislada; y
 - 3) cualquier otro asunto que AEMO considere razonablemente relevante para hacer su evaluación.
- c. Si AEMO evalúa que existe o es probable que haya un déficit de inercia en cualquier subred de inercia, AEMO debe publicar y entregar al proveedor de servicios de inercia para la subred de inercia un aviso de dicha evaluación que incluya la especificación de AEMO de la fecha en que el proveedor de servicios de inercia debe garantizar la disponibilidad de los servicios de red de inercia de acuerdo con la cláusula 5.20B.4 (b), que no debe ser anterior a 12 meses después de la publicación del aviso, a menos que se acuerde una fecha anterior con el proveedor de servicios de inercia.
- d. Si AEMO evalúa que se ha subsanado o se subsanará un déficit de inercia en una subred de inercia, AEMO debe publicar y entregar al proveedor de servicios de inercia para la subred de inercia un aviso de dicha evaluación que incluya la especificación de AEMO de la fecha a partir de la cual cesa la obligación del proveedor de servicios de inercia en virtud de la cláusula 5.20B.4 (b), que no debe ser anterior a 12 meses después de la publicación del aviso, a menos que se acuerde una fecha anterior con el proveedor de servicios de inercia.

11.2.5 5.20B.4 Proveedor de servicios de inercia para poner a disposición servicios de inercia

- a. El proveedor de servicios de inercia para una subred de inercia es:
 - 1) el proveedor de servicios de la red de transporte para la subred de inercia; o
 - 2) si hay más de un proveedor de servicios de red de transporte para la subred de inercia, el organismo de planificación jurisdiccional de la jurisdicción participante en la que esté situada la subred de inercia.
- b. Si AEMO notifica al proveedor de inercia en virtud de la cláusula 5.20B.3(c) que existe o es probable que haya un déficit de inercia en una subred de inercia, el proveedor de servicios de inercia para la subred de inercia debe poner a disposición servicios de red de inercia de conformidad con el párrafo (c) que, cuando estén habilitados, proporcionarán inercia a:
 - 1) el nivel de inercia de funcionamiento seguro; o
 - 2) el nivel operativo seguro de inercia ajustado para las actividades de apoyo a la inercia, pero no inferior al umbral mínimo de inercia ajustado para las actividades de apoyo a la inercia.
- c. A efectos de la letra b), un proveedor de servicios de inercia para una subred de inercia deberá:
 - 1) hacer todos los esfuerzos razonables para que los servicios de red de inercia estén disponibles en la fecha especificada por AEMO en el aviso bajo la cláusula 5.20B.3 (c);
 - 2) poner a disposición una gama y un nivel de servicios de red de inercia de manera que sea razonablemente probable que los servicios de red de inercia que proporcionen el nivel de

inercia requerido cuando estén habilitados estén continuamente disponibles, teniendo en cuenta las interrupciones planificadas y el riesgo de interrupciones imprevistas;

- 3) garantizar que los servicios de red de inercia que, cuando están habilitados, proporcionan inercia hasta el nivel umbral mínimo de inercia (ajustado para las actividades de apoyo a la inercia, si procede) son servicios de red de inercia admisibles según lo especificado en el apartado d);
- 4) garantizar que los servicios de red de inercia que, cuando están habilitados, proporcionan inercia más allá del umbral mínimo de inercia hasta el nivel operativo seguro de inercia (ajustado para las actividades de apoyo a la inercia, si procede), son servicios de red de inercia admisibles según se especifica en la letra e); y
- 5) mantener la disponibilidad de esos servicios de red de inercia hasta la fecha en que cese la obligación del proveedor de servicios de inercia, según lo especificado por AEMO en la cláusula 5.20B.3 (d).

d) Los servicios de red de inercia que califican para proporcionar inercia hasta el nivel mínimo de inercia son:

- 1) los servicios de red de inercia puestos a disposición por el proveedor de servicios de inercia que invierte en su red mediante la instalación, puesta en marcha y funcionamiento de un condensador síncrono; y
- 2) servicios de red de inercia puestos a disposición del proveedor de servicios de inercia por un participante registrado y prestados por medio de una unidad generadora síncrona o un condensador síncrono en virtud de un acuerdo de servicios de inercia.

e) Los servicios de red de inercia que pueden proporcionar inercia más allá del nivel mínimo de inercia hasta el nivel operativo seguro de inercia son:

- 1) los servicios de red de inercia a que se refiere la letra d);
- 2) servicios de red de inercia puestos a disposición por el proveedor de servicios de inercia que invierta en su red distintos de los mencionados en el apartado d); y
- 3) servicios de red de inercia puestos a disposición del proveedor de servicios de inercia por un participante registrado en virtud de un acuerdo de servicios de inercia distinto de los mencionados en el apartado d).

f) Un proveedor de servicios de inercia que deba ofrecer servicios de red de inercia en virtud del párrafo (b) deberá ofrecer la opción de menor costo o la combinación de opciones que satisfagan su obligación dentro del plazo mencionado en el subpárrafo (c)(1) y mientras continúe la obligación de poner a disposición los servicios de red de inercia.

g) Un proveedor de servicios de inercia obligado a poner a disposición servicios de red de inercia en virtud del párrafo b) deberá preparar y publicar información que permita a los posibles proveedores de servicios de red de inercia desarrollar opciones ajenas a la red para su consideración por el proveedor de servicios de inercia, incluyendo:

- 1) una descripción del requisito de servicios de red de inercia, incluido el calendario;
- 2) las características técnicas que una opción ajena a la red tendría que ofrecer, como el nivel de inercia, la ubicación, la disponibilidad, el tiempo de respuesta y el perfil operativo;

- 3) un resumen de las posibles opciones para poner a disposición los servicios de red de inercia identificados por el proveedor de servicios de inercia, incluidas las opciones de red y las opciones no relacionadas con la red; y
 - 4) información para ayudar a los proveedores de opciones ajenas a la red que deseen presentar propuestas al proveedor de servicios de inercia, incluidos detalles sobre cómo presentar una propuesta para su consideración.
- h) Un proveedor de servicios de inercia debe proporcionar información en su Informe de planificación anual de transmisión sobre:
- 1) las actividades emprendidas para cumplir su obligación de poner a disposición servicios de red de inercia con arreglo a la letra b); y
 - 2) actividades de apoyo a la inercia emprendidas para reducir el umbral mínimo de inercia o el nivel operativo seguro de inercia.
- i) Si el proveedor de servicios de inercia propone una inversión en la red para cualquiera de los fines especificados en el párrafo (h), el proveedor de servicios de inercia debe proporcionar la siguiente información en su próximo informe de planificación anual de transmisión:
- 1) la fecha en que la inversión en red pertinente propuesta entró o entrará en funcionamiento;
 - 2) la finalidad de la inversión en red pertinente propuesta;
 - 3) el coste total de la inversión en red pertinente propuesta; y
 - 4) el coste total indicativo de cualquier opción fuera de la red considerada.
- j) Un proveedor de servicios de inercia podrá incluir el coste de los pagos por servicios de inercia en el cálculo de los pagos de apoyo a la red de conformidad con el capítulo 6A.

