



Análisis de alternativas tecnológicas que aporten servicios de seguridad al Sistema Eléctrico Nacional

13 de agosto de 2021

Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröder

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.energia.gob.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción, ISBN: 978-956-8066-26-0. Primera edición digital: agosto 2021

Cita:

Título: Análisis de alternativas tecnológicas que aporten servicios de seguridad al sistema eléctrico nacional
Autor(es): GIZ, Ministerio de Energía, AC3E
Revisión y modificación: Nataly Montezuma, Esteban Utreras, Alex Santander, AC3E
Edición: Nataly Montezuma, Esteban Utreras.
Santiago de Chile, 2021.
169 páginas
Energía – Inercia sintética – Almacenamiento – Batería - Carnot – Electrónica de potencia- Mercado de Energía.



Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto “Descarbonización del Sector Energía en Chile” implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 13 de agosto de 2021

TABLA DE CONTENIDO

GLOSARIO.....	6
RESUMEN EJECUTIVO.....	8
SUMMARY.....	10
1 INTRODUCCIÓN.....	12
2 ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS BASADAS ELECTRÓNICA DE POTENCIA.....	13
2.1 Identificación de adecuaciones técnicas.....	13
2.1.1 Inversores Conectados a Redes de Potencia Eléctrica.....	13
2.1.2 Inversores seguidores de red o <i>Grid Following Inverters</i> (GFL-IBPSs).....	14
2.1.3 Inversores formadores de red o <i>Grid Forming Inverters</i> (GFM-IBPSs).....	16
2.1.4 Fundamentos de inercia sintética.....	18
2.1.5 Regulación de frecuencia del control de inercia sintética.....	21
2.1.6 Estrategias de control de frecuencia por medio de fuentes de energía renovable.	23
2.1.7 Métodos de Implementación de Inercia Sintética.....	29
2.1.8 Ejemplos de aplicación.....	32
2.2 Equipamiento y costos asociados a la tecnología.....	36
2.3 Estimación de niveles de inercia sintética por tecnología.....	39
2.4 Identificación de desafíos y recomendaciones.....	41
2.4.1 Estimación de inercia.....	41
2.4.2 Fuentes de almacenamiento de energía para sistemas de inercia virtual.....	42
2.4.3 Mejoras en modelado y control de sistemas de inercia virtual.....	42
2.4.4 Inercia sintética como servicio complementario en el sistema eléctrico.....	43
2.4.5 Estructura de mercado para sistemas de inercia sintética.....	45
2.5 Consideraciones de la tecnología <i>grid forming</i>	46
2.5.1 Consideraciones para plantas eólicas.....	48
2.5.2 Consideraciones para plantas fotovoltaicas.....	49
2.5.3 Consideraciones para el almacenamiento a gran escala de red (baterías).....	49
2.6 Avances en la habilitación de inercia sintética.....	50
2.6.1 <i>Dalrymple Grid Forming Battery Energy Storage System (GF-BESS) – Australia</i>	50
2.6.2 GC0137: Especificación mínima requerida para la provisión de capacidad de <i>Grid-Forming</i> (GBGF) - Gran Bretaña.....	50

2.7	Identificación del potencial de aporte de centrales con regulación y almacenamiento.	50
3	MERCADOS ELÉCTRICOS INTERNACIONALES.....	56
3.1	Capacidades instaladas.....	56
3.2	Inglaterra.....	56
3.2.1	Mercado de respuesta en frecuencia.....	57
3.2.2	Mercado de estabilidad.....	63
3.3	Irlanda.....	65
3.3.1	Factores escalares.....	66
3.3.2	Mercado Irlandés.....	73
3.4	Australia.....	77
3.4.1	Gestión de frecuencia.....	78
3.4.2	Mercado Australiano.....	80
4	REVISIÓN DE NORMATIVA INTERNACIONAL.....	83
4.1	Análisis comparativo entre requerimientos y exigencias respecto a mecanismos de mercado.....	83
4.1.1	Mercado para almacenamiento con baterías a gran escala en Australia.....	83
4.1.2	Alternativas de mercado para la implementación de control rápido de frecuencia en Australia.....	87
4.2	Mecanismos, modificaciones y adecuaciones normativas recomendadas.....	93
4.2.1	Recomendaciones normativas del operador australiano para integrar los sistemas de almacenamiento de energía.....	93
4.2.2	Recomendaciones en la contratación de servicios del regulador de Irlanda al operador del sistema.....	96
4.2.3	Restricciones de orden para las subastas del mercado británico.....	96
4.3	Requerimientos técnicos mínimos de las tecnologías para proveer servicios de seguridad.....	97
4.3.1	Requerimientos técnicos implementados para sistema de almacenamiento de baterías en Irlanda.....	97
4.3.2	Consideraciones técnicas en la provisión de respuesta rápida de frecuencia en Australia.....	102
4.3.3	Especificaciones mínimas requeridas para la provisión de tecnología <i>grid-forming</i> en Gran Bretaña.....	104
5	CONCLUSIONES RELEVANTES PARA CONSIDERAR EN EL SEN.....	110
5.1	Aspecto técnico: Transición a modo de operación <i>grid-forming</i>	111
5.2	Aspectos de mercado: Transición a nuevos servicios energéticos.....	112
6	ANEXOS.....	114

6.1	Ecuación de potencia generador sincrónico	114
6.2	Modelo dinámico y análisis de estabilidad de control de inercia sintética	115
6.3	Método de implementación de inercia sintética basado en respuesta frecuencia-potencia: Ecuaciones.....	120
6.4	Método de implementación de inercia sintética basado en ecuación de balance: Ecuaciones.....	121
6.5	Método de implementación de inercia sintética basado en generador sincrónico: Ecuaciones.....	122
6.6	Niveles de inercia a nivel mundial.....	123
6.7	Entidades reguladoras del sector eléctrico de Inglaterra.	126
6.7.1	National Infrastructure Commission (NIC).	126
6.7.2	OFGEM.	127
6.8	Sistemas de servicio del programa DS3 en Irlanda	128
6.9	Definición de penetración no sincrónica del sistema	129
6.10	Escenarios de Registro de baterías en Australia	130
6.11	Gestión de estado de energía	135
6.12	Recomendación de implementación de servicios en Irlanda.....	139
6.13	Ejemplo para restricciones de orden de subastas.	140
6.13.1	Bloques básicos y no básicos.....	140
6.13.2	ID de orden de mérito.....	141
6.13.3	Ofertas inferiores y superiores.....	142
6.13.4	Funcionamiento de las restricciones de orden de mérito	145
6.14	Nuevas definiciones para requisitos técnicos en la provisión de <i>grid-forming</i> en Gran Bretaña.....	147
6.15	Requisitos de datos y modelos para provisión de <i>grid-forming</i> en Gran Bretaña....	149
6.16	Exigencias técnicas extras para la provisión de FFR.....	151
7	REFERENCIAS.....	153

GLOSARIO.

AC	: Corriente alterna (<i>Alternating current</i>).
AEMC	: Comisión de Mercado Energético Australiano (<i>Australian Energy Market Commission</i>)
AEMO	: Operador de Mercado Energético Australiano (<i>Australian Energy Market Operator</i>)
ARENA	: Agencia de Energías Renovables de Australia (<i>Australian Renewable Energy Agency</i>)
BESS	: Sistemas de almacenamiento energético por baterías (<i>Battery Energy Storage System</i>)
DC	: Corriente directa (<i>Direct Current</i>).
DER	: Fuentes de energía distribuida (<i>Distributed Energy Resources</i>).
DFIG	: Generador eléctrico doblemente alimentado (<i>Double-fed induction generator</i>)
DG	: Generadores distribuidos (<i>Distributed Generator</i>)
DNSP	: Proveedor de servicios de red de distribución (<i>Distribution Network Services Provider</i>)
DUID	: Identificador de Unidad Despachable (<i>Dispatchable Unit Identifier</i>)
DUOS	: Uso de Distribución del Sistema (<i>Distribution Use of System</i>)
EDIL	: Registro de Instrucciones de Despacho Electrónico (<i>Electronic Dispatch Instruction Logger</i>)
EoL	: Fin de vida útil (<i>End of Life</i>)
ESPS	: Estaciones de Almacenamiento de Energía (<i>Energy Storage Power Stations</i>)
ESS	: Sistemas de almacenamiento energético (<i>Energy Storage System</i>)
FCAS	: Servicios complementarios de control de frecuencia (<i>Frequency Control Ancillary Service</i>)
FFR	: Respuesta rápida de frecuencia (<i>Fast Frequency Response</i>)
FRMP	: Participante de mercado financieramente responsable (<i>Financial Responsible Market Participant</i>)
FRO	: Respuesta en frecuencia obligatoria (<i>Frequency Response Obligations</i>)
GFL	: <i>Grid-following</i> .
GFM	: <i>Grid-forming</i> .
HVAC	: Climatización (<i>Heating, Ventilating and Air Conditioning</i>)
HVDC	: Alto voltaje en corriente continua (<i>High voltage direct current</i>)
IBPS	: Inversor de potencia (<i>Inverter-based Power Source</i>).
LFC	: Control de frecuencia de carga (<i>Load frequency control</i>)
LSBS	: Sistemas de baterías a gran escala (<i>Large System Battery Storage</i>)
MASS	: Especificaciones de mercado de servicios complementarios (<i>Market Ancillary Service Specification</i>)
MFR	: Respuesta en frecuencia obligatoria (<i>Mandatory frequency response</i>)
MLF	: Factor de pérdida marginal (<i>Marginal Loss Factor</i>)
MPP	: Punto de máxima potencia (<i>Maximum Power Point</i>)
MSGGA	: Agregador de mercado de pequeña generación (<i>Market Small Generation Aggregator</i>)
NEL	: Ley Eléctrica Nacional (<i>National Electricity Law</i>)
NEM	: Mercado eléctrico nacional (<i>National Electricity Market</i>).

NEO	: Objetivo Eléctrico Nacional (<i>National Electricity Objective</i>)
NER	: Reglas eléctricas nacionales (<i>National Electricity Rules</i>)
NMI	: Identificador de medición nacional (<i>National Metering Identifier</i>)
NSP	: Proveedor de servicios de red (<i>Network Service Provider</i>)
PFR	: Respuesta primaria de frecuencia (<i>Primary Frequency Response</i>)
PLL	: Lazo de seguimiento de fase (<i>Phase-Locked Loops</i>)
PWM	: Modulación de ancho de pulso (<i>pulse-width modulation</i>)
QoS	: Calidad de servicio (<i>Quality of Service</i>)
RES	: Fuentes de energías renovables (<i>Renewable Energy Source</i>)
RoCoF	: Tasa de cambio de la frecuencia (<i>Rate of Change of Frequency</i>)
SC	: Condensador sincrónico (<i>Synchronous capacitor</i>).
SCR	: Razón de cortocircuito (<i>Short-circuit Ratio</i>)
SEMC	: Comité Único de Mercado de Electricidad (<i>Single Electricity Market Committee</i>)
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional de Chile.
SG	: Generador sincrónico (<i>Synchronous generator</i>).
SIPS	: Esquema de protección de integridad del sistema (<i>System Integrity Protection Scheme</i>)
SOC	: Estado de carga (<i>State of Charge</i>).
SPC	: Controlador de potencia sincrónica (<i>Synchronous power controller</i>)
TUOS	: Uso de Transmisión del Sistema (<i>Transmission Use of System</i>)
V2G	: Del vehículo a la red (<i>Vehicle-to-grid</i>)
VISMA	: Máquina virtual sincrónica (<i>Virtual Synchronous Machine</i>).
VPP	: Plantas Virtuales de Potencia (<i>Virtual Power Plant</i>)
VRE	: Energía renovable variable (<i>Variable Renewable Energy</i>)
VSG	: Generador virtual sincrónico (<i>Virtual Synchronous Generator</i>).

RESUMEN EJECUTIVO

El documento se realizó en el marco de la incorporación de requerimientos dinámicos de inercia y control de frecuencia en función de los niveles de despacho de energías renovables variables definidos en las proyecciones de oferta eléctrica llevadas a cabo por el Ministerio de Energía en el proceso de Planificación Eléctrica a Largo Plazo (PELP) que orienta la expansión de la transmisión, y las consecuentes Propuestas de Expansión de la Transmisión que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional. El estudio es elaborado por el Centro Avanzado de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (AC3E) de la Universidad Técnica Federico Santa María por encargo del proyecto “Descarbonización del sector energía en Chile” del proyecto 4e de GIZ.

Los sistemas eléctricos en la actualidad cuentan con la participación de generadores sincrónicos y de fuentes de energías renovables variables, principalmente eólica y solar. Dichas fuentes renovables se conectan a la red eléctrica través de inversores basados en electrónica de potencia y su modo tradicional de operación es de seguimiento a la red para apoyar el funcionamiento de la generación sincrónica. Hacia el futuro se espera una mayor penetración de fuentes de energía renovable sin que esto conlleve problemas de estabilidad de la red por la reducción de inercia convencional en el sistema eléctrico como consecuencia de una baja participación de generación sincrónica o rotatoria. Frente a este desafío, surge como una alternativa de solución, la entrega de inercia sintética por parte de fuentes renovables basadas en inversores, producida mediante el algoritmo de control implementado en su inversor conectado a red. Esto permite que dichas fuentes puedan actuar frente a la red como generadores sincrónicos (a través de emulación), manteniendo, e incluso mejorando (a través de control rápido de frecuencia), la estabilidad del sistema y permitiendo una mayor penetración de generación renovable no sincrónica.

Este informe presenta aspectos técnicos y comerciales relacionados a la implementación de inercia sintética como servicio de seguridad a la red eléctrica, iniciando con la teoría de este concepto que abarca una revisión del modo de operación de inversores conectados a red, principios relacionados a la generación sincrónica para la entrega de inercia sintética, comparación entre estrategias de adecuación de fuentes de energías renovables y métodos de control o algoritmos de implementación. La entrega de este servicio en otros países demuestra que se considera una solución vigente para enfrentar problemas de estabilidad. Se hace un análisis de la información relevante obtenida de proyectos internacionales para estimar costos de tecnología y estimación de niveles de inercia entregada por inversores. Se identifican desafíos futuros a los cuales puede enfrentarse esta solución y se analiza el desarrollo de inversores formadores de red (grid-forming) a nivel internacional, enfatizando en implementaciones, regulaciones y normativas que permitan que este modo de operación de los convertidores de potencia pueda entregar inercia sintética a la red. Por último, se realiza una identificación que tienen almacenamientos, como las concentradoras solares de potencia para la participación en servicios complementarios de frecuencia.

El concepto de inercia e inercia sintética no es considerado un servicio complementario en la regulación actual en Chile, lo que motiva la revisión internacional entorno a mercados para conocer soluciones propuestas.

El análisis de la experiencia internacional se enfoca entorno a mercados eléctricos de los países Irlanda, Inglaterra y Australia, cuyos sistemas eléctricos enfrentan condiciones similares a Chile, donde existe una alta penetración de energías renovables y las políticas apuntan a tener una matriz energética con bajas emisiones de carbono. Irlanda focalizó sus lineamientos de trabajo entorno al desarrollo del programa DS3, que permitió la implementación de nuevos servicios de seguridad, junto a la creación de factores escalares los cuales buscan potenciar el pago a dichos servicios que otorguen un valor agregado al consumidor final. Desde el mercado de Inglaterra, sus esfuerzos han ido en línea con la reestructuración de sus servicios de frecuencia, los cuales buscan incentivar la participación a todo tipo de tecnologías y crear un ambiente competitivo para su participación, sumado a proponer mercados de prueba para crear servicios de estabilidad que busquen remunerar la inercia. Por último, Australia, quien de los tres países es el que posee los menores problemas de inercia, está realizando trabajos para poder gestionar la frecuencia en contextos de baja inercia, la incorporación de recursos energéticos distribuidos para servicios complementarios de frecuencia y cambios regulatorios que permitan la participación de recursos bidireccionales.

Por último, dada la conexión de proyectos renovables que se están conectado al SEN y la posibilidad de sobrepasar sus metas de penetración renovable, las recomendaciones están enfocadas en aspectos técnicos y de mercado que puedan servir para ser contempladas frente a la necesidad de estructurar un diseño de mercado que abarque la incorporación de inercia sintética como un servicio complementario y una posible solución a problemas de estabilidad de la red eléctrica en complemento con otro tipo de tecnologías que sean además sostenibles.

SUMMARY.

The document is framed in the incorporation of dynamic inertia requirements and frequency control based on the levels of dispatch of variable and renewable energies for the electricity supply projections carried out by the Ministry of Energy, for Long-Term Electricity Planning (PELP) process, that guides the expansion of the transmission, and the Transmission Expansion Proposals carried out by the National Electric Coordinator. The study is made by Advanced Center for Electrical and Electronic Engineering (AC3E) of Federico Santa Maria Technical University commissioned by the project "Decarbonization of the energy sector in Chile" of the GIZ 4e project.

Electricity systems nowadays have the participation of synchronous generators and variable renewable energy resources, mainly solar and wind. Those renewable sources are connected to the grid through inverters based on power electronics and their traditional mode of operation is to monitor the grid to support the operation of synchronous generation. In the future, it is expected to use a greater penetration of renewable energy sources, without this leading to network stability problems. Given the reduction of the conventional inertia of the electrical system as a consequence of a low share of synchronous or rotary generation. Due to this, the delivery of virtual inertia by renewable sources based on inverters, produced by means of the control algorithm implemented in its inverter connected to the grid, arises as an alternative solution. This allows these sources to act in front of the grid as synchronous generators (through emulation), maintaining, and even improving (through fast frequency control), the stability of the system and allowing a greater penetration of non-synchronous renewable generation.