11.2.5.1 5.20B.5 Actividades de apoyo a la inercia

a) AEMO podrá, a petición de un proveedor de servicios de inercia, aprobar actividades (actividades de apoyo a la inercia) en virtud de esta cláusula y acordar los ajustes correspondientes al nivel mínimo de inercia o al nivel operativo seguro de inercia a efectos de la cláusula 5.20B.4(b) cuando las actividades:

- (1) deben ser realizadas por el proveedor de servicios de inercia o prestarse como un servicio al proveedor de servicios de inercia;
- (2) no son servicios de red de inercia; y
- (3) AEMO está convencido de que las actividades contribuirán al funcionamiento de la subred de inercia en un estado operativo satisfactorio o en un estado operativo seguro en las circunstancias descritas en la cláusula 4.4.4, letras a) o b), según corresponda.

Nota: Si AEMO lo aprueba con arreglo al párrafo (a), las actividades de apoyo a la inercia pueden incluir la instalación o contratación para la prestación de servicios de control de frecuencia, la instalación de esquemas de protección de emergencia o la contratación con generadores en relación con la operación de sus unidades generadoras en condiciones específicas.

b) Un ajuste al nivel mínimo de inercia o al nivel operativo seguro de inercia para las actividades de apoyo a la inercia se aplicará al nivel determinado por AEMO y solo en los casos y en la medida en que la actividad aprobada esté habilitada y funcionando de conformidad con las condiciones de cualquier aprobación determinada por AEMO.

c) Un proveedor de servicios de inercia que realice una solicitud en virtud del párrafo (a) debe proporcionar a AEMO:

1) detalles de la actividad de apoyo a la inercia propuesta y demás información sobre la actividad de apoyo a la inercia de conformidad con los requisitos de la cláusula 5.20B.6(c);

2) la especificación técnica propuesta y las normas de rendimiento y la información sobre los arreglos para permitir la actividad de apoyo a la inercia consistente con los requisitos de la cláusula 5.20B.6(d);

3) información sobre cómo la actividad de apoyo a la inercia contribuirá al funcionamiento de la subred de inercia en un estado de funcionamiento satisfactorio o en un estado de funcionamiento seguro en las circunstancias descritas en la cláusula 4.4.4, letras a) o b), según proceda;

4) la propuesta del proveedor de servicios de inercia para calcular los ajustes que deben realizarse y los tiempos en que se aplicarán; y

5) cualquier otra información solicitada por AEMO en relación con la solicitud.

d) AEMO puede dar o denegar su aprobación bajo esta cláusula a su discreción y sujeto a las condiciones determinadas por AEMO.

e) La especificación técnica, las normas de rendimiento y la información a que se refiere el párrafo (c)(2) y cualquier cambio en ellas deben ser aprobados por AEMO.

f) Un proveedor de servicios de inercia debe obtener la aprobación de AEMO en virtud del párrafo (e) antes de que entre en vigor cualquier cambio en la especificación técnica, las normas de rendimiento o las disposiciones para dar instrucciones que se apliquen a una actividad de soporte de inercia.

11.2.5.2 5.20B.6 Información y aprobaciones de servicios de red de inercia

a) Un proveedor de servicios de inercia requerido para poner a disposición los servicios de red de inercia bajo la cláusula 5.20B.4 (b) debe preparar y dar a AEMO y mantener actualizado, un cronograma que establezca:

1) los servicios de red de inercia puestos a disposición por el proveedor de servicios de inercia para la subred de inercia; y

2) el orden de prioridad propuesto por el proveedor de servicios de inercia para los servicios de red de inercia que se habilitarán.

b) Cuando el proveedor de servicios de inercia adquiera servicios de red de inercia de un generador proporcionado por medio de una unidad generadora síncrona en virtud de un acuerdo de servicios de inercia, el proveedor de servicios de inercia deberá registrar la unidad generadora en AEMO

como unidad generadora de inercia y especificar que la unidad generadora puede utilizarse periódicamente para prestar servicios de red de inercia y no podrá fijar precios al contado cuando se vea obligado a proporcionar inercia de conformidad con la cláusula. 3.9.7(c).

c) Un proveedor de servicios de inercia obligado a poner a disposición los servicios de red de inercia en virtud de la cláusula 5.20B.4(b) debe proporcionar a AEMO y mantener actualizados los siguientes detalles para cada servicio de red de inercia:

1) una descripción del servicio de red de inercia, que incluya:

- i) la naturaleza del servicio de red de inercia;
- ii) la unidad generadora u otras instalaciones utilizadas para prestar el servicio de red de inercia;
- iii) la finalidad para la que se presta el servicio de red de inercia;
- iv) la ubicación en la red de transporte o en la red de distribución de las instalaciones utilizadas para prestar el servicio de red de inercia;
- v) la cantidad de inercia que debe proporcionarse cuando se activa el servicio de red de inercia;
- vi) cualquier otra información solicitada por AEMO en relación con el servicio de red de inercia;

2) información sobre la disponibilidad del servicio de red de inercia, en particular:

- i) los momentos y el período durante el cual el servicio de red de inercia estará disponible para proporcionar inercia; y
- ii) cualquier posible restricción de la disponibilidad del servicio de red de inercia

d) Un proveedor de servicios de inercia que deba poner a disposición servicios de red de inercia en virtud de la cláusula 5.20B.4(b) debe preparar y presentar a AEMO para su aprobación en virtud del párrafo (e) los siguientes detalles para cada servicio de red de inercia:

- 1) las especificaciones técnicas y las normas de funcionamiento del servicio de red de inercia; y
- 2) las disposiciones necesarias para que AEMO dé instrucciones para permitir o cesar la prestación del servicio de red de inercia, incluidos:
 - i) el período de cualquier notificación que deba darse al proveedor del servicio de red de inercia para que se habilite;
 - ii) el tiempo de respuesta a cualquier instrucción para que el servicio de red de inercia se active o deje de prestarse; y
 - (iii) protocolos de comunicación entre éste, AEMO y los Participantes Registrados que prestan servicios de red de inercia.

e) La especificación técnica. las normas y disposiciones de rendimiento necesarias para que AEMO imparta las instrucciones mencionadas en el párrafo (d) y cualquier cambio en ellas debe ser coherente con las Reglas y aprobado por AEMO.

f) Un proveedor de servicios de inercia debe asegurarse de que se obtiene la aprobación de AEMO en virtud del párrafo (e) antes de que el servicio de red de inercia esté disponible por primera vez y, en el caso de un cambio, antes de que el cambio entre en vigor.

g) AEMO debe hacer todos los esfuerzos razonables para responder al Proveedor de servicios de inercia dentro de los 20 días hábiles posteriores a la recepción de una solicitud de aprobación en virtud del párrafo (e) indicando si da su aprobación.

h) Si AEMO no aprueba los asuntos en una solicitud de aprobación en virtud del párrafo (e):

- (1) AEMO debe informar al proveedor de servicios de inercia sus razones para denegar la aprobación y puede informar al proveedor de servicios de inercia de los cambios que AEMO requiere que se realicen; y
- (2) el proveedor de servicios de inercia debe modificar su solicitud para abordar los asuntos identificados por AEMO y presentar a AEMO una nueva solicitud de aprobación.