This report presents technical and commercial aspects related to the implementation of virtual inertia as a security service to electrical grid, starting with the theory of this concept that includes a review of the mode of operation of grid-connected inverters, principles related to synchronous generation for the delivery of virtual inertia, comparison between adaptation strategies for renewable energy sources and controlled methods or implementation algorithms. The delivery of this service in other countries shows that it is considered a current solution to face stability problems. It is also made an analysis of the relevant information get from international projects to estimate technology costs and to estimate inertia levels delivered by investors. Future challenges that this solution can face are identified and the development of grid-forming inverters at an international level is analyzed, emphasizing implementations, regulations and standards that allow this mode of operation of power converters to deliver virtual inertia to the network. Finally, it is made an identification of storage units, such as solar concentrators that take part in complementary frequency services.

The concept of inertia and virtual inertia is not considered a complementary service in the current regulation in Chile, which motivates the international review around markets to find out proposed solutions.

The analysis of international experience focuses on electricity markets in countries like Ireland, England and Australia, whose electricity systems face similar conditions to Chile, where there is a high penetration of renewable energies, and the policies aim to have an energy matrix with low emissions of carbon. Ireland focused its work guidelines on the development of the DS3 program which allowed the implementation of new security services, together with the creation of scalar factors which seek to enhance the payment of said services that provide added value to the final consumer. From the UK market, their efforts have been in line with the restructuring of their frequency services which seek to encourage participation in all types of technologies and create competitive environment for their participation, in addition to proposing test markets to create services of stability, that seek recompense inertia. Finally, Australia, which of the three countries is the one with the least problems of inertia, is carrying out work to be able to manage the frequency in contexts of low inertia, the incorporation of distributed energy resources for complementary frequency services and regulatory changes that allow bidirectional resource sharing.

Finally, given the connection of renewable projects that are connected to SEN and the possibility of exceeding their renewable penetration goals, the recommendations are focused on technical and commercial aspects, that can be used to be considered considering the need to structure a design of market, which may include the incorporation of virtual inertia as a complementary service and a possible solution to stability of electrical network problems in addition to other types of technologies that are also sustainable.

1 INTRODUCCIÓN.

Las matrices energéticas a nivel mundial están cambiando desde hace algunos años, impulsadas principalmente por el esfuerzo en la reducción de dióxido de carbono a causa del cambio climático. Esto ha llevado a una fuerte penetración de fuentes renovables en la producción de energía, desplazando a las centrales convencionales sincrónicas y siendo reemplazadas mayormente por centrales fotovoltaicas y eólicas.

No obstante, las máquinas de generación sincrónicas permiten que el sistema pueda funcionar a una frecuencia determinada, dado que se pueden sincronizar entre sí y girar a una velocidad constante. La inercia que aportan estos generadores hace que la red mantenga su estabilidad por un tiempo alargado. Esto no ocurre con la generación fotovoltaica y eólica, las cuales se conectan mediante convertidores de potencia que no cuentan, en primera instancia, con capacidad de aportar inercia de manera natural.

Por esto, es que se pueden diseñar sistemas que le entreguen seguridad a la red mediante convertidores de potencia, entregando funciones tales como entrega de corriente de falla, capacidad de arranque y operación en modo isla entre otras, dentro de los cuales destaca la denominada inercia sintética (o virtual), la cual emula el comportamiento de una máquina sincrónica ante cambios que se produzcan en la red, principalmente asociada a la potencia de las cargas. El desafío radica en programar los convertidores de potencia de una forma que puedan ser capaces de permitir la formación de red (*grid-forming*), compensando la ausencia de inercia, de forma que los operadores de red puedan regular la frecuencia de la misma manera que lo hacen con generadores tradicionales.

Con este antecedente, y bajo el contexto de la creciente introducción de energía solar y eólica en Chile, más el plan de descarbonización que se está implementando actualmente, es que GIZ Chile (bajo su proyecto “Descarbonización del Sector Energía en Chile” del programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética, 4e), sumado al Ministerio de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional, están llevando a cabo el desarrollo de iniciativas orientadas al desarrollo de conocimientos y herramientas, adquisición de experiencias operativas y otras actividades relacionadas que permitan abordar los desafíos que plantea la integración sostenible de energías renovables variables.

De lo anterior, nace como iniciativa el estudio de aspectos técnicos y normativos habilitantes de una futura incorporación de requerimientos dinámicos de inercia y control de frecuencia, en función del tipo y niveles de despacho de energías renovables variables. Este documento servirá de insumo para las proyecciones de oferta eléctrica desarrolladas por el Ministerio de Energía en el marco de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) y en las Propuestas de Expansión de la Transmisión que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional.

El objetivo del siguiente estudio es analizar las distintas alternativas tecnológicas que aporten servicios de seguridad al sistema eléctrico para establecer las adecuaciones técnicas y normativas que permitan su integración al sistema.

2 ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS BASADAS ELECTRÓNICA DE POTENCIA.

El siguiente capítulo tiene por objetivo analizar la forma en que las tecnologías basadas en electrónica de potencia (ejemplo: convertidores que se conectan a los parques fotovoltaicos), algunos parques eólicos y baterías electroquímicas (BESS), proveen inercia sintética.

2.1 IDENTIFICACIÓN DE ADECUACIONES TÉCNICAS.

A continuación, se dan a conocer los principales resultados de la investigación respecto al estudio del estado del arte de convertidores basados en electrónica de potencia DC-AC. En particular, las contribuciones de estos equipos a la seguridad en la operación del sistema eléctrico. Además, se considera el análisis de casos que hayan utilizado esta tecnología a nivel nacional e internacional.

En la actualidad, la electrónica de potencia juega un rol importante para los sistemas eléctricos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés), ya que hacen posible la integración a la red de una gran variedad de fuentes de energía. Los transistores y tiristores son los principales componentes de conmutación en la electrónica de potencia que se basan en semiconductores y que se utilizan en aplicaciones de potencia, ya que permiten la creación o conversión de formas de onda de voltaje y corriente. Dentro de los beneficios que entrega la utilización de estos convertidores de potencia, se encuentra el número de conmutaciones que pueden realizar por segundo, tamaño físico de las componentes y la capacidad de ser controlados por otros dispositivos electrónicos o por *software*. Así, ha existido una creciente incorporación de energía renovable a la red eléctrica, trayendo consigo desafíos para la estabilidad del sistema eléctrico en escenarios que consideran una alta penetración de estas fuentes de generación renovable no sincrónica, tal como se menciona en el proyecto Migrate [1] y en otros estudios relacionados [2] [3]. Estos problemas de estabilidad se clasifican por frecuencia, voltaje y estabilidad de resonancia [4], entre otros.

Para hacer frente y dar con soluciones efectivas, no sólo se requiere de módulos de generación sincrónicos, sino que además es posible incorporar módulos de generación renovable no sincrónica [5] con la finalidad que otorguen -en una primera etapa- cualidades similares a los generadores convencionales. Para eso, es necesario entender el modo de operación de los convertidores de potencia conectados a red.

2.1.1 INVERSORES CONECTADOS A REDES DE POTENCIA ELÉCTRICA.

Las centrales provistas de fuentes de energías renovables (RESs, por sus siglas en inglés) como las eólicas y fotovoltaicas se conectan a la red mediante inversores que, tradicionalmente, maximizan la inyección de potencia de la central, lo que se traduce en un desacoplamiento entre las unidades generadoras y las variables de la red [6].

Actualmente existe una creciente incorporación de fuentes de potencia basadas en inversores (IBPSs, por sus siglas en inglés) que actúan como interfaz entre la fuente de energía renovable y la red eléctrica, particularmente en regiones como el sur de Australia, Irlanda, Tasmania, Texas y Hawái. Esto trae desafíos a los sistemas eléctricos convencionales, provistas por generadores sincrónicos (SGs, por sus siglas en inglés). Los operadores de sistema tales como *Eirgrid* en Irlanda y *National Grid* en Gran Bretaña han mostrado que redes eléctricas convencionales formadas por grandes áreas sincrónicas pueden ser apoyadas por sistemas IBPSs, que a su vez otorgan una operación confiable gracias al apoyo de dichas áreas

sincrónicas. Las redes eléctricas convencionales se consideran robustas en su diseño gracias a los SGs que las forman, ya que otorgan inercia eléctrica a la red para operar a una frecuencia nominal con una menor cantidad de desviaciones producto de la demanda y la generación de energía [7].

Reemplazar SGs por IBPSs alteraría la inercia eléctrica, generando que los cambios en la frecuencia de red sean más abruptos y que los controladores de los inversores no puedan sincronizarse adecuadamente, por lo que sería necesario la utilización de controladores con mayor rapidez para lograr un correcto seguimiento a referencia. En lugares con una cantidad de generadores sincrónicos considerables como el sur de Australia, Irlanda y Texas, se ha establecido una cantidad mínima de SGs en funcionamiento o han limitado el número de IBPSs en funcionamiento [8], ya que otorgar mayor rapidez de respuesta a los controladores podría ocasionar que estos respondan al ruido o a pequeñas perturbaciones en la medición, originando problemas en su respuesta, dando a conocer una limitante en la rapidez máxima del controlador. Así, la disminución de inercia eléctrica producto de la inserción de IBPSs a la red impone que los controladores deban ser más rápidos y robustos producto de cambios más rápidos en las dinámicas del sistema [9].

Por lo tanto, el desafío está en diseñar controladores para inversores con mayor rapidez y así mantener seguimiento a referencia o, cambiar el paradigma de control para que estos convertidores puedan entregar frecuencia a la red eléctrica tal como los SGs, lo que podría traer múltiples beneficios. Este modo de operación de las IBPSs podría permitir la penetración de un mayor número de IBPSs y dar paso a una transición de la matriz energética con una alta penetración de energías renovables. En Chile se espera que para el año 2050, al menos el 70% de la generación eléctrica nacional provenga de energías renovables y que contribuya a un desempeño eficiente del sistema [10], por lo que los convertidores de potencia y su modo de operación juegan un rol crucial en este objetivo, desempeñando funciones de apoyo a la red o de formación de red, a través de un control integrado al inversor y controles distribuidos que permitan que los IBPSs interactúen entre sí para dar solución a las contingencias de la red.

2.1.2 INVERSORES SEGUIDORES DE RED O *GRID FOLLOWING INVERTERS* (GFL-IBPSs).

Actualmente, la mayoría de los inversores fotovoltaicos comerciales funcionan como fuentes seguidoras de red o en modo *grid-following* (GFL), regulando su potencia de salida a través de la medición del ángulo de la tensión de la red mediante un lazo de seguimiento de fase o PLL (*phase-locked loop*). Por lo tanto, simplemente siguen el ángulo/frecuencia de la red y no controlan activamente su frecuencia.

La mayoría de los IBPS conectados a sistemas de potencia se basan en la tecnología GFL [11]. Durante las últimas dos décadas, los fabricantes se han centrado en superar los límites de esta tecnología, desarrollando con éxito capacidades de soporte de la red (mantenimiento de fallas, control de voltaje, control de frecuencia, operación de red débil y otras características similares) para la gran mayoría de aplicaciones. Sin embargo, las limitaciones de la tecnología GFL se están observando en áreas como Irlanda, Texas y Australia del Sur [12].

Las velocidades de rotación de los generadores sincrónicos están directamente relacionadas con la frecuencia eléctrica de la red, lo que hace que estos generadores actúen como fuentes formadoras de red o en modo *grid-forming*. Con el desplazamiento creciente de la generación

sincrónica, estas fuentes son reemplazadas por fuentes GFL, y la frecuencia se vuelve cada vez más dependiente de los generadores sincrónicos restantes que se mantengan en operación. Incluso con una respuesta rápida en frecuencia para mejorar la estabilidad de la red, actualmente la frecuencia todavía es provista en gran medida por el comportamiento de la generación sincrónica, convirtiéndose en un factor limitante para la integración de DER a niveles de penetración más altos. Por lo tanto, es necesario desarrollar y habilitar soluciones tecnológicas para el funcionamiento confiable de un sistema eléctrico dominado por IBPSs.

Se ha considerado la utilización de condensadores sincrónicos (SCs, por sus siglas en inglés) para garantizar la operación confiable de inversores conectados a red, ya que el hecho de tener un número suficiente de SGs en funcionamiento se hace cada vez más difícil y costoso frente a la irrupción de generación renovable no sincrónica. Los SCs (máquinas sincrónicas polifásica que actúan como condensadores) se han identificado como una tecnología complementaria a algunos de los desafíos asociados con los altos niveles de integración de inversores. Mientras la inercia rotatoria de un sistema de potencia disminuye con niveles más altos de IBPSs, que a su vez introduce una dinámica más rápida en la frecuencia del sistema después de un desequilibrio de carga/generación, los SCs pueden usarse para reemplazar parte de dicha inercia perdida por el retiro progresivo generación sincrónica [13]. Además, los SCs contribuyen con potencia de cortocircuito en el sistema de potencia, que en general va disminuyendo con altos niveles de IBPSs. Así, considerar SCs en ciertas áreas de los sistemas eléctricos podría mejorar la estabilidad del sistema y proporcionar corriente de falla con fines de protección desde una lógica convencional [14], además de apoyar a aquellas tecnologías que requieren un nivel mínimo de cortocircuito para su correcto funcionamiento, tales como estaciones convertidoras de líneas en corriente continua en tecnología (LCC por sus siglas en inglés), aplicaciones industriales y mineras rotatorias, etc. Con altas penetraciones de inversores en modo GFL, existen inestabilidades generales porque hay menos fuentes activas formadoras de red. Por lo tanto, el desafío está en la incorporación de IBPSs cuyo modo de operación permita replicar el funcionamiento de los SGs mediante el modo de operación *grid-forming* o GFM, concepto que durante varios años se utilizó para indicar a un convertidor en una microrred (o un sistema aislado) que se comportaba como una fuente de voltaje con amplitud y frecuencia fijas y que en este contexto de buscar a futuro una matriz energética altamente renovable, se discute para aplicaciones en sistemas interconectados más amplios [15] [16].

Los inversores conectados a red GFL pueden ser considerados formadores de red u operar en modo GFM, mediante estrategias de regulación de frecuencia como control de máquina sincrónica virtual y control de oscilador virtual. Aunque estas tecnologías ya se están utilizando en algunas partes del mundo, todavía no son una aplicación estándar en todos los sistemas de potencia, lo que permite la utilización de otras soluciones mientras madura esta tecnología. Esto puede significar una oportunidad para el SEN en Chile en la actualidad, ya que trabajar en el desarrollo de convertidores de potencia en modo GFM y afrontar los desafíos que conlleva utilizar esta tecnología, (en paralelo al desarrollo de otras soluciones que hagan frente a problemas de estabilidad de la red eléctrica) permitiría liderar la transición energética hacia una red con una alta generación renovable no sincrónica.

Para los sistemas de potencia que en la actualidad experimentan altas penetraciones de inversores conectados a red, y frente a la realidad de que los inversores GFM aún no son una tecnología estándar en sistemas de potencia más grandes, una posible solución es

complementar inversores seguidores de red (GFL) con condensadores sincrónicos, e ir incorporando GFM en la medida que la tecnología continúe desarrollándose. En este sistema, los inversores GFL proporcionan la potencia real al sistema, mientras que los condensadores sincrónicos proporcionan la forma de onda de AC sinusoidal necesaria para que los inversores GFL rastreen. La solución ofrecida podría permitir penetraciones del 100% de inversores conectados a red durante cortos períodos de tiempo, pero sólo después de que el sistema de potencia se encuentre operativo; es decir, este no es un sistema de arranque de emergencia. Sin embargo, si sólo se considera la utilización de condensadores sincrónicos o tecnologías similares con sus limitaciones técnicas y costos, se podría ver afectada la inserción de inversores a redes eléctricas en el largo plazo, por lo que se necesita no solamente del apoyo de estas tecnologías para llevar a cabo una transición energética en base a convertidores de potencia para habilitar a los generadores renovables variables en prestar estos servicios, sino que además es necesario el apoyo de inversores GFM que otorguen una frecuencia al sistema eléctrico y actúen como generadores sincrónicos, otorgando corrientes de cortocircuito y permitiendo arranque de emergencia, entre otras de sus funcionalidades.

2.1.3 INVERSORES FORMADORES DE RED O *GRID FORMING INVERTERS* (GFM-IBPSs).

Durante los últimos años, investigadores han propuesto la utilización de redes formadas por IBPSs de tipo *Grid-Forming* (GFM-IBPSs, por sus siglas en inglés) como una alternativa robusta que permite el control a través de IBPSs [17]. En general, GFM-IBPS corresponden sistemas que son capaces de apoyar la operación de una red AC en condiciones normales, frente a perturbaciones y en situaciones de emergencia sin considerar la ayuda de SCs ni de SGs, incluyendo condiciones de demanda al 100% suplidas y situaciones en donde exista una baja penetración de IBPSs y transición entre estas fuentes de potencia [12]. De forma más específica, un sistema GFM IBPSs cumple con las siguientes funciones:

1. En condiciones normales, se comporta como una fuente de voltaje AC respetando sus limitaciones físicas internas. Las características técnicas y el control asociado deberían ser diseñadas para el sistema eléctrico de potencia al cual se conecten.
2. Función autónoma si trabaja aislado del sistema eléctrico de potencia (modo isla).
3. Bajo condiciones transitorias, el sistema debe permitir trabajar en esa modalidad para respetar sus propias limitaciones internas. Sin embargo, una vez no exista riesgo de operación, el sistema debe regresar a su modo normal de operación.
4. Algunos de estos sistemas deben considerar una suficiente cantidad de energía almacenada (almacenamiento de energía en baterías posiblemente acoplada con supercondensadores) para iniciar la restauración del sistema posterior a un apagón, mientras otros sistemas deben ser capaces de apoyar el proceso de restauración.
5. Nivel de falla no sincrónico/capacidad de apoyo a la robustez del sistema a través de una entrega de corriente de falla a corto plazo (hasta 2 veces la corriente nominal del inversor en algunos casos [18]).