11.3 5.20.4 Metodología de requisitos de fortaleza de la red (corto circuito)³⁰

11.3.1 5.20C.1 Requisitos de fortaleza del sistema

a) AEMO debe determinar de vez en cuando los requisitos de fortaleza del sistema para cada región aplicando la metodología de requisitos de fortaleza del sistema. AEMO debe hacer una determinación bajo este párrafo:

1) sujeto al subpárrafo (2) y cualquier otro requisito bajo las Reglas, para cualquier región, no más de una vez en cada período de 12 meses; y

2) para cada región afectada, tan pronto como sea razonablemente posible después de tener conocimiento de un cambio importante en el sistema eléctrico que pueda afectar a los requisitos de fortaleza del sistema para la región en la que el momento, la ocurrencia o el impacto del cambio fueron imprevistos.

b) Los requisitos de fortaleza del sistema que deben determinarse para cada región son:

1) el nivel de falla en los nodos de la región, es decir, la ubicación de la red de transporte para la que el valor de la falla trifásica debe mantenerse en o por encima de un nivel mínimo de fallo trifásico determinado por AEMO; y

2) para cada nodo de nivel de fallo, el nivel mínimo de falla trifásica.

c) AEMO debe publicar los requisitos de fortaleza del sistema determinados para cada región junto con los resultados de su evaluación según la cláusula 5.20C.2 en el Informe de fortaleza del sistema.

³⁰ La versión original en inglés se encuentra disponible en <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/175/24555#5.20C>

11.3.2 5.20C.2 Déficit de Nivel de Cortocircuito

a) AEMO debe evaluar, tan pronto como sea posible después de determinar los requisitos de fortaleza del sistema para una región en virtud de la cláusula 5.20C.1:

- 1) el nivel de fallo trifásico proporcionado normalmente en cada nodo de nivel de fallo de la región, teniendo en cuenta los patrones típicos de generación despachada;
- 2) si, en opinión razonable de AEMO, existe o es probable que haya un déficit de nivel de fallo en la región y la previsión de AEMO del período durante el cual existirá el déficit de nivel de fallo; y
- 3) cuando AEMO haya evaluado previamente que había o era probable que hubiera un déficit de nivel de fallo, ya sea en la opinión razonable de AEMO que el déficit de nivel de fallo se ha subsanado o se remediará.

b) Al realizar su evaluación con arreglo a la letra a) para una región, AEMO deberá tener en cuenta:

- 1) durante qué período de tiempo y en qué medida es probable que los niveles de fallo trifásicos en los nodos de nivel de fallo que se observan normalmente en la región sean insuficientes para mantener el sistema eléctrico en un estado operativo seguro; y
- 2) cualquier otro asunto que AEMO considere razonablemente relevante para hacer su evaluación.

c) Si AEMO evalúa que existe o es probable que haya un déficit de nivel de error en una región, AEMO debe publicar y entregar al proveedor de servicios de intensidad del sistema de la región un aviso de esa evaluación que incluya la especificación de AEMO de:

- 1) el alcance del déficit de nivel de fallo; y
- 2) la fecha en la que el Proveedor de Servicios de Fortaleza del Sistema debe garantizar la disponibilidad de los servicios de Fortaleza del Sistema de acuerdo con la cláusula 5.20C.3(b), que no debe ser anterior a 12 meses después de la publicación del aviso, a menos que se acuerde una fecha anterior con el Proveedor de Servicios de Fortaleza del Sistema.

d) Si AEMO evalúa que se ha subsanado o se subsanará un déficit de nivel de fallo en una región, AEMO debe publicar y entregar al proveedor de servicios de intensidad del sistema de la región un aviso de dicha evaluación que incluya la especificación de AEMO de la fecha a partir de la cual cesa la obligación del proveedor de servicios de intensidad del sistema en virtud de la cláusula 5.20C.3 (b), que no debe ser anterior a 12 meses después de la publicación del aviso, a menos que se acuerde una fecha anterior con el proveedor de servicios de fortaleza del sistema.

11.3.3 5.20C.3 Proveedor de servicios de fortaleza del sistema para poner a disposición servicios de fortaleza del sistema

a) El proveedor de servicios de fortaleza del sistema para una región es:

- 1) el proveedor de servicios de la red de transporte para la región; o
- 2) si hay más de un Proveedor de Servicios de Red de Transmisión para una región, el organismo de planificación jurisdiccional para la jurisdicción participante en la que se encuentra la región.

b) Si AEMO notifica en virtud de la cláusula 5.20C.2(c) que AEMO ha evaluado que existe o es probable que haya un déficit de nivel de fallo en un nodo de nivel de fallo en una región, el proveedor de servicios de intensidad del sistema de la región debe poner a disposición servicios de intensidad del sistema de acuerdo con el párrafo (c) que, cuando esté habilitado, abordará el déficit de nivel de fallo en el nodo de nivel de fallo correspondiente.

Nota Este párrafo está clasificado como una disposición de sanción civil de nivel 1 según las Regulaciones Nacionales de Electricidad (Australia del Sur). (Consulte la cláusula 6(1) y el Anexo 1 de las Regulaciones Nacionales de Electricidad (Australia del Sur).)

c) A los efectos del párrafo (b), un proveedor de servicios de fortaleza del sistema para una región debe:

1) hacer todos los esfuerzos razonables para que los servicios de fortaleza del sistema estén disponibles en la fecha especificada por AEMO en el aviso bajo la cláusula 5.20C.2 (c);

2) poner a disposición una gama y un nivel de servicios de intensidad del sistema de manera que sea razonablemente probable que los servicios de intensidad del sistema que abordan el déficit del nivel de fallo cuando están habilitados estén disponibles continuamente, teniendo en cuenta las interrupciones planificadas, el riesgo de interrupciones no planificadas y la posibilidad de que los servicios de intensidad del sistema afecten a los patrones típicos de generación despachada en el despacho central; y

3) mantener la disponibilidad de esos servicios de fortaleza del sistema hasta la fecha en que cese la obligación del proveedor de servicios de fortaleza del sistema, según lo especificado por AEMO en la cláusula 5.20C.2 (d).

d) Un proveedor de servicios de fortaleza del sistema que deba ofrecer servicios de fortaleza del sistema en virtud del párrafo (b) deberá ofrecer la opción de menor costo o la combinación de opciones que satisfagan su obligación dentro del plazo mencionado en el subpárrafo (c)(1) y mientras continúe la obligación de poner a disposición los servicios de fortaleza del sistema.