Por lo tanto, una fuente en modo GFM controla activamente su frecuencia y su voltaje de salida, lo que se ha utilizado ampliamente en configuraciones de microrred. Existe evidencia de que los inversores GFM pueden desempeñar un papel constructivo en la mejora de la dinámica de frecuencia y la estabilidad de los sistemas de potencia dominados por inversores [19]. Con

el control de frecuencia activo proporcionado estos inversores, se puede reducir la dependencia dinámica de la inercia mecánica. Como resultado, los inversores GFM pueden ayudar a estabilizar la red. En contraste con la función frecuencia/potencia de un inversor GFL, la variable medida en el inversor GFM es la potencia real y la variable controlada es la frecuencia.

Sin embargo, las funciones descritas anteriormente están sujetas a las limitaciones actuales de los inversores tales como la disponibilidad de un sistema de almacenamiento de energía y el manejo de corriente en cortocircuito. Los inversores no tienen el mismo comportamiento dinámico que los SGs o máquinas de inducción, debido a que no cuentan con una componente de masa rotatoria, por lo tanto, no desarrollan inercia para corregir corrientes de falla por medio de características electromagnéticas. Los inversores también se pueden controlar de una manera diferente a las máquinas sincrónicas porque se pueden programar para modificar el tiempo de respuesta frente a condiciones de falla, lo que también afectará las características de corriente de falla del inversor [20].

La máquina sincrónica virtual (VSM, por sus siglas en inglés) es otro tipo de control GFM que se ha descrito en la literatura [21]. Sin embargo, este enfoque de control se basa en hacer que los inversores se comporten como generadores síncronos convencionales, por lo que no se aprovechan la respuesta del inversor que es naturalmente mucho más rápida para mejorar la dinámica del sistema. A futuro, en un escenario hipotético en que exista una matriz energética provista al 100% de IBPSs en modo GFM, no será necesario emular el comportamiento de generadores sincrónicos por parte de los inversores de potencia, ya que no existirá una relación directa entre frecuencia de red y energía cinética almacenada en elementos rotatorios, por lo que se esperaría que los convertidores de potencia se utilicen abarcando todas las funciones que puedan otorgar, sin limitarlas a igualar el funcionamiento de la generación sincrónica.

Existe una fuerte interrelación entre la robustez del sistema eléctrico y su inercia, ya que actualmente ambas son proporcionadas por máquinas sincrónicas. En la actualidad, la inercia sincrónica debe mantenerse en todo momento para los sistemas de potencia aislados o conectados a un bus DC, como en Gran Bretaña, Irlanda, Texas y Tasmania [12]. Se necesita un nivel mínimo de inercia sincrónica general por dos razones. El primero es reducir la tasa inicial de variación de frecuencia (RoCoF) después de una gran generación o desconexión de carga, evitando así una desconexión en cascada de SGs, particularmente turbinas a gas. El segundo es detener la caída de frecuencia y reducir la frecuencia mínima (nadir) después de una desconexión de generación o detener el aumento de frecuencia y disminuir la frecuencia máxima (cenit) después de una desconexión de carga.

Este nivel mínimo de inercia sincrónica puede reducirse, pero no sustituirse por completo, con la respuesta rápida en frecuencia (FFR, por sus siglas en inglés) que pueden proporcionar los inversores GFL. Se requiere inercia adicional por encima del nivel mínimo para formar una red en modo isla que sea viable en caso de separación del sistema y para mantener la seguridad del sistema de potencia [22]. Esta inercia puede ser proporcionada por máquinas sincrónicas adicionales o complementada a través de FFR de IBPSs que generalmente, se busca que tengan un tiempo de respuesta de varios cientos de milisegundos dado que es un método de control que debe medir la frecuencia, detectar un evento de variación de frecuencia y determinar el momento para actuar y hacer frente a la contingencia de la red. La investigación y varios

ejemplos prácticos de aplicaciones pequeñas de sistemas aislados han demostrado que se puede eliminar un requisito de nivel mínimo de inercia si una cierta proporción de inversores GFM con un almacenamiento de energía suficientemente grande.

Los IBPS actualmente operan en modo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) para recolectar la mayor cantidad de energía de un recurso energético variable y maximizar el valor comercial de un proyecto. No se requiere un búfer de energía para tal operación y, por lo general, no se incluye con la tecnología actual. Sin embargo, la capacidad GFM se basa en la existencia de un búfer de energía (almacenamiento de batería, espacio libre en IBPS eólicos o fotovoltaicos, supercondensadores o una combinación de estos, según la aplicación) [19]. Dependiendo del tamaño y las capacidades, la economía asociada con un búfer de energía podría ser prohibitiva. La capacidad GFM también podría resultar en tiempos de operación prolongados fuera del modo MPP para IBPS fotovoltaicos y eólicos.

En general, la mayoría de las aplicaciones GFM existentes que implican varias decenas de MWs tienen tecnología de interés para sistemas de potencia [19]. Sin embargo, dependiendo de los requisitos, los costos pueden ser elevados en comparación con los IBPS GFL del mismo tamaño. Las principales fuentes de costos son el almacenamiento de energía, los equipos sobredimensionados en su capacidad de corriente (sobre todo los convertidores de potencia) y la necesidad de diferentes estrategias de control basadas en las especificaciones del usuario.

Dentro de las capacidades de convertidores GFM, se encuentra el proveer de inercia sintética al sistema eléctrico, lo que permite la integración de una mayor cantidad de fuentes de energías renovables.

2.1.4 FUNDAMENTOS DE INERCIA SINTÉTICA.

La “inercia sintética”, conocida también como “inercia oculta”, “inercia digital” o “inercia virtual” son términos que se utilizan actualmente para representar la inercia artificial creada por el control del convertidor de las fuentes de energías renovables [23]. La implementación de un control de inercia sintética se basa en emular la ecuación típica de balance de un generador sincrónico a través del control del inversor (inversor que no cuenta con inercia) para que pueda contar con sus características de inercia y amortiguación. Esta solución nace en respuesta a los desafíos de estabilidad impulsados por la penetración de energía a través de fuentes renovables no convencionales. En general, el control de inercia sintética se puede implementar mediante el almacenamiento de energía a corto plazo (ESS, por sus siglas en inglés)¹, un convertidor de potencia (inversor) y un mecanismo de control de inercia avanzado en el sistema, tal como se muestra en la Figura 1. Esto permitirá al convertidor de potencia funcionar como un generador sincrónico real al proporcionar inercia sintética y amortiguación en intervalos cortos de tiempo, regulando la potencia activa a través del inversor en proporción inversa a la velocidad del rotor de un generador sincrónico.

¹ Los sistemas de almacenamiento están compuestos por elementos que concentran energía almacenada de cierta forma o naturaleza en particular (electroquímicos, térmicos, mecánicos o eléctricos), para luego ser transformada a energía eléctrica y pueda ser entregada cuando se requiera **Fuente especificada no válida**.. No obstante, para inercia sintética solo entra en consideración los sistemas de almacenamiento por baterías (BESS), volantes de inercia y supercondensadores [60] [61] [62] [63].

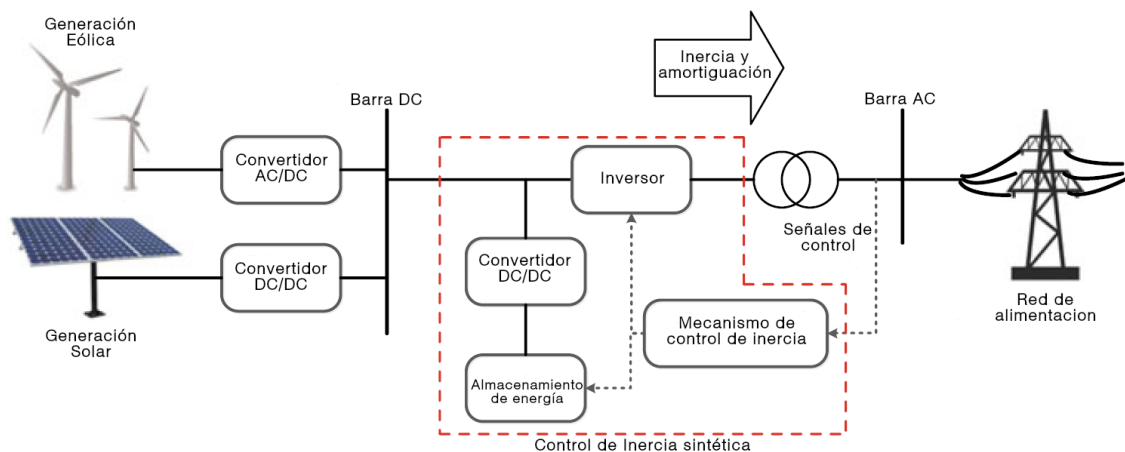


Figura 1. Estructura del control de inercia sintética [24].

Emular el funcionamiento descrito en el Anexo 6.1 relacionado al generador sincrónico permite entregar inercia y amortiguación adicionales de forma sintética, lo que hace posible una alta participación de generadores distribuidos (DGs, por sus siglas en inglés) y fuentes de energías renovables en la operación del sistema.

Como consecuencia, la potencia emulada de una unidad de control de inercia sintética se puede expresar simplemente como señala la Ecuación (1).

$$P_{VI} = K_{VI} \left(d \frac{\Delta f}{dt} \right) + D_{VI} (\Delta f) + P_0 \quad (1)$$

En donde K_{VI} queda expresado como se muestra en la Ecuación (2):

$$K_{VI} = \frac{2HP_{Inv}}{f_0} \quad (2)$$

De lo anterior, se observa que:

- $d \frac{\Delta f}{dt}$: Tasa de cambio de la frecuencia (RoCoF, por sus siglas en inglés).
- f_0 : Frecuencia nominal del sistema eléctrico.
- K_{VI} : Constante de inercia virtual característica.
- D_{VI} : Coeficiente de amortiguamiento virtual.
- P_{Inv} : Potencia nominal aparente del inversor.
- P_0 : Potencia primaria que transfiere un inversor.
- H : Constante de inercia emulada.

Considerando la Ecuación (1), la operación del control de inercia sintética se puede explicar en tres términos principales.

- El término $K_{VI} \left(d \frac{\Delta f}{dt} \right)$ corresponde a la **inercia sintética**. Con esto, se puede disminuir la desviación máxima de la velocidad del rotor y reducirá el nadir (punto mínimo de

frecuencia) después de una perturbación. Con respecto a este término, la potencia será absorbida o generada por el RoCoF inicial negativo o positivo.

- El segundo término $D_{VI}(\Delta f)$ se conoce como **amortiguación sintética**, el que puede emular el efecto de los devanados del amortiguador de un generador sincrónico. El D_{VI} debe seleccionarse de modo que la potencia emulada sea igual a la potencia nominal del sistema de control de inercia virtual cuando la oscilación de frecuencia del sistema corresponda al valor máximo especificado. Este término permite suprimir la oscilación de la frecuencia del sistema después de una perturbación, lo que dará como resultado un tiempo de estabilización más rápido del sistema. Considerando una máquina sincrónica práctica, la energía absorbida por el término de amortiguación es drenada por la resistencia de los devanados de amortiguación. En el caso del control de inercia virtual, esta potencia será consumida por el ESS para equilibrar la potencia del sistema.
- El tercer término P_0 representa la **potencia primaria nominal** que se transfiere desde la unidad inversora, generada como potencia constante.

Se debe tener en consideración que K_{VI} y D_{VI} son constantes negativas, ya que el inversor debe ocupar potencia cuando existe una caída en la frecuencia y debe absorber potencia cuando exista un alza en la frecuencia, por lo que deben ser elegidas para que el sistema de inercia sintética pueda intercambiar su máxima potencia activa cuando se produzcan la máxima desviación de frecuencia especificada y RoCoF. El aumento de K_{VI} y D_{VI} indica que se absorberá o inyectará más potencia para una cantidad similar de RoCoF y desviación de frecuencia, con el costo de extraer o entregar mayor cantidad de energía al ESS, con lo que se podría llegar rápidamente al límite inferior o superior.

Los sistemas de control de inercia sintética suelen estar ubicados entre la red AC y la barra DC a la cual se conectan DGs/RESs, como se muestra en la Figura 2. Dichos sistemas muestran el convertidor de potencia ahora como una máquina sincrónica en cuanto a las características de compensación de inercia y amortiguación. Entonces, los sistemas de control de inercia sintética pueden superar eficazmente las variaciones de frecuencia causadas por la alta proporción de DGs/RESs, cuya inercia y amortiguación son bajas o nulas.

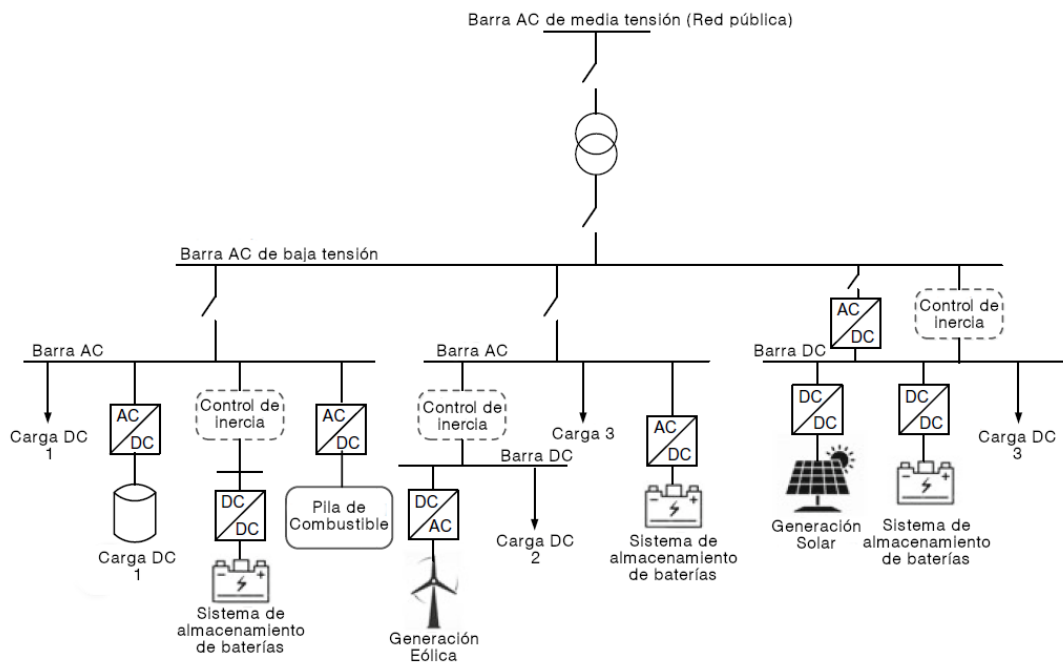


Figura 2. Ubicaciones adecuadas para realización de control de inercia sintética [24].

El control de inercia sintética se basa en la Ecuación (1) y existen varios métodos de implementación propuestos para la emulación de inercia virtual, que se explicarán más adelante (VSG, VISMA, *Synchronverter*) [24]. Sin embargo, todos estos modelos de implementación tienen el mismo objetivo principal: proporcionar la inercia adicional de forma sintética a la red utilizando el convertidor de potencia conectado como interfaz.

La fuente de almacenamiento de energía en el sistema de control de inercia virtual suele tener la forma de un ESS, aunque también se podría utilizar otra fuente de energía, por ejemplo, la energía cinética que tienen las aspas de una turbina eólica. La emulación de inercia mediante el uso de la energía cinética que pueden entregar las turbinas eólicas (turbinas eólicas de generador de inducción doblemente alimentadas, DFIG por sus siglas en inglés) se relaciona en la literatura con el concepto de "inercia oculta".

2.1.5 REGULACIÓN DE FRECUENCIA DEL CONTROL DE INERCIA SINTÉTICA.

Los sistemas eléctricos tradicionales no siempre son capaces de responder a las variaciones rápidas de voltaje y frecuencia, lo que trae como resultado la desconexión de carga y consecuencias a nivel económico [25]. El control de inercia sintética es proporcionado por componentes de almacenamiento de acción rápida (por ejemplo, ESS), que pueden aliviar las excursiones de frecuencia del sistema eléctrico, especialmente provenientes por la reducción la inercia provocada por la integración de DGs/RESS.

Cuando se produce un desequilibrio repentino de potencia causado por una perturbación en el sistema de potencia tradicional dominado por máquinas sincrónicas, la potencia se estabiliza mediante la respuesta natural del rotor o masa giratoria (compensación de inercia) y los reguladores (control primario).

Si la inercia del sistema cae por debajo de un cierto límite, podría producirse un RoCoF excesivo, lo que provocaría un disparo en cascada de protecciones si las unidades de generación no están diseñadas para funcionar a baja frecuencia, y la pérdida significativa de generación conducirá a la rápida caída de frecuencia que se producirá antes que una desconexión de carga por baja frecuencia, provocando inestabilidad, cortes en cascada y cortes de energía.

En una unidad de control de inercia sintética, el lazo principal de control se implementa para obtener la transferencia de potencia entre los sistemas de almacenamiento de energía, el inversor y la red, tal como se muestra en la Figura 3 [26].

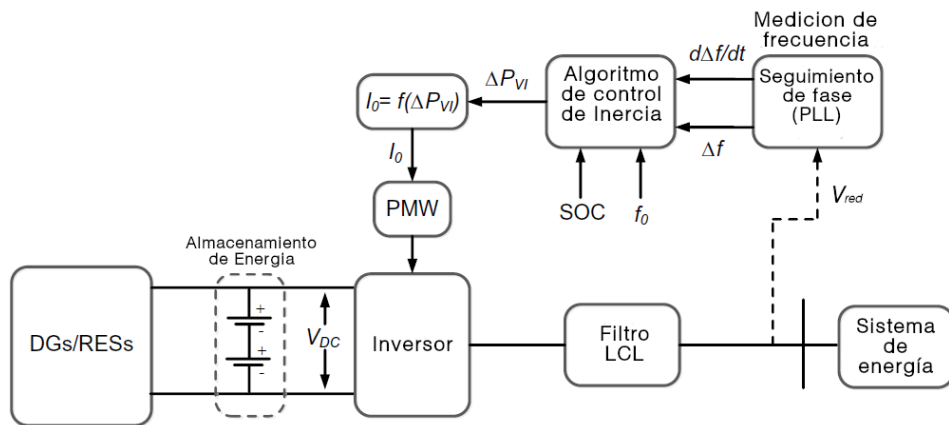


Figura 3. Esquema general de regulación de frecuencia para el control de inercia sintética [25].