e) Un proveedor de servicios de fortaleza del sistema requerido para poner a disposición los servicios de fortaleza del sistema bajo el párrafo (b) debe preparar y publicar información para permitir que los proveedores potenciales de servicios de fortaleza del sistema desarrollen opciones fuera de la red para su consideración por el proveedor de servicios de fortaleza del sistema, incluyendo:

1) una descripción de los requisitos para los servicios de concentración del sistema, incluido el calendario;

2) las características técnicas que una opción no relacionada con la red tendría que aportar, como la contribución al nivel de fallo trifásico, la ubicación, la disponibilidad, el tiempo de respuesta y el perfil operativo;

3) un resumen de las posibles opciones para poner a disposición los servicios de refuerzo del sistema identificados por el proveedor de servicios de concentración del sistema, incluidas las opciones de red y las opciones ajenas a la red; y

4) información para ayudar a los proveedores de opciones fuera de la red que deseen presentar propuestas al proveedor de servicios de fortaleza del sistema, incluidos detalles sobre cómo presentar una propuesta para su consideración.

f) Un proveedor de servicios de fortaleza del sistema debe proporcionar información en su Informe de planificación anual de transmisión sobre las actividades emprendidas para cumplir con su obligación de poner a disposición los servicios de fortaleza del sistema en virtud del párrafo (b).

g) Si el Proveedor de Servicios de Fortaleza del Sistema propone una inversión en la red para el propósito especificado en el párrafo (f), el Proveedor de Servicios de Fortaleza del Sistema debe proporcionar la siguiente información en su próximo Informe de Planificación Anual de Transmisión:

- 1) la fecha en que la inversión en red pertinente propuesta entró o entrará en funcionamiento;
- 2) la finalidad de la inversión en red pertinente propuesta;
- 3) el coste total de la inversión en red pertinente propuesta;
- 4) los costes totales indicativos de cualquier opción fuera de la red considerada.

h) Un proveedor de servicios de fortaleza del sistema puede incluir el costo de los pagos del servicio de fortaleza del sistema en el cálculo de los pagos de soporte de red de acuerdo con el Capítulo 6A.

11.3.4 5.20C.4 System strength services information and approvals

a) Un proveedor de servicios de fortaleza del sistema requerido para poner a disposición los servicios de fortaleza del sistema bajo la cláusula 5.20C.3 (b) debe preparar y entregar a AEMO y mantener actualizado, un cronograma que establezca:

- 1) los servicios de intensidad del sistema disponibles para contribuir al nivel de fallo trifásico en cada nodo de nivel de fallo de la región para la que existe un déficit de nivel de fallo; y
- 2) el orden de prioridad propuesto por el proveedor de servicios de fortaleza del sistema para que se habiliten los servicios de fortaleza del sistema.

b) Cuando el proveedor de servicios de intensidad del sistema adquiera servicios de intensidad del sistema de un generador proporcionado por medio de una unidad generadora en virtud de un acuerdo de servicios de intensidad del sistema, el proveedor de servicios de intensidad del sistema debe registrar la unidad generadora con AEMO como una unidad generadora de intensidad del sistema y especificar que la unidad generadora puede utilizarse periódicamente para proporcionar servicios de intensidad del sistema y no será elegible para establecer precios al contado cuando se limite a proporcionar la fuerza del sistema. Servicios de acuerdo con la cláusula 3.9.7(c).

c) Un proveedor de servicios de fortaleza del sistema requerido para hacer que los servicios de fortaleza del sistema estén disponibles bajo la cláusula 5.20C.3 (b) debe proporcionar a AEMO y mantener actualizados los siguientes detalles para cada servicio de fortaleza del sistema:

- 1) una descripción del servicio de fuerza del sistema, incluyendo:
 - i) la naturaleza del servicio de refuerzo del sistema;

ii) la unidad generadora u otras instalaciones utilizadas para prestar el servicio de concentración del sistema;

iii) la finalidad para la que se presta el servicio de refuerzo del sistema;

iv) la ubicación en la red de transporte o en la red de distribución de las instalaciones utilizadas para prestar el servicio de concentración de la red;

v) la contribución al nivel de fallo trifásico en cada nodo de nivel de fallo pertinente y en el punto de conexión de la instalación cuando esté activado el servicio de concentración del sistema; y

vi) cualquier otra información (incluidos los modelos) solicitada por AEMO para evaluar la contribución del servicio de concentración del sistema a que se refiere el subpárrafo v).

2) información sobre la disponibilidad del servicio de fuerza del sistema, incluyendo:

i) los momentos y el período durante el cual el servicio de intensidad del sistema estará disponible para contribuir al nivel de fallo trifásico en cada nodo de nivel de fallo pertinente; y

ii) cualquier posible restricción de la disponibilidad del servicio de refuerzo del sistema.

d) Un proveedor de servicios de fortaleza del sistema requerido para poner a disposición los servicios de fortaleza del sistema bajo la cláusula 5.20C.3 (b) debe preparar y presentar a AEMO para su aprobación bajo el párrafo (e) los siguientes detalles para cada servicio de fuerza del sistema:

1) las especificaciones técnicas y las normas de funcionamiento para el servicio de fortaleza del sistema; y

2) las disposiciones necesarias para que AEMO dé instrucciones para activar o cesar la prestación del servicio de concentración del sistema, incluidos:

i) el período de cualquier notificación que deba darse al proveedor del servicio de refuerzo del sistema para que se habilite;

ii) el tiempo de respuesta a cualquier instrucción para que el servicio de refuerzo del sistema se habilite o deje de prestarse; y

iii) protocolos de comunicación entre éste, AEMO y los Participantes Registrados que prestan servicios de solidez del sistema.

e) Las especificaciones técnicas, las normas de rendimiento y las disposiciones necesarias para que AEMO imparta las instrucciones mencionadas en el párrafo (d) y cualquier cambio en ellas deben ser coherentes con las Reglas y aprobadas por AEMO.

f) Un proveedor de servicios de fortaleza del sistema debe asegurarse de que la aprobación de AEMO se obtiene en virtud del párrafo (e) antes de que el servicio de intensidad del sistema esté disponible por primera vez y, en el caso de un cambio, antes de que el cambio entre en vigor.

Noe: Este párrafo está clasificado como una disposición de sanción civil de nivel 2 bajo las Regulaciones Nacionales de Electricidad (Australia del Sur). (Consulte la cláusula 6(1) y el Anexo 1 de las Regulaciones Nacionales de Electricidad (Australia del Sur).)

g) AEMO debe hacer todos los esfuerzos razonables para responder al proveedor de servicios de fortaleza del sistema dentro de los 20 días hábiles posteriores a la recepción de una solicitud de aprobación en virtud del párrafo (e) indicando si da su aprobación.

h) Si AEMO no aprueba los asuntos en una solicitud de aprobación en virtud del párrafo (e):

1) AEMO debe informar al proveedor de servicios de fortaleza del sistema sus razones para denegar la aprobación y puede informar al proveedor de servicios de fuerza del sistema de los cambios que AEMO requiere que se realicen; y

2) el proveedor de servicios de fortaleza del sistema debe modificar su solicitud para abordar los asuntos identificados por AEMO y presentar a AEMO una nueva solicitud de aprobación.