Cuando la frecuencia del sistema y el RoCoF son mayores que un límite establecido, el algoritmo principal de control de inercia sintética calcula el K_{VI} requerido para ser aplicado a la red y entrega la transferencia de potencia adicional (ΔP_{VI}). Considerando la Ecuación (1), se puede estimar la cantidad de potencia requerida para inercia, según relación de la Ecuación (3) [27].

$$\Delta P_{VI} = K_{VI} \left(d \frac{\Delta f}{dt} \right) + D_{VI} (\Delta f) \quad (3)$$

Basándose en la función que relaciona la potencia transferida del inversor con la corriente ($I_0 = f(P_{VI})$), se puede determinar la corriente de referencia por medio de modulación de ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés). Esta función considera la relación entre la potencia transferida desde el enlace DC y la corriente de referencia. La corriente del enlace DC en la unidad de inercia virtual se regula mediante la obtención de datos de información (como frecuencia del sistema, SOC). La función I_0 se calcula de acuerdo con la relación de la Ecuación (4) [25] [27] [28], donde V_{DC} es el voltaje terminal entre la unidad de almacenamiento de energía y el inversor.

$$I_0 = \frac{K_{VI} \left(d \frac{\Delta f}{dt} \right) + D_{VI} (\Delta f)}{V_{DC}} \quad (4)$$

Así, de forma repentina, después de una perturbación, el algoritmo de inercia sintética evalúa rápidamente la inercia requerida. Para obtener un control efectivo, la unidad de inercia sintética determina un intercambio entre la inercia y los requisitos de amortiguación. El tiempo de inicio del control de inercia sintética basado en la entrega de energía es muy significativo para obtener el rendimiento dinámico deseado. Para reducir efectivamente un nadir de frecuencia, la cantidad de reserva dinámica debe determinarse de antemano. La frecuencia mínima que puede alcanzar el nadir de frecuencia se basa en varios efectos, como la amplitud del desequilibrio de potencia, la energía cinética disponible (potencia de inercia) almacenada en la masa rotatoria, la sensibilidad de la demanda a la variación en la frecuencia del sistema y el tiempo de activación del control primario.

El enfoque descrito hasta ahora intenta imitar o aproximarse al comportamiento de un generador sincrónico para mejorar la respuesta inercial de los sistemas de potencia dominados por inversores, y se puede analizar un modelo dinámico proveniente de esta solución para realizar análisis de estabilidad. Para más detalle, dirigirse al Anexo 6.2.

2.1.6 ESTRATEGIAS DE CONTROL DE FRECUENCIA POR MEDIO DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE.

Para proporcionar potencia activa adicional durante situaciones de desequilibrio en la red eléctrica, las plantas fotovoltaicas y eólicas pueden integrar diferentes soluciones, aun cuando no proporcionan ninguna respuesta inercial al no contar con ninguna masa que pueda almacenar energía cinética (fuentes fotovoltaicas) o se encuentran desacopladas del sistema eléctrico (fuentes eólicas) [29].

ESTRATEGIAS DE CONTROL DE FRECUENCIA CON PLANTAS FOTOVOLTAICAS.

Las plantas de energía fotovoltaica suelen trabajar en el punto de máxima potencia (MPP, por sus siglas en inglés) de acuerdo con la temperatura ambiente T y la radiación solar G [30]. Sin embargo, pueden trabajar por debajo de su MPP, por lo que tienen algunas reservas de potencia activa (*headroom*) para suministrar en caso de desviaciones en la frecuencia. Este enfoque generalmente se conoce como técnica de *de-loading* y se propone comúnmente para instalaciones fotovoltaicas [31] [32].

De esta manera, la como se muestra en la Figura 4, la planta fotovoltaica opera a una potencia P_{del} por debajo del punto de máxima potencia P_{MPP} , por lo que algunas reservas de energía $\Delta P = P_{MPP} - P_{del}$ están disponibles [33]. Esta potencia reservada P_{del} , se puede relacionar con dos voltajes diferentes:

- i) Por encima del voltaje que permite trabajar en el punto de máxima potencia ($V_{del,1} > V_{MPP}$).
- ii) Por debajo del voltaje que permite trabajar en el punto de máxima potencia ($V_{del,2} < V_{MPP}$).

Sin embargo, debido a problemas de estabilidad, el voltaje seleccionado para esta estrategia de control corresponde al valor más alto de voltaje $V_{del,1}$ [34]. Este valor de voltaje V_{del} se agrega luego a la referencia del controlador MPP para poder operar el inversor con esta nueva estrategia.

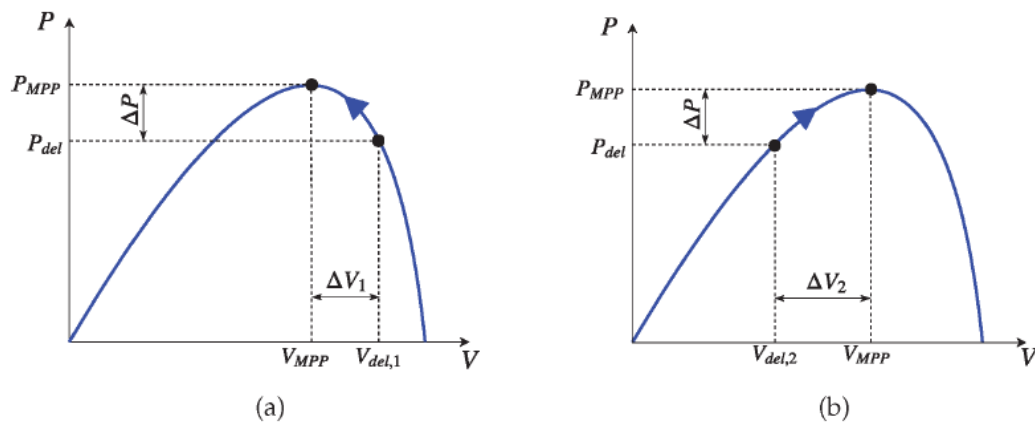


Figura 4. Técnicas de-loading para plantas fotovoltaicas. (a) $V_{del,1} > V_{MPP}$ (b) $V_{del,2} < V_{MPP}$

Dentro de la investigación relacionada a esta estrategia, destaca la realizada al Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING) en el año 2014, que determinó la implementación de respuesta rápida en frecuencia (FFR) por medio de la estrategia *de-loading* en paneles solares, esto mejoró la respuesta inercial del sistema en varios escenarios de comparación, requiriendo un margen máximo de descarga del 5% para evitar la activación de protecciones [35]. Las contribuciones centradas en esta técnica se pueden encontrar en las referencias [36], [37], [38], [39].

ESTRATEGIAS DE CONTROL DE FRECUENCIA CON PLANTAS EÓLICAS.

Las plantas de energía eólica también pueden participar en el control de frecuencia utilizando diferentes soluciones, tales como:

- Control *de-loading*.
- Control *droop*.
- Emulación de inercia oculta.
- Reserva rápida de potencia.

En línea con las instalaciones fotovoltaicas, los generadores eólicos también funcionan en el MPP según la velocidad del viento. En consecuencia, la técnica de **control *de-loading*** se considera una solución para proporcionar potencia activa adicional con turbinas eólicas, al operarlas en un punto subóptimo de su curva de operación [40]. Los generadores dinámicos tienen dos posibilidades diferentes para operar con la estrategia de control *de-loading*, tal como se muestra en la Figura 5 [41]:

- i) Control del ángulo de inclinación (*pitch angle control*).
- ii) Control de sobrevelocidad.

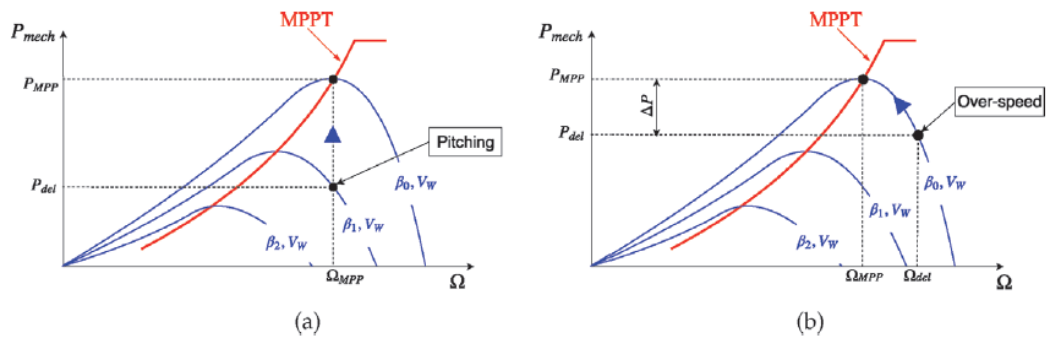


Figura 5. Técnicas de-loading para plantas eólicas. (a) ángulo de inclinación (b) control de sobrevelocidad [23].

El control del ángulo de inclinación aumenta el ángulo de inclinación en las palas de la turbina de tal forma que opere por debajo de la potencia máxima P_{MPP} , teniendo así una cierta cantidad de potencia ΔP para suministrar en caso de disminuciones de frecuencia (Figura 5-(a)) [42]. Cuando se proporciona esta potencia adicional ΔP , el ángulo de paso debe reducirse de β_1 a β_0 .

Para el caso del control de sobrevelocidad, se aumenta la velocidad de rotación del rotor, desplazando la potencia suministrada por sobre la potencia máxima P_{MPP} (Figura 5-(b)) [43]. Al igual que en el control del ángulo de inclinación, la potencia suministrada P_{del} es inferior a la potencia máxima P_{MPP} [44]. Cuando se suministra la potencia adicional ΔP , la velocidad del rotor debe reducirse de Ω_{del} del a Ω_{MPP} , liberando energía cinética [43].

Respecto a las contribuciones centradas en la técnica *de-loading*, las referencias [45] y [46] presentan métodos para proporcionar una respuesta en frecuencia y coordinar la velocidad del rotor de la turbina eólica con los controles de ángulo de inclinación para garantizar suficiente margen de regulación de potencia para el sistema.

Aparte del uso de ESS o de implementar la estrategia de control *de-loading* tal como las plantas fotovoltaicas, los generadores eólicos pueden proporcionar potencia activa proveniente de la energía cinética almacenada en sus masas giratorias [23].

La técnica de **emulación de inercia oculta** se basa en emular la respuesta inercial de los generadores sincrónicos tradicionales. Se encuentran dos posibilidades en la literatura específica para implementar inercia sintética, tal como se muestra en la Figura 6 [47]:

- i) Un lazo, donde la potencia adicional es proporcional al RoCoF.
- ii) Dos lazos, donde la potencia adicional es proporcional al RoCoF y a la desviación de frecuencia.

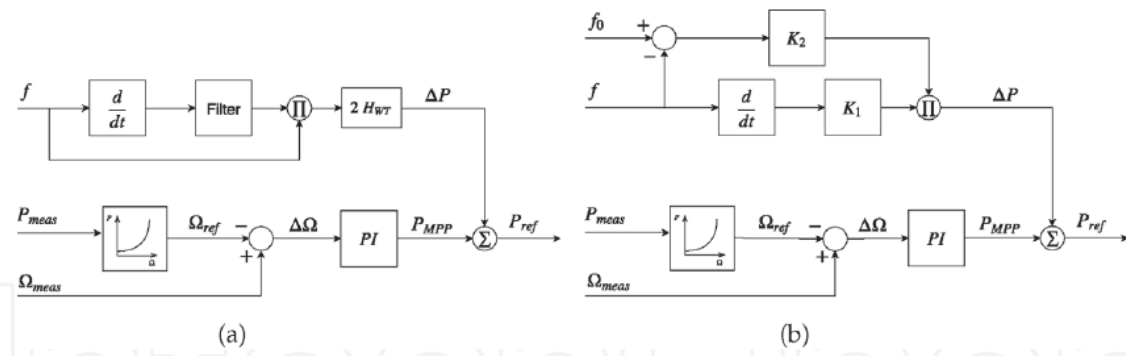


Figura 6. Controlador para emulación de inercia oculta. (a) un lazo (b) dos lazos [23].

En el primer caso, se agrega una potencia adicional ΔP basada en el RoCoF después de un déficit de generación, reduciendo así la velocidad del generador y liberando la energía cinética almacenada de las aspas giratorias [48]. El inconveniente de esta estrategia de control es que la frecuencia no se reestablece a su valor nominal [49]. Se agrega un lazo adicional proporcional a la desviación de frecuencia Δf , que busca reestablecer la frecuencia a su valor nominal f_0 [50].

Además de la inercia oculta, la técnica de **reserva rápida de potencia** se basa en suministrar la energía cinética almacenada en las aspas giratorias del generador eólico a la red como potencia activa adicional, similar a la técnica de emulación de inercia oculta, con la diferencia que la potencia activa adicional ΔP se define como un valor constante, independiente de la configuración del sistema y la desviación de frecuencia [51], o variable según la desviación de frecuencia o los límites mínimos de velocidad del rotor [52]. La disminución de la velocidad de rotación de las aspas se recupera por medio de un período de recuperación, que puede causar una segunda caída de frecuencia debido a la disminución repentina de la potencia generada por la planta de energía eólica. En la última década se han propuesto diferentes periodos de recuperación para evitar esta caída de frecuencia secundaria [53] [54], incluso coordinando este periodo con ESS [55]. La Figura 7 muestra el control de emulación de reserva rápida de potencia propuesto en [51].

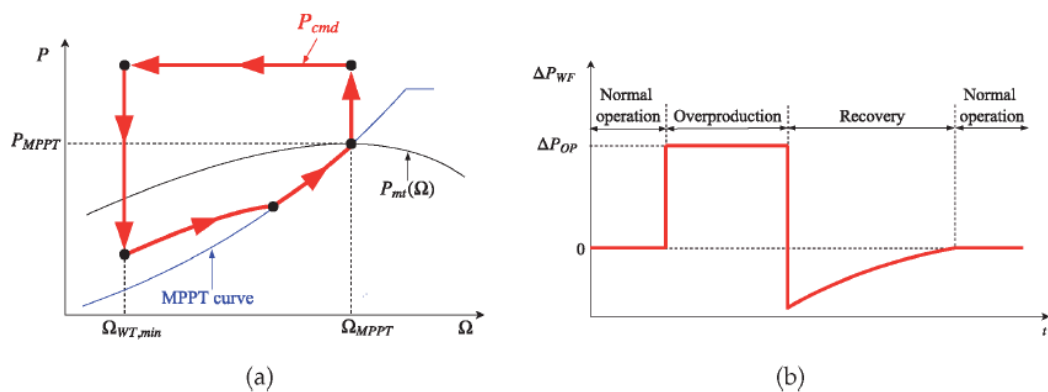


Figura 7. Técnica de emulación de reserva rápida de potencia, donde (a) Curva P-Ω; (b) Variación de Potencia [51].

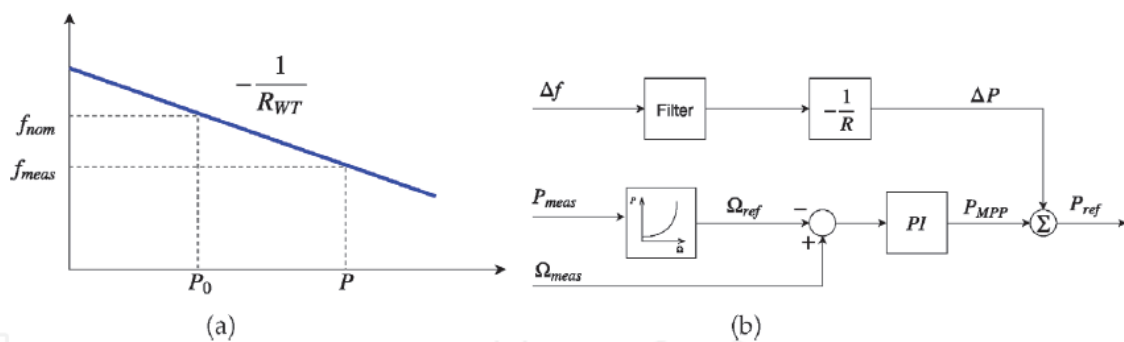


Figura 8. Control droop para generadores eólicos de velocidad variable. (a) Característica droop (b) Diagrama de bloques [23].

Por último, el **control droop** emula el comportamiento del gobernador en un generador sincrónico convencional, respondiendo a los cambios en la frecuencia del sistema. Permite que un generador eólico suministre una potencia activa adicional ΔP proporcional a la excursión de frecuencia Δf (Figura 8), realizando un control primario de frecuencia. Para esto, se introduce al menos un lazo de control suplementario en el controlador de potencia para aumentar la potencia activa generada por la planta de energía eólica por unos pocos segundos. Este lazo adicional solo se activa ante desviaciones de frecuencia, suministrando a la red la energía cinética tanto de las palas como de la inercia del rotor como potencia activa adicional [56]. El aumento de potencia activa de salida da como resultado una disminución de la velocidad del rotor [57]. ΔP es la señal entregada al convertidor de potencia para liberar la energía cinética almacenada y se puede estimar a través de la Ecuación (5), siendo R_{WT} el ajuste de control *droop* del generador eólico.

$$\Delta P = -\frac{\Delta f}{R_{WT}} \quad (5)$$

ESTRATEGIA EN BASE A ELEMENTOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA (ESS).