12 Referencias

- [1] International Renewable Energy Agency, (2022). Renewable capacity highlights 2022. IRENA.
- [2] Ministerio de Energía de Chile, (2015). Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada.
- [3] Reporte Capacidad instalada generación: SEN, SSMM e Isla de Pascua. Disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>
- [4] A. Annaswamy, (2013). IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap, IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap. IEEE.
- [5] North American Electric Reliability Corporation, (2017). Integrating Inverter Based Resources into Weak Power Systems Reliability Guideline. NERC.
- [6] North American Electric Reliability Corporation, (2018). Task Force on Short-Circuit and System Performance Impact of Inverter Based Generation, Impact of Inverter Based Generation on Bulk Power System Dynamics and Short-Circuit Performance. IEEE Power & Energy Society.
- [7] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B. Hodge & B. Hannegan, (2017). Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy, IEEE Power and Energy Magazine.
- [8] S. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang & C. Carter, (2012). ERCOT experience. IEEE Power and Energy Society General Meeting.
- [9] N. Hatziargyriou et al (2021). Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended. IEEE Transactions on Power Systems.
- [10] J. Shair, H. Li, J. Hu & X. Xie, (2021). Power system stability issues, classifications, and research prospects in the context of high penetration of renewables and power electronics. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- [11] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill & G. Verbič, (2018). Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper). Power Systems Computation Conference (PSCC).
- [12] A. Ulbig, T. S. Borsche & G. Andersson, (2014). Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation. Proceedings of the 19th IFAC World Congress.
- [13] J. Matevosyan et al. (2021). A Future with Inverter-Based Resources: Finding Strength from Traditional Weakness. IEEE Power and Energy Magazine.
- [14] H. Gu, R. Yan & T. Saha, (2019). Review of system strength and inertia requirements for the national electricity market of Australia. CSEE Journal of Power and Energy Systems.
- [15] North American Electric Reliability Corporation, (2017). Short-Circuit Modeling and System Strength White Paper. NERC.
- [16] Australian Energy Market Operator, (2020). System strength in the NEM explained. AEMO.
- [17] P. Tielens & D. Van Hertem, (2016). The relevance of inertia in power systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- [18] A. Golieva (2015). Low short circuit ratio connection of wind power plants. Master of Science Thesis, The Universidad Técnica de Delft.
- [19] L. Fan & Z. Miao (2018). Wind in Weak Grids: 4 Hz or 30 Hz Oscillations? IEEE Transactions on Power Systems.
- [20] Y. Li, L. Fan & Z. Miao (2018). Stability Control for Wind in Weak Grids. IEEE Transactions on Sustainable Energy.
- [21] L. Fan (2019). Modeling Type-4 Wind in Weak Grids. IEEE Transactions on Sustainable Energy.

- [22] Ö. Göksu, R. Teodorescu, C. L. Bak, F. Iov, & P. C. Kjær (2014). Instability of Wind Turbine Converters During Current Injection to Low Voltage Grid Faults and PLL Frequency Based Stability Solution. IEEE Transactions on Power Systems.
- [23] J. Hu, H. U. Qi, B. Wang, H. Tang & Y. Chi, (2016). Small Signal Instability of PLL-Synchronized Type-4 Wind Turbines Connected to High-Impedance AC Grid During LVRT. IEEE Transactions on Energy Conversion.
- [24] U. Markovic, O. Stanojevic, P. Aristidou, E. Vrettos, D. Callaway & G. Hug, (2021). Understanding Small-Signal Stability of Low-Inertia Systems. IEEE Transactions on Power Systems.
- [25] L. Kong, Y. Xue, L. Qiao & F. Wang, (2022). Review of Small-Signal Converter-Driven Stability Issues in Power Systems. IEEE Open Access Journal of Power and Energy.
- [26] M. Zhao, X. Yuan, J. Hu & Y. Yan, (2016). Voltage Dynamics of Current Control Timescale in a VSC-Connected Weak Grid. IEEE Transactions on Power Systems.
- [27] R. Walling, E. Gursoy, & B. English, (2011). Current contributions from Type 3 and Type 4 wind turbine generators during faults. IEEE Power and Energy Society General Meeting.
- [28] M. Edrah, K. Lo, & O. Anaya-Lara, (2015). Impacts of high penetration of DFIG wind turbines on rotor angle stability of power systems. IEEE Transactions on Sustainable Energy.
- [29] Y. Wang, Y. Sun, & S. Mei, (2012). A method of distinguishing short-term voltage stability from rotor angle stability and its application. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies.
- [30] C. Vournas, P. Sauer, & M. Pai, (1996). Relationships between voltage and angle stability of power systems. International Journal of Electrical Power & Energy Systems.
- [31] T. Nguyen, G. Yang, H. Nielsen & H. Jensen, (2018). Combination of synchronous condenser and synthetic inertia for frequency stability enhancement in low-inertia systems. IEEE Transactions on Sustainable Energy.
- [32] C. Rahmann, N. Cifuentes, F. Valencia & R. Alvarez, (2019). Network Allocation of BESS with Voltage Support Capability for Improving the Stability of Power Systems. IET Generation, Transmission & Distribution.
- [33] S. Ratnam, K. Palanisamy & G. Yang, (2020). Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions-A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- [34] D. Groß & F. Dörfler, (2017). On the steady-state behavior of low-inertia power systems. IFAC-PapersOnLine.
- [35] L. Yu, K. Meng, W. Zhang, & Y. Zhang, (2022). An Overview of System Strength Challenges in Australia's National Electricity Market Grid. Electronics.
- [36] J. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang, & A. Gole, (2014). Impact of short-circuit ratio and phase-locked-loop parameters on the small-signal behavior of a VSC-HVDC converter. IEEE Transaction on Power Delivery.
- [37] L. Papangelis, M. Debry, T. Prevost, P. Panciatici, & T. Van Cutsem, (2017). Stability of a voltage source converter subject to decrease of short-circuit capacity: A case study. Power Systems Computation Conference (PSCC).
- [38] H. Yuan, H. Xin, L. Huang, Z. Wang, & D. Wu, (2019). Stability Analysis and Enhancement of Type-4 Wind Turbines Connected to Very Weak Grids Under Severe Voltage Sags. IEEE Transaction on Energy Conversion.
- [39] P. Zhou, X. Yuan, J. Hu, & Y. Huang, (2014). Stability of DC-link voltage as affected by phase locked loop in VSC when attached to weak grid. IEEE PES General Meeting| Conference & Exposition.
- [40] D. Dong, B. Wen, D. Boroyevich, P. Mattavelli, & Y. Xue, (2015). Analysis of Phase-Locked Loop Low-Frequency Stability in Three-Phase Grid-Connected Power Converters Considering Impedance Interactions. IEEE Transactions on Industrial Electronics.