Con respecto a los ESS, la investigación ha propuesto diferentes soluciones tanto para sistemas fotovoltaicos como para sistemas eólicos. Aunque los beneficios relevantes del ESS para el funcionamiento del sistema eléctrico son ampliamente reconocidos, se pueden identificar algunos desafíos importantes [58]:

- i) La selección de una tecnología adecuada para satisfacer los requisitos de la aplicación del sistema eléctrico.
- ii) Una evaluación precisa de las instalaciones de almacenamiento de energía estimando los beneficios técnicos y económicos.
- iii) Costo que disminuya a un nivel aceptable para la implementación.

Para fuentes fotovoltaicas, algunos autores consideran el almacenamiento de energía por baterías como el ESS más antiguo y desarrollado [59]. En la práctica, se concluye que las baterías Li-Ion son las que mejor se adaptan a los servicios de regulación de frecuencia [60] [61]. Las baterías tienen una potencia limitada, aunque presentan una alta relación de almacenamiento. Por otro lado, los supercondensadores tienen altos niveles de potencia con una baja relación de almacenamiento de energía [62]. Como consecuencia, la combinación batería-supercondensador se propone como una solución ESS interesante. De hecho, estas tecnologías permiten resolver el problema de la naturaleza "intermitente" de los suministros de energía solar. Los volantes de inercia son otra solución ampliamente propuesta como ESS, que se aplican tanto en microsátélites de pequeña envergadura como en grandes sistemas eléctricos [63]. De hecho, los volantes de inercia se destacan en aplicaciones de corta duración [64]. Además, los volantes tienen una alta eficiencia, generalmente en el rango entre el 90% y el 95%, con una vida útil esperada de alrededor de 15 años [65]. Diferentes soluciones proponen ESS híbrido acoplado a plantas de energía fotovoltaica, como una hibridación de batería con volante de inercia mecánico [30].

En lo que respecta a centrales eólicas, también se pueden considerar baterías [44], supercondensadores [66] y volantes [67]. Los ESS se consideran una alternativa para compensar la falta de capacidad de respuesta de frecuencia a corto plazo de las plantas eólicas [68]. Las baterías a gran escala permiten reducir la variación de frecuencia o RoCoF, proporcionando soporte de frecuencia y mejorando la respuesta de frecuencia del sistema [69]. También se proponen volantes de inercia para regular dinámicamente la inercia y la amortiguación equivalentes del sistema, mejorando la capacidad de regulación de frecuencia de los generadores eólicos [70] y también de toda la red [71].

Debido al principio de compensación de inercia, el control de inercia sintética debe absorber o inyectar potencia activa; por lo tanto, el estado de carga nominal (SOC, por sus siglas en inglés) del ESS en un sistema debe mantenerse al 50% de su capacidad nominal de energía en estado estacionario. Sin embargo, dependiendo de la situación del SOC, la operación del control de inercia sintética puede cambiar debido al límite superior e inferior de carga especificado del ESS (por ejemplo, hasta un 20% para límite inferior y 80% para límite superior), teniendo en cuenta que estos límites también pueden ser evaluados en función de la tecnología utilizada como elemento de almacenamiento de energía. Durante tales límites, si el ESS se encuentra operando en su límite superior, el control de inercia sintética opera en modo control de inercia cuando falta energía en el sistema eléctrico debido al desequilibrio entre generación y carga, o sea, sólo entregando energía. Sin embargo, si el ESS se encuentra operando en su límite

inferior, el control de inercia sintética opera en el modo de carga virtual cuando la energía en el sistema eléctrico es excesiva, o sea, sólo absorbiendo energía

Con relación a los sistemas de almacenamiento, los parámetros de selección son [72]:

- Potencia de la unidad generadora.
- Potencia máxima de las cargas.
- SOC promediado durante el funcionamiento normal.
- Tiempo de funcionamiento.
- Vida útil.

2.1.7 MÉTODOS DE IMPLEMENTACIÓN DE INERCIA SINTÉTICA.

Para mitigar los impactos de la baja inercia y mejorar la estabilidad del sistema, en particular la estabilidad de frecuencia, la emulación de inercia adicional sin utilizar masa giratoria real se convierte en una de las soluciones prometedoras. Hay varias topologías para emular inercia sintética y todas estas se desarrollan en base a un concepto básico similar. Sin embargo, difieren en términos del nivel de detalle en su implementación. Para dar una idea, se discutirán brevemente los modelos más renombrados y se destacarán sus diferencias [73].

En general, las tres categorías principales de emulación de inercia sintética se dividen tres categorías principales, desde la más sencilla a la de mayor complejidad, las cuales son:

- Modelo basado en respuesta de frecuencia-potencia.
- Modelo basado en ecuaciones de balance.
- Modelo basado de generador sincrónico.

Los enfoques y modelos de implementación descritos anteriormente se basan en la emulación de la característica de inercia de un generador sincrónico y difieren solo en el nivel de detalle de la emulación. Aparte de estas tres categorías de modelos de emulación de inercia sintética, se ha propuesto el enfoque basado en el control *droop*, para mejorar la regulación de frecuencia en sistemas de potencia de baja inercia sin emular directamente la característica de inercia de un generador sincrónico. Este enfoque se basa en la aplicación de control primario de frecuencia de forma colectiva y proporcional por medio generadores sincrónicos para regular la potencia activa de las unidades de generación basadas en RES [74]. En el control *droop* de frecuencia, se podría utilizar un filtro paso bajo empleado en la medición de su potencia de salida para aproximar el comportamiento del control de inercia sintética [75].

MÉTODO BASADO EN RESPUESTA FRECUENCIA-POTENCIA.

El modelo basado en la respuesta de frecuencia-potencia es un modelo de emulación de inercia sintética basado en la respuesta al cambio de frecuencia. Esta topología utiliza la medición de la derivada del cambio de frecuencia para emular la inercia sintética [76]. Una de las topologías de esta categoría es el generador sincrónico virtual (VSG) también conocido como topología de VSYNC [77].

La idea principal detrás del VSG es emular las características de respuesta inercial de un generador sincrónico en un sistema DG, específicamente la capacidad de responder a cambios de frecuencia [78]. El VSG introduce los modelos del generador sincrónico en el controlador de los inversores, para que el convertidor de potencia puede funcionar como un generador sincrónico. Esto emula la liberación/absorción de energía cinética similar a la de un generador

sincrónico, presentando así las unidades DG como fuentes despachables [79] [80]. En comparación con el control *droop* tradicional que solo proporciona regulación de frecuencia (control primario), el enfoque VSG es capaz de proporcionar control dinámico de frecuencia [81], basado en la derivada de la medición de frecuencia y se comporta de manera similar a un generador sincrónico durante un desequilibrio de potencia permitiendo la liberación/absorción de potencia inercial, por lo tanto, el VSG es una fuente de corriente distribuable que regula su salida en función de los cambios de frecuencia del sistema. Este es uno de los enfoques más simples para implementar inercia sintética en sistemas DG, ya que no incorpora todas las ecuaciones involucradas en el funcionamiento de un generador sincrónico. El análisis matemático se realiza en el Anexo 6.3.

Se utiliza un PLL para medir el cambio en la frecuencia del sistema y el RoCoF [79], resultando ser de gran utilidad en una red aislada donde el RoCoF inicial pueda ser de gran magnitud. Sin embargo, el funcionamiento de varias unidades DG como fuentes de corriente genera inestabilidad [82].

El principal inconveniente de esta topología es que no se puede implementar en modo isla donde la unidad de inercia sintética tiene que operar como unidad *grid-forming*. Además, el sistema emula la inercia durante las variaciones de frecuencia, pero no en las variaciones de potencia de entrada [83]. Otra de las desventajas de este método es que el término derivativo utilizado para calcular el RoCoF hace que el VSG sea sensible al ruido, lo que puede provocar un funcionamiento inestable.

La medición precisa de la derivada de frecuencia a través del PLL puede ser un desafío para este tipo de implementación [84], debido a que el PLL muestra errores en estado estacionario e inestabilidad. Especialmente en redes no robustas con variaciones de frecuencia, distorsiones armónicas y caídas/aumentos de voltaje [85]. En consecuencia, un VSG requiere un PLL robusto y sofisticado para una implementación exitosa [86].

Ventajas

- Modelo simple de implementar.
- No requiere de protecciones de sobrecorriente, ya que funciona como fuente de corriente.

Desventajas

- Inestabilidad debido al uso de lazo de seguimiento de fase (PLL), particularmente en redes no robustas.
- Limitación de unidades DG con esta implementación producto de inestabilidades en la red.
- No permite iniciar el modo isla.

MÉTODO BASADO EN ECUACIÓN DE BALANCE.

Este modelo para emular de inercia sintética se basa en la ecuación de balance de un generador sincrónico. La topología resuelve la ecuación de balance de frecuencia/potencia en cada ciclo de control para emular inercia [87], tal como se detalla en el Anexo 6.4.

Una de las topologías más conocidas en esta categoría es la topología de ISE Lab [88], que trabaja en función de la medición de frecuencia de red y la salida de potencia activa del inversor. Otro de las topologías entregadas por este método es la del controlador de potencia sincrónica (SPC) [89].

Este método se caracteriza por no se necesitar la implementación de la derivada de frecuencia en el algoritmo de control. Esto trae beneficios ya que las derivadas de frecuencia introducen ruido en el sistema, lo que dificulta su control. Además, esta topología se puede utilizar para operar unidades DG como unidades *grid-forming*. Sin embargo, aún persisten problemas relacionados con la estabilidad numérica que, junto con un ajuste inadecuado de los parámetros J y D_p , pueden conducir a un comportamiento oscilatorio del sistema [90].

Ventajas

- Modelo simple de implementar.
- No requiere de un derivador de frecuencia.
- Uso de lazo de seguimiento de fase (PLL) sólo para sincronización.

Desventajas

- Oscilaciones de potencia y frecuencia.
- Sistemas de protección externos para funcionamiento (sobrecorriente).

MÉTODO BASADO EN GENERADOR SINCRÓNICO.

Este método permite emular inercia sintética por medio del modelado completo de la dinámica de un generador sincrónico. Se modela tanto la parte eléctrica (por ejemplo, la interacción entre los devanados) como la parte mecánica de un generador convencional (es decir, la masa giratoria y la inercia), lo que permitiría que su dinámica pueda replicarse con precisión. Uno de los ejemplos de topologías es el convertidor sincrónico o *synchronverter* [91]. Estos convertidores operan las unidades DG basadas en inversores como generadores sincrónicos que representan la misma dinámica desde el punto de vista de la red, basados en que dicha estrategia permite el funcionamiento tradicional del sistema eléctrico sin cambios importantes en su estructura de funcionamiento. La topología está bien desarrollada en la literatura por Q.C. Zhong [92]. Se utiliza un mecanismo *droop* de frecuencia para regular la potencia de salida del inversor de forma similar a como el generador sincrónico regula su potencia de salida [93].

Las ecuaciones subyacentes del *synchronverter*, mostradas en el Anexo 6.5, forman un lazo de seguimiento de fase mejorado (PLL) o lazo de bloqueo de senoide, lo que lo hace inherentemente capaz de mantener el sincronismo con el voltaje del terminal [94]. La versión básica de este convertidor requiere un PLL para sincronizar inicialmente con la red, sin embargo, el uso de PLL en redes no robustas es propenso a inestabilidades [85].

La implementación basada en fuente de voltaje significa que los convertidores sincrónicos pueden funcionar como unidades de *grid-forming*, y son ideales para la emulación de inercia de DGs que no están conectados con la red principal. El hecho de que la derivada de frecuencia no sea necesaria para la implementación es una ventaja importante, ya que los términos derivados a menudo inducen ruido en el sistema. Aunque el convertidor sincrónico puede

replicar la dinámica exacta de un generador sincrónico, la complejidad de las ecuaciones diferenciales utilizadas puede conducir a una inestabilidad numérica. Además, una implementación basada en fuente de voltaje significa que no hay protección inherente contra transientes de gran amplitud de la red, lo que puede requerir de sistemas de protección externos para un funcionamiento seguro.

Otras topologías en esta categoría son la máquina virtual sincrónica (VISMA) [95] (topología de IEPE), cuyo modelo se implementa por medio del controlador digital de un inversor de potencia, replicando la dinámica de un generador sincrónico. Las mediciones instantáneas del voltaje de red se utilizan para calcular las corrientes del estator de la máquina virtual y estas corrientes se inyectan a través de un enfoque de control de corriente de histéresis utilizando un inversor de potencia. También está la topología de Kawasaki Heavy Industries (KHI) [96] que, en lugar de utilizar un modelo dinámico detallado de un generador sincrónico, se implementa un modelo de regulador de voltaje automático en un controlador digital para generar la amplitud de voltaje y referencia de fase para la máquina virtual.

Ventajas

- Réplica precisa de la dinámica de un generador sincrónico.
- No requiere de un derivador de frecuencia.
- Uso de lazo de seguimiento de fase (PLL) sólo para sincronización.

Desventajas

- Preocupación por inestabilidad numérica.
- Modelos matemáticos de mayor precisión requieren ser de orden elevado.
- Sistemas de protección externos para funcionamiento (sobrecorriente).

2.1.8 EJEMPLOS DE APLICACIÓN

En la siguiente sección se dan a conocer algunos ejemplos de aplicación de inercia sintética en el mundo. Esto abarca desde prototipos hasta plantas de generación conectadas a la red.

SUR DE AUSTRALIA: INERCIA VIRTUAL EN PRÁCTICA.

La batería a gran escala ESCRI-SA en la subestación Dalrymple, Australia, también conocida como Dalrymple BESS, permitió fortalecer la red y mejorar la confiabilidad mediante el almacenamiento de energía [97].

Dalrymple BESS permitió que más de 100 km de líneas de transmisión y distribución se conecten y operen con un parque eólico de 91 MW y más de 2 MW de paneles solares en azoteas como DER en la península inferior de Yorke, en el sur de Australia a fines de 2018. Antes de implementar esta solución, los consumidores locales de energía estaban expuestos a problemas de confiabilidad debido a las frecuentes tormentas eléctricas.

Este sistema de almacenamiento de energía (BESS) de 30 MW y 8 MWh es la primera batería conectada a red de transmisión en el Mercado Nacional de Electricidad (NEM, por sus siglas en inglés) que brinda servicios de mercado regulados y competitivos.

Este sistema fue entregado por el propietario de la red de transmisión de alta tensión, ElectraNet, y demuestra cómo las soluciones de automatización y control (propiedad de Hitachi ABB Power Grids) trabajan junto con una solución escalable de almacenamiento de

energía y microrredes para operar como una máquina sincrónica virtual y proporcionar inercia sintética, lo cual tiene como objetivo fortalecer a la red eléctrica. Además de esto, el sistema de almacenamiento de energía denominado *PowerStore* optimiza la capacidad de almacenamiento de energía de las baterías en modo generador virtual, lo que permite mejorar la confiabilidad y la resistencia en la red.

El proyecto generó nuevas fuentes de ingresos tanto en la mejora de las operaciones de la red como en la venta de servicios en los mercados energéticos. Además, disminuyeron drásticamente las interrupciones en los cortes de energía, pasando de 8 horas a 30 minutos durante los primeros seis meses de operación de la microrred. La solución mejoró la confiabilidad de la red local para minimizar la restricción de energías renovables, maximizar la confiabilidad y reducir los costos operativos. Mientras están en modo isla, los clientes de la red local continúan recibiendo energía segura y confiable de fuentes 100% renovables.

Durante los primeros 18 meses de funcionamiento, Dalrymple BESS generó USD 13,8 millones por participar en los mercados de energía y servicios complementarios.

Dentro de sus funciones, destacan:

- Servicios complementarios, incluido el soporte de frecuencia y voltaje.
- Brindar servicios energéticos en el mercado nacional
- Operación segura y autónoma de la red local
- Inversor formador de red con modo de generador virtual patentado para una transición perfecta a modo isla.
- Capacidad de arranque de emergencia.

ESCOCIA: RESPUESTA DE UN PARQUE EÓLICO EN MODO GRID FORMING A EVENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y VARIACIÓN DE SU CONSTANTE DE INERCIA VIRTUAL.

Este proyecto logró utilizar energía proveniente de 69MW de turbinas eólicas terrestres, operado por *ScottishPower Renewables (SPR)*, a raíz de investigaciones a menor escala del control *grid-forming* aplicado a turbinas eólicas en 2017-2018. Según sus autores, este fue el primer parque eólico del Reino Unido conectado por convertidores de potencia que funcionó en modo *grid-forming*, y el más grande del mundo durante el 2019. La granja de 23 turbinas y 69 MW funcionó durante 6 semanas en modo *grid-forming*, explorando las contribuciones de inercia entre $H = 0,2$ s y $H = 8$ s y permitiendo la reactivación de una parte de la red eléctrica. Para una variación de frecuencia o RoCoF natural del sistema eléctrico de 0.11Hz/s, el sistema respondió emulando una constante de inercia de $H=4$ s a través de 60kW otorgados por las turbinas con potencia nominal de 3MW, destinando un 2% de su potencia máxima a la entrega de inercia sintética. Además, el sistema se forzó para operar con un RoCoF igual a 1Hz/s emulando una constante de inercia $H=8$ s, destinando aproximadamente 4% de su potencia máxima para otorgar inercia sintética (1MW por turbina para sintetizar inercia).

El proyecto, para otorgar las funciones anteriormente mencionadas, utilizó VSM para regular la frecuencia y el voltaje entregado por las turbinas, esencialmente para operar en modo isla manteniendo el sistema eléctrico estable y equilibrado.

El proyecto, ubicado en el parque eólico de Dersalloch en South Ayrshire, además permitió demostrar que la energía eólica puede restaurar una sección "apagada" de la red de transmisión. Este procedimiento utilizado para restaurar la energía en caso de un corte total o

parcial del sistema de transmisión eléctrico a menudo depende de combustibles fósiles tradicionales como el carbón y el gas. Por lo tanto, ofrecer arranque al sistema eléctrico utilizando energías renovables fue considerado un logro extraordinario y una primicia mundial, según *Siemens Gamesa Renewables Energy* (SGRE), uno de los socios.

Su éxito proporciona la base para que Dersalloch se convierta en el primer parque eólico con capacidad de arranque del mundo para el año 2022, el cual incorporará nueva infraestructura y almacenamiento de baterías en el sitio.

QUEENS UNIVERSITY BELFAST – IRLANDA DEL NORTE: INERCIA SINTÉTICA O "INERCIA DIGITAL" PERMITE ESTABILIZAR LA RED CON 1/10 DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA POR MEDIO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.

La consultora energética Everoze publicó en 2018 un informe llamado "*Batteries: Beyond The Spin*", basado en la investigación de Queens University Belfast (QUB), en donde se determina que solo 360 MW de almacenamiento de energía basada en baterías podría otorgar estabilidad al sistema eléctrico de todas las islas de Irlanda, lo que en la actualidad se podría llevar a cabo por medio de 3.000 MW de generación térmica convencional. El cambio a las baterías podría significar un ahorro de hasta 19 millones de euros (22,5 millones de dólares estadounidenses) al año y podría evitar la emisión de aproximadamente 1,4 millones de toneladas de CO₂ anualmente.

El proyecto de investigación de dos años de QUB, financiado por el gobierno del Reino Unido a través de una subvención de Innovate UK Energy Catalyst, estudió los datos operativos de la matriz de almacenamiento de energía AES Kilroot Advancion de 10 MW en Carrickfergus, Irlanda del Norte. Los investigadores de QUB observaron que el almacenamiento de energía basado en baterías puede proporcionar una respuesta inercial para la confiabilidad del sistema de manera mucho más eficiente, a un costo menor, con emisiones sustancialmente reducidas en comparación a una cantidad a la generación térmica y sin algunos de los inconvenientes, como las oscilaciones de recuperación posteriores al evento.

Al modelar el impacto de la matriz de almacenamiento de energía a escala, el equipo de QUB descubrió que el tiempo de respuesta de la matriz, que se acerca a 0,1 segundos, proporciona la misma estabilización efectiva que la inercia proporcionada por generadores sincrónicos.

Según lo determinado en la investigación, la clave para lograr esas reducciones de costos, combustibles fósiles y ganancias en estabilidad radica en eliminar las barreras regulatorias que impiden que las baterías brinden esos servicios, siendo una barrera para las soluciones innovadoras [98] [99].

PARQUE EÓLICO DE QUEBEC - CANADÁ: SISTEMA DE INERCIA SINTÉTICA IMPLEMENTADO EN PARQUE EÓLICOS.

Hydro-Québec TransÉnergie, con sede en Montreal, fue el primer operador de red en exigir esta funcionalidad en parques eólicos.

De acuerdo con lo señalado por ingenieros encargados de la planificación de sistemas de transmisión Hydro-Québec, existieron algunos eventos particulares en donde se observó el funcionamiento de la inercia entregada por plantas eólicas. Para eso, se menciona que fue necesario equipar a las fuentes de energía renovable para que se mantuvieran sólidas y no "dañaran a la red" durante tiempos de inestabilidad.

La inercia sintética se logró reprogramando los inversores de potencia conectados a las turbinas eólicas para que emularan el comportamiento de masas giratorias sincronizadas.

Québec a fines de 2016 logró tener alrededor de 3.300 MW de energía eólica, y debido al desarrollo de la industria eólica en Canadá se prevé 8.000 MW adicionales para 2025. Por esto, los fabricantes de turbinas están mejorando su tecnología de inercia sintética para cumplir con el desafío.

En 2005, la empresa actualizó su código de red, ordenando que las nuevas turbinas eólicas fueran capaces de entregar un aumento de potencia equivalente al 6% de su capacidad nominal durante eventos de baja frecuencia. Los fabricantes respondieron con diseños de inercia sintética, y los primeros controles se instalaron en 2011.

Para emular el comportamiento inercial de los equipos rotativos masivos, un generador renovable debe encontrar energía extra que tenga a disposición de forma rápida. Las turbinas eólicas de Québec lo hacen mediante los convertidores de potencia conectados a las turbinas y sus partes móviles. Cuando las turbinas eólicas se enfrentan a un desequilibrio entre carga y generación que causa una desviación de frecuencia en el sistema eléctrico, estas deben ser capaces de extraer algo de energía cinética almacenada en las masas giratorias de las turbinas eólicas.

ENERCON presentó un esquema mejorado de control de inercia sintética en el Taller de Integración Eólica del año 2015. Mientras que la primera generación de ENERCON "*Inertia Emulation*" hizo que los rotores volvieran a su velocidad óptima lo más rápido posible, el nuevo esquema utiliza la estimación de potencia y el control de lazo cerrado para permitir una reacceleración suave y sintonizable.

Markus Fischer, gerente regional de integración de la red de ENERCON con sede en Montreal, señala que el esquema actualizado mostró "resultados prometedores" en pruebas en turbinas a gran escala y que "se espera que el despliegue comercial ocurra en un futuro próximo". La modernización de sus máquinas de primera generación dice, no requerirá hardware adicional [100].

[TECHNICAL UNIVERSITY CLAUSTHAL - ALEMANIA: SISTEMA DE CONTROL DE INERCIA VIRTUAL CON INTERFAZ DE CONTROL.](#)

El sistema fue construido en el Instituto de Ingeniería de Energía Eléctrica y Sistemas de Energía (IEE), TU Clausthal, Alemania. Este funciona en modo isla bajo la frecuencia nominal de 50 Hz, donde el tamaño base del sistema es de aproximadamente 40 kVA. Consta de dos tipos de generación; es decir, 36 kW de un generador sincrónico (generación convencional) y 10 kW de aerogenerador / 10 kW de sistemas solares (RESs / DGs). La electricidad es consumida por 40 kW de cargas.

Respecto al sistema de control de inercia virtual (VISMA), este tiene una capacidad instalada a través de baterías plomo-ácido de 15 kWh con un SOC nominal del 50%. Cuenta con unidades de control primario y secundario, que es controlado por el generador sincrónico. El VISMA es responsable de la emulación y el control de la inercia. Las unidades RES pueden proporcionar una cantidad considerable de energía al sistema, pero no participan en el control de frecuencia.

2.2 EQUIPAMIENTO Y COSTOS ASOCIADOS A LA TECNOLOGÍA.

El detalle del equipamiento y la estimación de costos, se consideró el *Estudio de Costos de los Servicios Complementarios, Sistema Eléctrico Nacional 2020-2023* [101] entrega información sobre costos relacionados a servicios complementarios en Chile.

Los costos determinados contemplan tecnologías de equipamientos y de sistemas de control, además de costos relacionados con supervisión, monitoreo y medición, así como actividades de habilitación, procedimientos y pruebas de mantenimiento, operación y certificación [101], lo que podría ser información considerada para futuras implementaciones de inercia sintética.

En el Informe de Servicios Complementarios 2020 de junio de 2019 [102], cada Servicio Complementario es detallado en términos de la funcionalidad que aporta al cumplimiento de los estándares definidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio y con los que deberá contar el Coordinador para el cumplimiento de sus funciones. Esta información relevante para conocer el equipamiento relacionado al Servicio Complementario.

Por ejemplo, el sistema encargado de prestar el servicio complementario de respuesta rápida en frecuencia debe considerar costos de implementación de las siguientes componentes:

- Módulos de Baterías
- Inversora bidireccional DC / AC
- Actuadores programables a través de PLC
- Sistema de Protección
- Sistema de Control – SCADA
- Transformador Elevador Δ / Y

En el caso de centrales eólicas y fotovoltaicas se considera como inversión un Multimetro de Variables eléctricas, dispositivo que permite verificar la prestación correcta del control rápido de frecuencia, cuya función básica es monitorear y medir la frecuencia y potencia inyectada a la red y el cual será integrado al sistema de control y supervisión.

El proyecto ESCRI-SA es uno de los proyectos de baterías a gran escala de red que ARENA ha apoyado, incluidos dos sistemas de baterías recientemente puestos en marcha en el oeste de Victoria: el sistema de almacenamiento de energía por baterías Ballarat de 30 MW / 30 MWh y la batería Tesla de 25 MW / 50 MWh junto a la granja solar Gannawarra de 60 MW.

ESCRI-SA es un sistema de almacenamiento de energía en batería (BESS) de 30 MW y 8 MWh en Dalrymple en la península de Yorke de Australia del Sur [103]. Implementa un control VSM (método basado en generador sincrónico) que permite proporcionar los mismos servicios de estabilización a la red que los generadores tradicionales, incluida la potencia del sistema, regulación de frecuencia/voltaje y sobre todo inercia sintética. El proyecto necesitó de una inversión de \$ 23.26 millones USD, de los cuáles \$ 9.3 millones USD fueron entregados por parte de ARENA [104].

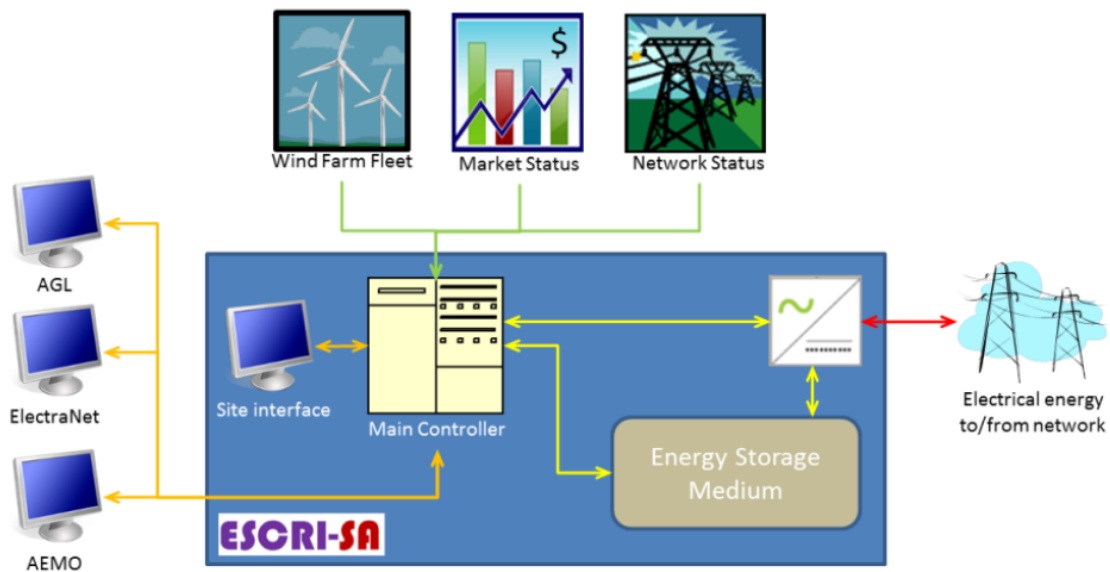


Figura 9. Topología básica del sistema BESS [100].

La topología del proyecto se puede observar en la Figura 9, que permite distinguir algunos elementos esenciales involucrados en el funcionamiento para el envío de información requerida por el operador del sistema australiano (AEMO), el propietario y proveedor de servicios de transmisión (ElectraNet) y el inversionista de generación (AGL).

A partir de la topología, se reconoce:

- Un procesador central basado en un controlador lógico programable (PLC) industrial.
- Un convertidor de potencia.
- El elemento de almacenamiento de energía.

El PLC debe proporcionar un control general de la planta a través de sensores remotos, unidades de control y periféricos remotos. Además, se debe considerar ya sea un controlador PLC de respaldo o la capacidad de establecer de forma predeterminada un modo de operación seguro en caso de falla del PLC principal. En acompañamiento a esto, se debe proporcionar un medio de almacenamiento y recopilación de datos. Es necesario una interfaz de persona a máquina, que permita la visibilidad de los parámetros de rendimiento operativo y la recepción de datos. Se destaca además la incorporación de un sistema SCADA modificado por el proveedor de esta tecnología (Hitachi-ABB) como control secundario de la planta, el cual permite recaudar parámetros de mercado, datos del estado de la red y datos sobre la fuente de generación renovable para poder entregar servicios al sistema eléctrico como el de inercia sintética, entre otros.

El convertidor de potencia (Inversor), compuesto por 12 inversores de 3.1MVA, se conectará a una media tensión de 33kV y debe cumplir con requisitos de desempeño técnico tales como tener una alta eficiencia ($FP > 0.99$; $THDV < 3\%$) y permitir un flujo bidireccional de potencia. Se destaca el control primario asociado (VSM) que permite que el convertidor opere en modo *grid-forming* para entregar inercia sintética, entre otras capacidades asociadas a este modo de operación. Este no utiliza un lazo de seguimiento de fase (PLL), ya que el control permite una

sincronización adecuada con la fase de la red. Por último, este convertidor es capaz de proveer corrientes de gran magnitud en caso de fallas en el sistema eléctrico de potencia, adecuado para el funcionamiento *grid-forming*.

Respecto al elemento de almacenamiento de energía (baterías), se debe cumplir con los códigos y estándares eléctricos estatales impuestos para estos elementos. Además, el voltaje de cada unidad que participe en este sistema debe ser mayor a 600 V y menor a 875V. Se destaca que debe existir una medición de la energía almacenada en las baterías para estimar una constante de inercia emulada por este sistema, que permitirá estimar el tiempo que el sistema entregará energía a la red para hacer frente a las variaciones de frecuencia.

Además, se hace énfasis en elementos adicionales necesarios para llevar a cabo este proyecto, tales como:

- Transformador elevador.
- Convertidor DC/DC elevador para baterías.
- Obra Civil.
- Subestación de control.

El transformador elevador debe estar adecuado para las entradas y salidas máximas esperadas en todo el rango de factor de potencia relevante, y deben tener clasificaciones para Voltajes de Alta Tensión y Baja Tensión, definidos por las buenas prácticas de servicios públicos y las normas estatales pertinentes. La configuración de los transformadores debe ser apropiada para los requisitos de diseño, clasificados para enfriamiento de aire solamente, tener una clasificación de aislamiento para un aumento de 65 ° C sobre la temperatura ambiente más alta del sitio en el sitio y garantizar una eficiencia de no menos del 98%. El transformador estará equipado con todos los accesorios necesarios para la red eléctrica.

Para las soluciones de batería, es posible el uso de convertidores DC/DC que hagan coincidir la salida de voltaje de la batería de cada cadena de baterías con el voltaje de entrada de las unidades de conversión de potencia y cumplan con todos los requisitos, códigos y estándares aplicables.

Toda la obra civil debe llevarse a cabo de acuerdo con todas las normas, códigos y ordenanzas locales pertinentes y debe basarse en un Informe geotécnico específico del sitio. A los efectos de cumplir con los requisitos de costos que se buscan, se asume que el sitio es plano, sin vegetación y tiene los parámetros geotécnicos básicos para llevar a cabo la obra.

La subestación de control debe ser apropiada para la aplicación del sistema y deber cumplir con requisitos y normas aplicables para subestaciones de media y alta tensión aplicadas al sistema eléctrico (generalmente la serie de normas IEC / AS 62271). Se incluye además hardware de monitoreo de subestaciones para cumplir con los requisitos de AGL / ELECTRANET.

Respecto a los costos asociados al proyecto ESCRI-SA, casi la mitad de estos fueron destinados a la instalación del BESS (convertidores de potencia para generador sincrónico virtual de ABB y baterías Samsung SDI), mientras que el resto se compuso de la subestación de control, costos civiles, estudios y otros costos relacionados en la Figura 10 [18].



Figura 10. Costos de construcción y mantención [101].

2.3 ESTIMACIÓN DE NIVELES DE INERCIA SINTÉTICA POR TECNOLOGÍA.

Las centrales eléctricas convencionales utilizan la energía almacenada en su masa rotatoria (respuesta inercial) y la energía almacenada en su fuente de energía primaria (control primario) para controlar la frecuencia. Para que esta sea proporcionada a través de generación conectada por medio de un convertidor de potencia es necesario disponer o crear un búfer de energía y un margen de potencia [105]. Actualmente existen tres formas de lograrlo:

1. Operar unidades fotovoltaicas o eólicas en puntos de operación subóptimos, creando una reserva de potencia y energía. Sin embargo, este modo de operación para este tipo de unidades se considera indeseable, ya que implica disminuir el rendimiento energético durante el funcionamiento normal y menores ingresos por concepto de venta de energía.
2. Uso de energía almacenada disponible intrínsecamente dentro de las unidades conectadas al convertidor. La Figura 11 muestra una descripción general de la energía mecánica y/o eléctrica almacenada por varias tecnologías de generación en una amplia gama de potencias nominales. Las líneas continuas conectan puntos con la misma constante de inercia, utilizada para normalizar la energía almacenada de las diferentes clasificaciones. Las áreas delimitadas por las constantes de inercia de 2 y 9 s, corresponde a la inercia de las centrales eléctricas convencionales. En cuanto a las turbinas eólicas (DFIG y convertidor completo), aunque algo de energía se almacena en el enlace DC del convertidor, la mayor parte de la energía disponible proviene de las aspas giratorias. Además, la constante de inercia total es comparable con la de las centrales eléctricas convencionales. El almacenamiento de energía de otras unidades convertidoras, como PV y HVDC VSC, proviene principalmente de la energía almacenada en el enlace DC. La energía dentro de otras partes de los sistemas de potencia (filtros, reactores de línea, entre otros) es despreciable.