- [41] N. Hosseinzadeh, A. Aziz, A. Mahmud, A. Gargoom, & M. Rabbani, (2021). Voltage Stability of Power Systems with Renewable-Energy Inverter-Based Generators: A Review. *Electronics*.
- [42] Y. Zhou et al., (2022). Small-signal Stability Assessment of Heterogeneous Grid-following Converter Power Systems Based on Grid Strength Analysis. *IEEE Transaction on Power System*.
- [43] M. Quester, F. Loku, O. El Azzati, L. Noris, Y. Yang, & A. Moser, (2021). Investigating the Converter-Driven Stability of an Offshore HVDC System. *Energies*.
- [44] L. Yu, H. Sun, S. Xu, B. Zhao and J. Zhang, "A Critical System Strength Evaluation of a Power System with High Penetration of Renewable Energy Generations," in *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 8, no. 3, pp. 710-720, May 2022, doi: 10.17775/CSEEJPES.2021.03020.
- [45] Lin, Yashen, Eto, Joseph H., Johnson, Brian B., Flicker, Jack D., Lasseter, Robert H., Villegas Pico, Hugo N., Seo, Gab-Su, Pierre, Brian J., and Ellis, Abraham. *Research Roadmap on Grid-Forming Inverters*. United States: N. p., 2020. Web. doi:10.2172/1721727.
- [46] Yu, L.; Meng, K.; Zhang, W.; Zhang, Y. An Overview of System Strength Challenges in Australia's National Electricity Market Grid. *Electronics* **2022**, *11*, 224. <https://doi.org/10.3390/electronics11020224>
- [47] L. Badesa, F. Teng and G. Strbac, "Conditions for Regional Frequency Stability in Power System Scheduling—Part I: Theory," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 6, pp. 5558-5566, Nov. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3073083.
- [48] Gu, Yunjie & Green, Tim. (2022). Power System Stability With a High Penetration of Inverter-Based Resources. *Proceedings of the IEEE*. 1-22. 10.1109/JPROC.2022.3179826.
- [49] Hong, Q., Nedd, M., Norris, S., Abdulhadi, I., Karimi, M., Terzija, V., Marshall, B., Bell, K. and Booth, C. (2019), Fast frequency response for effective frequency control in power systems with low inertia. *The Journal of Engineering*, 2019: 1696-1702. <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8599>
- [50] Mario Paolone, Trevor Gaunt, Xavier Guillaud, Marco Liserre, Sakis Meliopoulos, Antonello Monti, Thierry Van Cutsem, Vijay Vittal, Costas Vournas, *Fundamentals of power systems modelling in the presence of converter-interfaced generation*, *Electric Power Systems Research*, Volume 189, 2020
- [51] M. Dreidy, H. Mokhlis and S. Mekhilef, "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, 2017.
- [52] Md. N. H. Shazon, Nahid-Al-Masood, and A. Jawad, "Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: A review," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 6191–6219, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.04.063.
- [53] C. Rahmann, H. Haubrich, A. Moser, R. Palma-Behnke, L. Vargas and M. B. C. Salles, "Justified Fault-Ride-Through Requirements for Wind Turbines in Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, 2011.
- [54] Hartmann, B, Vokony, I, Táci, I. Effects of decreasing synchronous inertia on power system dynamics—Overview of recent experiences and marketisation of services. *Int Trans Electr Energy Syst*. 2019; 29:e12128. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12128>
- [55] P. Kundur and N. J. Balu, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [56] P. Kundur et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [57] J. Vega-Herrera, C. Rahmann, F. Valencia and K. Strunz, "Analysis and Application of Quasi-Static and Dynamic Phasor Calculus for Stability Assessment of Integrated Power Electric and Electronic Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 1750-1760, May 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3030225.

- [58] Álvaro Ortega, Federico Milano, Voltage Stability of Converter-Interfaced Energy Storage Systems, IFAC-PapersOnLine, Volume 52, Issue 4, 2019
- [59] S. Alzahrani, R. Shah and N. Mithulanathan, "Exploring the Dynamic Voltage Signature of Renewable Rich Weak Power System," in IEEE Access, vol. 8, pp. 216529-216542, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3041410.
- [60] D. -H. Choi, S. H. Lee, Y. C. Kang and J. -W. Park, "Analysis on Special Protection Scheme of Korea Electric Power System by Fully Utilizing STATCOM in a Generation Side," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 3, pp. 1882-1890, May 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2597307.
- [61] Hawaiian Electric Companies, "Modernizing Hawai'i's grid for our customers," Aug. 2017.
- [62] J. Cerda, (2021). Planificación de la transmisión en sistemas de baja inercia considerando criterios de estabilidad. Tesis de Magíster, Universidad de Chile.
- [63] J. W. Shim, G. Verbič, and K. Hur, "Stochastic Eigen-Analysis of Electric Power System With High Renewable Penetration: Impact of Changing Inertia on Oscillatory Modes," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 6, pp. 4655-4665, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3000577.
- [64] J. Machowski, Z. Lubosny, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, "Power System Dynamics: Stability and Control, 3rd Edition
- [65] S. S. Banijamali and T. Amraee, "Semi-Adaptive Setting of Under Frequency Load Shedding Relays Considering Credible Generation Outage Scenarios," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 34, no. 3, pp. 1098-1108, June 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2884089.
- [66] H. Gu, R. Yan and T. K. Saha, "Minimum Synchronous Inertia Requirement of Renewable Power Systems," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 2, pp. 1533-1543, March 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2720621.
- [67] T. Xu, W. Jang, and T. J. Overbye, "Investigation of inertia's locational impacts on primary frequency response using large-scale synthetic network models," in *2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, Feb. 2017, pp. 1-7. doi: 10.1109/PECI.2017.7935742.
- [68] D. Gross, S. Bolognani, B. K. Poolla and F. Dörfler, "Increasing the Resilience of Low-inertia Power Systems by Virtual Inertia and Damping," in Proceedings of IREP'2017 Symposium, 2017.
- [69] B. Alinezhad, G. A. Taylor, O. Bronkart, J. Maricq and M. Bradley, "Impact of Inertia Distribution on Power System Stability and Operation", 2019 IEEE Milan PowerTech, Milan, Italy, pp. 1-6, 2019.
- [70] F. Milano and Á. Ortega, "Frequency Divider," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 2, pp. 1493-1501, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2569563.
- [71] D. Wilson, J. Yu, N. Al-Ashwal, B. Heimisson, and V. Terzija, "Measuring effective area inertia to determine fast-acting frequency response requirements," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 113, pp. 1-8, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.034>
- [72] S. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang and C. Carter, "Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience," *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012
- [73] X. Wang, F. Blaabjerg, Harmonic Stability in Power Electronic-Based Power Systems: Concept, Modeling, and Analysis, *IEEE Trans. Smart Grid* 10 (3) (May 2019) 2858-2870
- [74] Y. Chen, R. Preece and M. Barnes, "Analyzing Controller and Device Interactions in Hybrid Transmission Networks with High Penetration of Renewable Energy – A Review," 2021 IEEE Madrid PowerTech, Madrid, Spain, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9494777.
- [75] E. Ebrahimzadeh, F. Blaabjerg, X. Wang and C. L. Bak, "Harmonic Stability and Resonance Analysis in Large PMSG-Based Wind Power Plants," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 9, no. 1, pp. 12-23, Jan. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2712098.