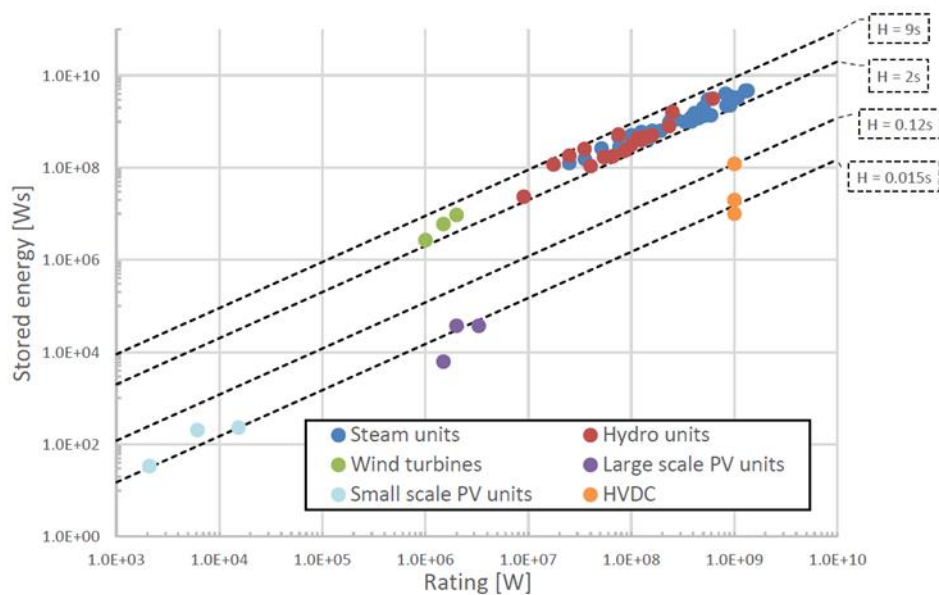


Figura 11. Estimación de inercia para diferentes fuentes generadoras de energía [106].

Dado que el contenido de energía cinética de la mayoría de las turbinas eólicas (aspas giratorias, generador y caja de cambios) es bastante considerable, se han presentado muchas estrategias de control en la literatura (tanto del mundo académico como de la industria) que solo aplican la energía cinética para proporcionar una respuesta de frecuencia. Al reducir la velocidad de la turbina, parte de la energía cinética se libera en el sistema después de una caída de frecuencia, de modo que se proporciona un aumento de potencia. Posteriormente, la velocidad de rotación vuelve a su valor óptimo (que depende de la velocidad del viento) al disminuir la potencia de salida. Debido a la flexibilidad de control, son factibles muchas variaciones de este enfoque de control básico.

3. Aplicar sistemas de almacenamiento de energía (ESS) para proporcionar el intercambio de energía (y el búfer) necesarios para ofrecer soporte de frecuencia. Con respecto a estos sistemas de almacenamiento de energía, su clasificación y capacidad determinan principalmente la cantidad de apoyo inercial que pueden proporcionar. Se puede utilizar una amplia gama de tecnologías de almacenamiento, como dispositivos de almacenamiento a corto plazo (por ejemplo, supercapacitores) u otras tecnologías de acción rápida (por ejemplo, baterías de iones de litio).

Para las conexiones HVDC que unen dos áreas asincrónicas, se puede aplicar el mismo enfoque de control. En este caso, la energía adicional que se proporciona se transfiere de un sistema a otro. Como tal, la inercia sincrónica disponible o la reserva de energía primaria de un sistema se aplica para apoyar al otro. Por supuesto, este enfoque de control no funcionará para las interconexiones HVDC integradas en la misma zona sincrónica.

Finalmente, se debe tener en cuenta que, aunque los convertidores imitan la respuesta inercial inherente (instantánea) de los generadores convencionales, nunca pueden igualarla exactamente porque siempre hay imprecisiones y retrasos en el tiempo involucrados en el

proceso de control (debido a la medición, filtrado, entre otros). Además, casi todas las unidades de generación conectadas al convertidor, que se utilizan para convertir la energía de las turbinas eólicas o los paneles fotovoltaicos a la red, están diseñadas específicamente para proporcionar energía a una red ya energizada. Estas no establecen el voltaje y la frecuencia de la red por sí mismos, sino que se sincronizan con el sistema AC mediante un mecanismo de sincronización preciso (PLL). En consecuencia, pueden soportar la inercia del sistema siempre que haya otras máquinas sincrónicas conectadas al sistema, pero en caso de que nos cambiemos a un sistema completamente basado en convertidores de potencia, se requieren enfoques novedosos sobre el control de convertidor, como un control *grid forming*. La solución óptima consiste en la implementación de distintas tecnologías que cumplan su función entregando su respectivo servicio para dar estabilidad al sistema eléctrico.

2.4 IDENTIFICACIÓN DE DESAFÍOS Y RECOMENDACIONES.

En la siguiente sección se muestran los principales desafíos identificados para el aporte de la inercia sintética [73].

2.4.1 ESTIMACIÓN DE INERCIA.

De acuerdo con algunas investigaciones [107], en Japón se presenta un procedimiento para estimar la constante de inercia de un sistema de potencia y la capacidad total energía cinética almacenada en generadores de apoyo a la red, utilizando los transientes medidos de la frecuencia. Los resultados mostraron que la constante de inercia del sistema de potencia de 60 Hz de Japón a mediados de los 90 era alrededor de 14 a 18 segundos en base a la carga del sistema, y la capacidad de reserva giratoria de los generadores de apoyo era de 20 a 40% de la carga del sistema.

Sin embargo, la inercia sintética emulada usando ESS y RES no va a ser constante como en el caso de la generación sincrónica tradicional. La inercia disponible en el sistema dependerá si las unidades RES están en línea o no y de la disponibilidad de recursos (velocidad del viento, radiación y estado de carga de los ESS), tal como se determinó posteriormente por medio mediciones de unidades de medida fasorial [108].

En concordancia con otra referencia [109], se presenta un método para estimar la respuesta inercial del sistema eléctrico mexicano bajo alta penetración de energía eólica, basado en la ecuación de balance. La eficacia de la estimación depende de la detección del momento de inicio de la perturbación y del cálculo del RoCoF. Por su parte, en la referencia [110] los resultados obtenidos indican que uno de los factores más importantes a considerar para la elección de una unidad de medida fasorial que permita estimar la inercia del sistema, será la medición precisa de RoCoF.

En el contexto de los sistemas de potencia modernos con unidades RES que participan en la respuesta inercial, la inercia del sistema también dependerá en gran medida de la disponibilidad de fuentes renovables en un momento dado. Por lo tanto, los datos de predicciones de energía fotovoltaica y eólica se pueden utilizar para complementar y mejorar aún más las técnicas de estimación de inercia descritas anteriormente. Los métodos de estimación de inercia precisos ayudarán a establecer un marco regulatorio para que operadores del sistema adquieran servicios inerciales, por lo que será fundamental para fines de planificación en sistemas de potencia modernos que tengan una alta penetración de RES. Además, tales estimaciones pueden proporcionar información útil sobre el funcionamiento estable en tiempo real del sistema.

2.4.2 FUENTES DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA SISTEMAS DE INERCIA VIRTUAL.

Los condensadores y baterías se han propuesto como ESS para el control dinámico de frecuencia utilizando convertidores de potencia, incluso proponen la utilización de ESS basado en supercondensadores para reducir el impacto de la variabilidad de las RES [79] [111]. Sin embargo, estos recursos tienen altos costos de inversión, y debido a que las variaciones rápidas de frecuencia necesitan ser compensadas por los sistemas de inercia virtual, puede afectar la vida útil del ESS.

Como solución, se propuso una combinación en paralelo de baterías y supercondensadores en [112] que se redujo significativamente el impacto de las componentes de alta frecuencia en las baterías, ya que los supercondensadores permiten mitigarlas. También, se determinó una unidad de batería más barata y pequeña implementada en un vehículo eléctrico híbrido [113], en donde se ha demostrado que una combinación en paralelo de baterías y supercapacitores proporcionará tanto el almacenamiento como las demandas de flujo de energía necesarias.

El almacenamiento de energía basado en volantes de inercia para emular inercia virtual se propuso en [114], debido a que han sido impulsados para su utilización en microrredes. A pesar de su cantidad limitada de energía almacenada, permiten intercambiar una gran potencia y tienen una larga vida útil.

Las nuevas tecnologías de paneles solares con capacidades de almacenamiento inherentes podrían ser otra forma de proporcionar inercia a través de sistemas fotovoltaicos. En [115], una celda solar de perovskita de bajo costo carga de manera eficiente baterías utilizando un convertidor elevador de voltaje DC/DC, su eficiencia se atribuye a la máxima recolección de energía. La perovskita sintética se ha identificado como posible material económico de alta eficiencia para la industria fotovoltaica comercial [116], ya que muestra una eficiencia de conversión de hasta el 15% [117] y se puede fabricar usando las mismas técnicas de fabricación de película delgada que las usadas para las células solares de silicio [118].

Los investigadores han comenzado a centrarse en medios alternativos de recurso energético para la inercia virtual. Una de las principales áreas que está ganando atención es la llamada "inercia térmica" de los sistemas de climatización (*Heating, Ventilating and Air Conditioning* o HVAC) de edificios comerciales. Como se discutió en [119], el consumo de energía de las unidades HVAC basadas en convertidores de potencia se puede controlar para proporcionar una respuesta inercial mientras se asegura que el cliente no se vea afectado. También se demuestra que ventiladores en edificios comerciales pueden proporcionar una gran fracción del requisito de regulación a la red nacional de EE. UU. sin requerir una inversión adicional. De manera similar, la gran instalación de HVAC en los centros de datos podría ser otro potencial para aprovechar la respuesta inercial en la red futura con la integración a gran escala de las unidades RES.

2.4.3 MEJORAS EN MODELADO Y CONTROL DE SISTEMAS DE INERCIA VIRTUAL.

La mayor parte de la investigación se ha centrado en implementaciones específicas de inercia virtual y los impactos más amplios de la respuesta inercial. La literatura actual carece de modelos matemáticos precisos que representen la dinámica del sistema eléctrico. Dichos modelos son esenciales para ajustar los parámetros y comprender el comportamiento operativo cuando los sistemas de inercia virtual están interconectados al sistema de potencia. En [120], se ha desarrollado un modelo de pequeña señal para un sistema de inercia sintética. La validez del modelo de pequeña señal desarrollado se ha verificado mediante la comparación

con un modelo de simulación del sistema que incluye no linealidades, y se ha aplicado para analizar los valores propios del sistema y sus sensibilidades con respecto a los parámetros del sistema.

De manera similar, en [121] se desarrolló un modelo de pequeña señal de un convertidor sincronizado (*Synchronverter*). Se considera la estrategia de control de un convertidor sincronizado y los impactos que tiene su resistencia de salida sobre la estabilidad y la eficiencia, utilizando simulaciones digitales en tiempo real. Se muestra que el convertidor sincronizado se vuelve inestable cuando se quita esta resistencia. Un valor razonable para que esta resistencia produzca un buen rendimiento provoca una degradación de la eficiencia de hasta aproximadamente cinco por ciento en una aplicación típica. Así, se propone una estructura modificada de convertidor sincronizado para mejorar la eficiencia quitando la resistencia del circuito de potencia y reemplazándola por una resistencia virtual en la estructura de control. De esta forma, un modelo de este tipo ayuda a mejorar la sintonización de las ganancias del controlador y proporciona un control sobre cómo se debe operar el sistema en general.

En [122] se ha descrito un enfoque analítico para estudiar el efecto de las microrredes con alta penetración de RES sobre la estabilidad de la frecuencia. El método propuesto se basa explícitamente en las ecuaciones básicas del sistema de potencia que, a su vez, hacen que los índices propuestos sean completamente independientes del caso de prueba. El desarrollo de dicho método independiente de casos supera adecuadamente las dificultades asociadas con las dimensiones del sistema para facilitar mejor el análisis de impacto. Entre los diversos DER, los aerogeneradores DFIG, especialmente en forma de parques eólicos en la red de transmisión, tienen la capacidad de proporcionar una respuesta inercial sintética significativa.

El comportamiento y la coordinación entre los sistemas de inercia virtual y los generadores sincrónicos existentes son temas críticos para futuras investigaciones. En el futuro, con numerosas unidades de inercia sintética, la operación coordinada y la ubicación óptima también serán cuestiones de investigación importantes.

2.4.4 INERCIA SINTÉTICA COMO SERVICIO COMPLEMENTARIO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO.

En numerosos trabajos de investigación se ha propuesto la posibilidad de utilizar la inercia sintética como servicio complementario para mejorar la estabilidad de frecuencia de grandes sistemas eléctricos. En [123], se presenta un esquema de control para integrar microrredes DC como unidades emuladoras de inercia sintética en una red AC tradicional, incluye una regulación de frecuencia mejorada y un control *droop* dual con la finalidad de:

1. Integrar DERs, cargas y almacenamientos de energía en la microrred DC a través de un VSM.
2. Lograr la administración de potencia entre la red AC y la microrred DC, permitiendo que DER y cargas operen a potencia nominal dada una frecuencia determinada por la red; Con el esquema de control, los recursos dentro de la microrred se pueden enviar como un servicio complementario para la respuesta inercial.
3. Entregar inercia, proporcionar una reserva de energía para la red con el apoyo de almacenamientos prácticos de energía y desacoplar la salida AC de las cargas y DER de respuesta rápida.

Otra fuente importante de energía infrautilizada se encuentra en los centros de datos modernos. Los centros de datos necesitan un alto grado de confiabilidad y, como resultado, grandes cantidades de almacenamiento de energía de respaldo que no se utilizan durante las condiciones normales de operación. El trabajo de investigación en [124] ha demostrado métodos para utilizar estos recursos utilizando técnicas de respuesta a la demanda. El sistema de control propuesto equilibra la generación y el consumo en cada intervalo de tiempo durante el período de un día.

En [125] se ha presentado un modelo de compromiso unitario que combina la inercia del sistema de las plantas convencionales y la inercia sintética de las plantas eólicas en la programación del sistema, lo que permite un análisis económico del sistema de inercia. El modelo se aplica en primer lugar para analizar el beneficio de la inercia sintética en el futuro para el sistema de potencia de Gran Bretaña. Los resultados sugieren que podría reducir efectivamente el costo de operación del sistema al contar con una alta penetración de generación eólica. En otra perspectiva, asumiendo que las plantas eólicas pueden proporcionar la misma inercia que las plantas convencionales, se analizó qué parte del total de las plantas eólicas deberían estar equipadas con capacidad de inercia sintética. Los resultados muestran que el ahorro marginal de costos de operación de la inercia virtual se reduce rápidamente con la mayor cantidad de plantas eólicas capaces de proporcionar inercia. Los resultados de este estudio podrían usarse para respaldar el análisis de costo-beneficio para decidir la cantidad óptima de plantas eólicas que se equiparán con capacidad de inercia sintética.

Los parques eólicos modernos ya están obligados a través de diversas leyes y reglamentos a proporcionar servicios complementarios inerciales [41]. Aunque parece haber varias alternativas para tratar los efectos de la generación eólica en la regulación de frecuencia, se necesita más investigación para determinar qué enfoque será más efectivo para sistemas específicos. También puede ser necesario repensar el control secundario, ya que las perturbaciones de frecuencia debidas a la generación de viento tienden a caer dentro del límite de escala de tiempo tradicional entre las acciones de control primarias y secundarias. Además, se mencionan varios métodos propuestos por la literatura para establecer el concepto de descarga de energía cinética en parques eólicos, con la finalidad de apoyar la frecuencia del sistema. Se requiere más trabajo para establecer el momento óptimo de la descarga de energía cinética y el perfil óptimo de esta sobretensión en coordinación con las características de las plantas convencionales.

Los fabricantes de aerogeneradores comerciales, como WindINERTIA [126] y ENERCON [100], ya ofrecen una respuesta de inercia virtual. WindINERTIA propone un nuevo método para estimar la respuesta de frecuencia del sistema eléctrico debido al disparo de la generación. El método puede incluir tanto máquinas sincrónicas convencionales como generadores eólicos modernos con funciones de regulación de frecuencia. Los resultados de simulación han mostrado un excelente desempeño del método propuesto. Requiere menos parámetros del sistema, se ejecuta mucho más rápido en simulación y tiene un nivel aceptable de precisión. ENERCON presentó un esquema mejorado de control de inercia virtual en *Wind Integration Workshop* del año 2015. La primera generación de ENERCON *Inertia Emulation* hizo que los rotores volvieran a su velocidad óptima lo más rápido posible y la segunda generación utiliza la estimación de potencia y el control de lazo cerrado para permitir una reaceleración suave y sintonizable.

Por otro lado, principales fabricantes de inversores como FREQCON, Schneider Electric y ABB ya ofrecen capacidades de respuesta inercial.

El uso de vehículos eléctricos (VE) para proporcionar servicios complementarios se ha convertido en un tema de investigación popular tal como menciona [127], que deja ver que V2G compite con más fuerza por la energía cuando hay un pago de capacidad por estar en línea y disponible, con un pago de energía adicional cuando la energía se despacha realmente. Este es el caso de los mercados de servicios complementarios de reservas giratorias y regulación. Para estos mercados, incluso si la energía V2G pierde dinero por cada kWh vendido, puede compensarlo con creces con el pago de capacidad.

Normalmente, el algoritmo de control de los convertidores bidireccionales en los vehículos eléctricos se puede modificar para la implementación de inercia sintética [128]. Los vehículos eléctricos tienen un gran potencial para proporcionar regulación de frecuencia al sistema. El uso de vehículos eléctricos para mantener la estabilidad de la frecuencia puede reducir significativamente las desviaciones de frecuencia a lo largo de todo el día. Al mismo tiempo, las fluctuaciones de potencia de los generadores convencionales se reducen en cierta medida.