- [76] Henry, Sebastien & Pompee, J. & Devatine, L. & Bulot, M. & Bell, Keith. (2004). New trends for the assessment of power system security under uncertainty. 1380 - 1385 vol.3. 10.1109/PSCE.2004.1397731.
- [77] A. Ekic, A. Fischer, A. Eisenbeisz, G. Lind, A. M. Aldaoudeyeh and D. Wu, "Impact Analysis of Power Network Structure on Grid Strength," 2018 North American Power Symposium (NAPS), 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS.2018.8600573.
- [78] R. Alvarez, C. Rahmann, R. Palma-Behnke, P.A. Estévez, A novel meta-heuristic model for the multi-year transmission network expansion planning, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 107, 2019, Pages 523-537, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/>
- [79] Barnacle, M., Galloway, S., Elders, I. and Ault, G. (2015), Multi-objective transmission reinforcement planning approach for analysing future energy scenarios in the Great Britain network. *IET Gener. Transm. Distrib.*, 9: 2060-2068. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0398>
- [80] M. Nedd, C. Booth, and K. Bell, "Potential solutions to the challenges of low inertia power systems with a case study concerning synchronous condensers," in *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2017.8232001.
- [81] Z. A. Obaid, L. M. Cipcigan, L. Abraham, and M. T. Muhssin, "Frequency control of future power systems: reviewing and evaluating challenges and new control methods," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 9–25, 2019, doi: 10.1007/s40565-018-0441-1
- [82] M. A. Bhaskar, C. Subramani, M. J. Kumar and S. S. Dash, "Voltage Profile Improvement Using FACTS Devices: A Comparison between SVC, TCSC and TCPST," 2009 International Conference on Advances in Recent Technologies in Communication and Computing, 2009.
- [83] H. K. Tyll y F. Schettler, "Power system problems solved by FACTS devices," 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 2009.
- [84] I. Furness and A. Kalam, "On low voltage ride-through and stability of wind energy conversion systems with FACTS devices," de 2013 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2013.
- [85] Matevosyan et al., "Grid-Forming Inverters: Are They the Key for High Renewable Penetration?" in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 17, no. 6, pp. 89-98, Nov.-Dec. 2019, doi: 10.1109/MPE.2019.2933072.
- [86] C. Rahmann and A. Castillo, "Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions," *Energies*, vol. 7, no. 10, pp. 6306–6322, Sep. 2014, doi: 10.3390/en7106306.
- [87] J. Fang, H. Li, Y. Tang, and F. Blaabjerg, "On the Inertia of Future More-Electronics Power Systems," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 7, no. 4, pp. 2130–2146, 2019, doi: 10.1109/JESTPE.2018.2877766.
- [88] You, Shutang. (2020). Photovoltaic (PV) Virtual Inertia and Fast Frequency Regulation in High PV Power Grids.
- [89] G. Delille, B. Francois and G. Malarange, "Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, 2012.
- [90] F. Calero et al., "A Review of Modeling and Applications of Energy Storage Systems in Power Grids," *Proceedings of the IEEE*, pp. 1–26, 2022, doi: 10.1109/JPROC.2022.3158607.
- [91] H. Bang, D. R. Aryani, and H. Song, "Application of Battery Energy Storage Systems for Relief of Generation Curtailment in Terms of Transient Stability," *Energies*, vol. 14, no. 13, 2021, doi: 10.3390/en14133898.

- [92] Denholm, Paul, Trieu Mai, Rick Wallace Kenyon, Ben Kroposki, and Mark O'Malley. 2020. *Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6120-73856. <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>.
- [93] *Implications of Reduced Inertia Levels on the Electricity System – PowerPoint Overview*. EPRI, Palo Alto, CA: 2018. 3002015132
- [94] National Grid ESO, “Provision of Short Circuit Level Data”, Febrero 2022.
- [95] Comisión Nacional de Energía, Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo, Julio 2022.
- [96] ERCOT, Julia Matevosyan, Fast Frequency Response in the Texas Power System.
- [97] Red Eléctrica de España, Modificación al P.O.12.2, INSTALACIONES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSPORTE Y EQUIPOS DE GENERACIÓN, CONSUMO, ALMACENAMIENTO Y SISTEMAS HVDC: REQUISITOS MINIMOS DE DISEÑO, EQUIPAMIENTO, FUNCIONAMIENTO Y SEGURIDAD, Octubre de 2021.
- [98] ENTSO-E, Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF); Version 17, Diciembre 2020.
- [99] Comisión Nacional de Energía, Proyectos en Construcción, Diciembre 2022.
- [100] BADRZADEH, B., et al. System strength. CIGRE Science and Engineering, 2021, no 20.
- [101] M.Need, C.Booth, KBell, . “Potential Solutions to the Challenges of Low Inertia Power Systems with a Case Study Concerning Synchronous Condensers”, IEEE, UPEC, 2017.
- [102] International Renewable Energy Agency, (2022). Systems grid Codes for Renewable Powered Systems 2022. IRENA.
- [103] Preotescu, D. et al. (2020), No 727481 RESERVE: Definitions of ancillary services and network codes, European Union’s Horizon 2020 Research and Innovation Programme, Brussels.
- [104] Diario Oficial de la Unión Europea, Reglamento (UE) 2016/631, 14 de abril de 2016, “Establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red”.
- [105] Boletín Oficial del Estado (B.O.E), Disposición 9231 del 02/06/2021, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, España.
- [106] Geun-Joon Lee, “Superconductivity Application in Power System,” “Applications of High-Tc Superconductivity,” Edited by, Adir Moysés Luiz, ISBN 978-953-307-308-8, Jun. 2011.
- [107] Zhou, X., Wei, K., Ma, Y., & Gao, Z. (2018). *A Review of Reactive Power Compensation Devices. 2018 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*.
- [108] Igbinovia, F. O., Fandi, G., Svec, J., Muller, Z., & Tlustý, J. (2015). *Comparative review of reactive power compensation technologies. 2015 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*.
- [109] Teleke, S., Abdulahovic, T., Thiringer, T., & Svensson, J. (2008). *Dynamic Performance Comparison of Synchronous Condenser and SVC. IEEE Transactions on Power Delivery, 23(3), 1606–1612*.
- [110] Lijie, D., Yang, L., & Yiqun, M. (2010). Comparison of High Capacity SVC and STATCOM in Real Power Grid. 2010 International Conference on Intelligent Computation Technology and Automation.
- [111] Mithulanathan, N., Canizares, C. A., Reeve, J., & Rogers, G. J. (2003). *Comparison of PSS, SVC, and STATCOM controllers for damping power system oscillations. IEEE Transactions on Power Systems, 18(2), 786–792*.
- [112] Festo Didactic, Static Synchronous Compensator (STATCOM), Electricity and New Energy, Courseware Sample, Festo Didactic Ltée/Ltd, Quebec, Canada, ISBN 978-2-89640-572-5, 2012.
- [113] Siemens, “Synchronous Condensers,” [Online]. Available from: <http://www.energy.siemens.com>
- [114] Ma, Y., Huang, A., & Zhou, X. (2015). *A review of STATCOM on the electric power system. 2015 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*.

- [115] Kanchanaharuthai, A., Chankong, V., Loparo, K.: ‘Transient stability and voltage regulation in multimachine power systems vis-à-vis STATCOM and battery energy storage’, IEEE Trans. Power Syst., 2015, 30, (5), pp. 2404– 2416.
- [116] Baros, S., Ilić, M. D.: ‘Multi-objective Lyapunov-based control of a STATCOM/BESS’. Innovative Smart Grid Technologies Conf., Washington, DC, 2015.
- [117] Chen, S., Gooi, H., Wang, M.: ‘Sizing of energy storage for microgrids’, IEEE Trans. Smart Grid, 2012, 3, (1), pp. 142–151.
- [118] F. Gonzalez-Longatt, M. Francisco., and S. M. Alhejaj. “Enabling inertial response in utility-scale battery energy storage system.” 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia), Melbourne, Australia, 2016.
- [119] F. Gonzalez-Longatt, S. Alhejaj, A. Bonfiglio, R. Procopio, and J.L. Rueda. “Inertial frequency response provided by battery energy storage systems: Probabilistic assessment,” 2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), pp. 403-409, June 2017.
- [120] R. Pena-Alzola, R. Sebastian, J. Quesada, and A. Colmenar, “Review of flywheel based energy storage systems,” in 2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, J. A. Aguado and A. Pires, Eds. IEEE, 2011, pp. 1–6.
- [121] Goris, F., & Severson, E. L. (2018). *A Review of Flywheel Energy Storage Systems for Grid Application. IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society.*
- [122] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” Applied Energy, vol. 137, pp. 511– 536, 2015.
- [123] S. Wicki and E. G. Hansen, “Clean energy storage technology in the making: An innovation systems perspective on flywheel energy storage,” Journal of cleaner production, vol. 162, pp. 1118–1134, 2017.
- [124] C. S. Hearn, “Design methodologies for advanced flywheel energy storage,” 2013.
- [125] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, “Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, pp. 1513–1522, 2009.
- [126] Xing Luo, Jihong Wang, Mark Dooner, Jonathan Clarke, Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation, Applied Energy, Volume 137, 2015, Pages 511-536.
- [127] Sharma, P., & Bhatti, T. S. (2010). *A review on electrochemical double-layer capacitors. Energy Conversion and Management, 51(12), 2901–2912.*
- [128] Chen H, Cong TN, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y. Progress in electrical energy storage system: a critical review. Prog Nat Sci 2009; 19:291–312.
- [129] Smith SC, Sen PK, Kroposki B. Advancement of energy storage devices and applications in electrical power system. In: 2008 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. – Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, IEEE; 2008. p. 1–8.
- [130] Díaz-González F, Sumper A, Gomis-Bellmunt O, Villafila-Robles R. A review of energy storage technologies for wind power applications. Renew Sust Energy Rev 2012; 16:2154–71.
- [131] Nguyen, H. T., Yang, G., Nielsen, A. H., & Jensen, P. H. (2018). *Combination of Synchronous Condenser and Synthetic Inertia for Frequency Stability Enhancement in Low Inertia Systems. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 1–1.*
- [132] Igbinovia, F. O., Fandi, G., Muller, Z., Svec, J., & Tlusty, J. (2016). *Cost implication and reactive power generating potential of the synchronous condenser. 2016 2nd International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG).*

- [133] Zhang, Z., Ding, T., Zhou, Q., Sun, Y., Qu, M., Zeng, Z., ... Chi, F. (2021). *A review of technologies and applications on versatile energy storage systems*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 148, 111263.
- [134] Mongird, K., Viswanathan, V., Balducci, P., Alam, J., Fotedar, V., Koritarov, V., & Hadjerioua, B. (2020). *An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics*. *Energies*, 13(13), 3307.
- [135] Akinyele, D. O., & Rayudu, R. K. (2014). *Review of energy storage technologies for sustainable power networks*. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 8, 74–91.
- [136] <https://manuals.sma.de/Grid-Services-Large-Scale.pdf>
- [137] IEEE 1159-1995. Recommended Practice of Monitoring Electric Power Quality, 1995
- [138] Y. Bian, H. Wyman-Pain, F. Li, R. Bhakar, S. Mishra and N. P. Padhy, "Demand Side Contributions for System Inertia in the GB Power System", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 4, pp. 3521-3530, July 2018
- [139] Dimoulias, S.C.; Kontis, E.O.; Papagiannis, G.K. Inertia Estimation of Synchronous Devices: Review of Available Techniques and Comparative Assessment of Conventional Measurement-Based Approaches. *Energies* 2022, 15, 7767. <https://doi.org/10.3390/en15207767>
- [140] K. Tuttelberg, J. Kilter, D. Wilson, and K. Uhlen, "Estimation of Power System Inertia From Ambient Wide Area Measurements," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 6, pp. 7249 7257, 2018
- [141] D. Wilson, J. Yu, N. Al Ashwal, B. Heimisson and V. Terzija, "Measuring effective area inertia to determine fast acting frequency response requirements", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 113, 2019
- [142] AEMO, Inertia Requirements Methodology, July 2018.
- [143] Essential system services and inertia in the NEM June 2022- A report for the National Electricity Market. Disponible en: https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/operability/2022/2022-inertia-report.pdf?la=en
- [144] AEMO, Notice of South Australia Inertia Requirements and Shortfall, Agosto 2020.
- [145] AEMO, SYSTEM STRENGTH REQUIREMENTS METHODOLOGY, July 2018.
- [146] AEMO, 2022, System Strength Report, December 2022.
- [147] CIGRE, Working Group B4.64, Connection of wind farms to weak AC networks, December 2016.
- [148] NERC, BAL-003.1, Frequency Response and Frequency Bias Setting.
- [149] NERC, Essential Reliability Services Task Force Measures Framework Report, November 2015.
- [150] NERC, ShortCircuit Modeling and System Strength, White Paper, February 2018.
- [151] Moghadasi, Sarwat and Guerrero, "A Comprehensive Review of Low-Voltage-Ride-Through Methods for Fixed-Speed Wind Power Generators", *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2016.
- [152] Press Release:
https://www.ansaldoenergia.com/fileadmin/press_release/2020/2/PressRelease_Terna_26feb.pdf
- [153] Markets and markets, "Synchronous Condenser Market", Market Research Report, July 2022.
- [154] EPRI, Turbine-Generator Topics for Power Plant Engineers: Converting a Synchronous Generator for Operation as a Synchronous Condenser, March 2014.
- [155] System Rate of Change of Frequency A GHD survey of international views, The Australian Energy Market Commission 18 November 2022