2.4.5 ESTRUCTURA DE MERCADO PARA SISTEMAS DE INERCIA SINTÉTICA.

Actualmente no existe ningún mercado para la inercia sintética ni para la inercia de generadores sincrónicos convencionales. Los generadores sincrónicos y algunas cargas en el sistema eléctrico proporcionan inherentemente una respuesta inercial y se tratan como un recurso gratuito. A medida que el sistema eléctrico se vuelve dominado por inversores, los requisitos de inercia se convertirán en un valioso producto comercializable y las unidades generadoras exigirán una compensación financiera.

Un enfoque basado en el mercado puede ser una solución rentable para garantizar la suficiencia de los servicios inerciales en el futuro mercado de la energía [129]. El análisis preliminar realizado sugiere que los mercados de regulación rápida en frecuencia solo tendrán un impacto significativo en la industria eléctrica si hay un precio y una demanda de alta (independientemente de la penetración de energía renovable). Además, la presencia de un mercado como este que valora la inercia proporcionada por los generadores sincrónicos tendrá como resultado una regulación rápida en frecuencia limitada. En última instancia, dado que los costos en la industria eléctrica se traspasan inevitablemente a los consumidores, una reducción en la cantidad de reguladores de frecuencia rápidos externos requeridos (generalmente más costosos que la inercia de generadores sincrónicos) resultará en una reducción de los costos para los consumidores.

En [130] se presenta un esquema para negociar la inercia. Además, el documento sostiene que la inercia no debe negociarse en términos de potencia o energía, sino más bien en términos de una métrica de inercia. El escrito menciona que la inercia del servicio, que aún es gratuita, debe canjearse en un sistema de potencia moderno, debido a los costos adicionales por la provisión de inercia virtual. Una unidad de intercambio adecuada es la inercia ($kg \cdot m^2$), ya que representa el comportamiento de las máquinas sincrónicas actuales con respecto a la inercia del sistema. El costo nivelado de la inercia ($\$/kg \cdot m^2$) es un parámetro de comparación adecuado para la provisión de inercia por diferentes fuentes.

En [131] se propuso un marco de compromiso de unidad para servicios de frecuencia rápida en el sistema eléctrico con limitaciones de estabilidad transitoria que representan los requisitos

de rendimiento dinámico. Se proporciona la base para construir una herramienta de simulación de mercado integral con integración de restricciones de seguridad de desempeño dinámico. La comparación de la precisión del modelo de dinámica adoptado con la de una simulación completa también es de gran interés. Se considerarán los impactos de las turbinas eólicas capaces de brindar servicios de regulación de frecuencia. Se demuestra además que la inercia adicional evita que se comprometan unidades costosas después de una perturbación de frecuencia y reduce el costo general de producción del sistema. Otros trabajos proponen un factor de penalización para los generadores que no brindan respuesta inercial, pero hasta el momento no existe una estructura clara sobre cómo debe operar el mercado de inercia y es un área de investigación abierta.

Un método que merece una mayor exploración es el despliegue de inercia como "servicio" para la calidad de la energía. Por ejemplo, como operador de microrred, se puede ofrecer servicios inerciales basados en ciertos criterios, como los RoCoF máximos permitidos y/o la desviación de frecuencia, con la finalidad de apoyar al sistema eléctrico. Las métricas de calidad de servicio (QoS) que se han propuesto para los servicios de computación en la nube se pueden recopilar para que los sistemas eléctricos midan la cantidad de energía en términos de disponibilidad de respuesta inercial. En [132] se propone un mecanismo de clasificación basado en procesos jerárquicos analíticos (AHP) que puede evaluar los servicios en la nube en función de diferentes aplicaciones en función de los requisitos de QoS. La calidad puede evaluarse en términos de tiempo de respuesta después de una perturbación de frecuencia y/o inercia disponible. Esto fomentará un marco para que los operadores de microrredes incorporen servicios de respuesta inercial en el sistema en función de los requisitos de sus usuarios finales.

2.5 CONSIDERACIONES DE LA TECNOLOGÍA *GRID FORMING*.

A continuación, solo se presentarán las consideraciones sobre costos relacionados a hardware para la integración de la tecnología *grid-forming*, información obtenida a partir del informe técnico "*High penetration of power electronic interfaced power sources and the potential contribution of grid forming converters*" [15]. Los costos de desarrollo, operativos y de servicio, los costos relacionados con las patentes y las licencias, y los costos de las pruebas de certificación y cumplimiento también deberán tomarse en cuenta y pueden depender de varios factores.

Los requisitos de hardware para un convertidor en modo *grid-forming* se dan en función del rendimiento deseado de este modo de operación y los límites operativos dentro de los cuales sus características deberían estar operativas. La selección de rangos muy amplios para los límites operativos significa que todos los convertidores en modo *grid-forming* conservan sus características durante las condiciones más extremas del sistema y, por lo tanto, ayudan al sistema de potencia a superar dicho evento, pero también significa que se requieren mayor capacidad de corriente y mayores capacidades de suministro de potencia, lo que aumenta el costo relacionado con el hardware de potencia del convertidor. Optar por rangos más estrechos para los límites del convertidor con tal de mantener el costo bajo, implica que algunos o todos los convertidores en modo *grid-forming* cambian su funcionamiento durante el evento a un modo de protección, dejando así el sistema eléctrico desprovisto del soporte proporcionado en un principio.

El control *grid-forming* es fundamentalmente diferente del control que se emplea en la actualidad para los convertidores de potencia y, considerando el nivel de madurez general a mediados de 2019, requerirá un esfuerzo significativo de I + D por parte de los fabricantes de convertidores para desarrollar un nivel de preparación tecnológica. Entre los desafíos destacan los siguientes:

- Control de estabilidad e interacción.
- Desarrollo de hardware (convertidor y, cuando sea necesario, almacenamiento de energía).
- Redimensionamiento del hardware (tanto eléctrico como mecánico si se imponen niveles de tensión adicionales como resultado de la operación *grid-forming*).
- Desarrollo y validación de modelos cliente-usuario.
- Pruebas y certificación de cumplimiento de la red.
- Tiempo de ejecución.

Un convertidor en modo *grid-forming* instalado con fines de estabilidad del sistema se puede desarrollar como un convertidor independiente que sirva sólo para este propósito o como un control *grid-forming* y hardware adicional que se pueda integrar en convertidores que sirvan para propósitos adicionales, como por ejemplo sistemas de baterías que entreguen respuesta rápida en frecuencia o productores de energía fotovoltaica o turbinas eólicas.

Ambos conceptos tienen en común que la potencia y el manejo de gran capacidad de corriente deben asignarse considerando las características necesarias que debe tener el hardware y las características de la red, si se requiere una respuesta firme por parte del sistema eléctrico. El costo del hardware adicional dependerá en gran medida del rendimiento requerido en este modo de operación y de los límites operacionales.

Si es más rentable integrar las funciones *grid-forming* en un convertidor de potencia que cumpla con otras tareas probablemente dependerá del equilibrio entre los ahorros de la utilización de la infraestructura existente y el trabajo de diseño, frente a la dificultad de integrar las funciones *grid-forming* con las funciones principales del convertidor.

Los ahorros potenciales incluyen:

- Reutilización de componentes con capacidad inherente de sobrecarga a corto plazo, como transformadores de potencia y cables.
- Las obras civiles adicionales son mucho menores que las requeridas para un convertidor con capacidad *grid-forming* independiente.
- Funciones adicionales por parte del hardware instalado para los servicios que provea la capacidad *grid-forming* y por parte del equipo para tareas primarias.

Los potenciales desafíos incluyen:

- Dificultades para integrar las funciones *grid-forming* con las funciones principales del convertidor de potencia.
- El hardware adicional para los servicios que provea la capacidad *grid-forming* presenta un riesgo potencial de tiempo de inactividad adicional que podría afectar las tareas principales y, por lo tanto, el flujo de ingresos.

El requisito de hardware adicional para una corriente nominal mayor y, potencialmente, un sistema de almacenamiento de energía, son las fuentes de costo adicional para un convertidor en modo *grid-forming* y es lo que permite que el convertidor otorgue su potencial *grid-forming* en una gama más amplia de límites operativos. Hay que tomar una decisión sobre cuán amplios deben ser los límites operacionales; donde la compensación esta entre el costo del convertidor en modo *grid-forming* y la respuesta requerida por el sistema eléctrico. Aún no se comprende de forma clara el impacto en términos de soporte y operación del sistema de operar un convertidor con capacidad *grid-forming* sin capacidad de hardware adicional para soportar las características *grid-forming*. Como se dijo anteriormente, tal convertidor apoyaría la operación del sistema de potencia cuando no esté en su límite de operación, pero, por otro lado, existiría un cambio significativo cada vez que pase entre su modo de operación *grid-forming* a su modo de operación de limitación de corriente o potencia, lo que haría que las respuestas a los eventos de la red sean menos confiables.

Es así como se sugiere que se estudie detenidamente qué nivel de apoyo y seguridad al sistema eléctrico podría proporcionar la distribución geográfica y la variación estadística natural del punto de funcionamiento para un convertidor con capacidad *grid-forming* de capacidad limitada, determinando si la compensación asociada entre ahorro de costos y el riesgo adquirido es favorable.

2.5.1 CONSIDERACIONES PARA PLANTAS EÓLICAS.

La consideración de costos para las plantas de energía eólica debe reflejar los costos de desarrollo y el costo de capital adicional debido a cambios de diseño en comparación con los productos actuales, así como los gastos operativos debido al mantenimiento de componentes adicionales y al desgaste o reemplazos de componentes durante la vida útil del producto.

Los costos de desarrollo son significativos. Las plantas de energía eólica con capacidad *grid-forming* incorporada no están disponibles actualmente como productos estándar. Más bien, la tecnología se encuentra en una etapa de demostración o prototipo inicial [133]. Las plantas de energía eólica están sujetas a rigurosos procedimientos de certificación y se espera que tengan muy alta disponibilidad, confiabilidad y alta vida útil, por lo general 20 años o más. Como resultado, los esfuerzos de desarrollo deben alcanzar una madurez muy alta antes de un lanzamiento generalizado del producto. Por lo general, esto implica varias etapas de prueba a niveles de potencia crecientes, así como pruebas de campo y validación con una inversión significativa de tiempo, mano de obra y equipos de medición, como se demuestra en [134].

Se podría incurrir en costos de capital adicionales dependiendo de los límites operativos que sean relevantes para la aplicación. La cuantificación de los límites operacionales, en particular con respecto a la capacidad actual del convertidor de potencia y el tamaño de la reserva de energía, es necesaria para evaluar sus implicancias frente al costo de capital. Es muy probable que se requiera almacenamiento de energía adicional en la mayoría de los escenarios de límites operativos, porque las plantas de energía eólica están diseñadas para una transferencia de energía rentable al sistema eléctrico. Por lo general, no incluyen un almacenamiento interno significativo aparte de las masas rotacionales en el rotor de la turbina eólica. Sin embargo, el tren de transmisión mecánico a menudo está sujeto a estrictas limitaciones de la dinámica que le puede imponer el sistema eléctrico y, por lo tanto, puede no satisfacer los requisitos de los elementos de almacenamiento, ya sea en términos de capacidad, dinámica o ambos. La ubicación de los elementos de almacenamiento y la capacidad adicional del

convertidor pueden variar entre las soluciones y pueden incurrir en costos adicionales de capital de obras civiles.

Por último, los componentes adicionales, como los elementos de almacenamiento, pueden aumentar los gastos operativos debido a los intervalos de inspección o los programas de reemplazo. También pueden existir restricciones adicionales en términos de control operativo de las plantas de energía eólica, ya que no siempre se les permite operar de la manera más económica, por ejemplo, si se debe mantener una reserva de energía. Esto puede reducir los ingresos y puede verse como un gasto operativo adicional.

2.5.2 CONSIDERACIONES PARA PLANTAS FOTOVOLTAICAS.

Los sistemas fotovoltaicos se controlan para operar en el punto de máxima potencia (MPP), dependiendo de la radiación. El control *grid-forming* buscará proporcionar suficiente potencia y reserva de energía para responder adecuadamente a los cambios abruptos del ángulo de fase del voltaje de red para entregar una respuesta frente a variaciones de frecuencia. Proporcionar esta reserva de energía está vinculado a una operación sub-óptima y, por lo tanto, a la pérdida de energía generada y a la reducción de los ingresos económicos. Para lograr una reserva de energía de este tipo de forma continua, se podría requerir nuevos diseños de control, especialmente para aplicaciones a pequeña escala.

Con almacenamiento mínimo (solo un enlace de CC según el diseño y la estrategia de control), es posible que solo se proporcione una potencia adicional significativa en unos pocos milisegundos. En términos de reducción rápida de la potencia entregada a la red, es posible una respuesta rápida ya que no hay partes móviles / masas giratorias.

Por lo tanto, la disponibilidad de la tecnología *grid-forming* está relacionada principalmente con la energía fotovoltaica combinada con el almacenamiento (BESS). En algunos países, por ejemplo, Alemania, se espera que las nuevas plantas fotovoltaicas en el futuro contengan almacenamiento adicional. Se incurriría en un costo marginal por reservar parte de su capacidad para brindar servicios en modo *grid-forming* de manera confiable.

Más allá de un aumento del costo del 5%, probablemente se obtendrá un mayor rendimiento, ya que con esta inversión se puede agregar almacenamiento. Se espera que el rendimiento por capital gastado sea mayor para la energía fotovoltaica y el almacenamiento en comparación con la eólica, ya que el costo indirecto de tamaño y peso es mayor para la energía eólica (donde los componentes están en la torre). Sin embargo, los costos dependen significativamente de la energía que se espera almacenar y de la duración del suministro de energía adicional.

2.5.3 CONSIDERACIONES PARA EL ALMACENAMIENTO A GRAN ESCALA DE RED (BATERÍAS)

Con respecto a sistemas de almacenamiento, existe disponibilidad tecnológica, ya que existen soluciones comerciales para microrredes [135], [136]. Las instalaciones con capacidad del orden de los MW existen predominantemente en sistemas más pequeños con una penetración de energía renovable muy alta y como alternativas al funcionamiento de generadores diésel [137]. Estos pueden tener que adaptarse para satisfacer todas las necesidades de las redes interconectadas. Como se ha mencionado, en Australia del Sur ya existe una instalación de red interconectada de 30 MW con control *grid-forming* [138].

El uso exclusivo al almacenamiento para utilizar sus capacidades *grid-forming* versus el uso compartido de servicios con asignación de prioridades es un tema que aún no se ha abordado.

En el caso de que se asuma un uso compartido, los costos evolucionan principalmente en la necesidad de un cambio sustancial en el sistema de control (que algunos proveedores de convertidores de baterías ya ofrecen comercialmente para aplicaciones en modo isla). Por lo tanto, los costos resultan, por ejemplo, del desarrollo, la prueba y la verificación de los sistemas que se necesitan adicionalmente.

Al igual que la aplicación *grid-forming* en sistemas fotovoltaicos, la aplicación masiva de sistemas de almacenamiento a pequeña escala en redes de distribución (incluidas las aplicaciones V2G potencialmente disponibles) debería lidiar con los requisitos de los operadores de red y costos adicionales de hardware.

2.6 AVANCES EN LA HABILITACIÓN DE INERCIA SINTÉTICA.

En la siguiente sección se muestran dos trabajos internacionales relacionados al funcionamiento de inversores en modo *grid-forming*, normativa y regulación.

2.6.1 DALRYMPLE GRID FORMING BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM (GF-BESS) – AUSTRALIA.

Dada la naturaleza innovadora de este proyecto, ElectraNet (proveedor monopolista de servicios de transmisión de electricidad en Australia Meridional) se comprometió desde el principio con los organismos reguladores para determinar un tratamiento regulatorio apropiado [139]. Este compromiso fue decisivo y llevó a AER y ESCOSA a aceptar el tratamiento regulatorio propuesto por ElectraNet para el BESS según las Reglas de Electricidad Nacional y el Código de Transmisión de Electricidad de Australia del Sur, respectivamente. Sin embargo, al aceptar el tratamiento regulatorio propuesto, AER no consideró que esto debería necesariamente sentar un precedente para todos los proyectos futuros, por lo que quedan por resolver varios problemas de tratamiento regulatorio para otros proyectos de baterías.

ElectraNet cumple con las obligaciones de servicio del Código de Transmisión de Electricidad de Australia del Sur (ETC), mantenido por la Comisión de Servicios Esenciales de Australia del Sur (ESCOSA) [140], que ha elaborado una serie de códigos industriales relevantes.

2.6.2 GC0137: ESPECIFICACIÓN MÍNIMA REQUERIDA PARA LA PROVISIÓN DE CAPACIDAD DE GRID-FORMING (GBGF) - GRAN BRETAÑA.

National Grid ESO dio cuenta de la solución VSM frente a la disminución de inercia en sistemas de potencia, por lo que propone agregar una especificación técnica no obligatoria al Código de Red (*Grid Code*), relacionada con “VSM”. La especificación permitirá a las partes aplicables (principalmente aquellas que utilizan tecnologías de convertidores de potencia, por ejemplo, parques eólicos, interconectores HVDC y parques solares) ofrecer un servicio adicional de estabilidad de la red que brindará la oportunidad de participar en un sistema comercial basado en el mercado [141]. En secciones posteriores se detallará las especificaciones mínimas requeridas por Inglaterra para el funcionamiento de inversores en modo *grid-forming*.

2.7 IDENTIFICACIÓN DEL POTENCIAL DE APORTE DE CENTRALES CON REGULACIÓN Y ALMACENAMIENTO.

La siguiente sección busca identificar el aporte a la flexibilidad y al control de frecuencia que pueden entregar las tecnologías BESS, CSP y otras como baterías Carnot, sumado a identificar

algunos parámetros de operación de dichos sistemas, como la vida útil de las tecnologías en función de sus patrones de carga/descarga.

Se identifica el potencial que podrían tener estas tecnologías en el mercado, de tal forma que se mantenga la operación óptima del sistema y que los proveedores o inversionistas de los servicios tengan los incentivos necesarios y suficientes para que el mercado se materialice.

Con respecto a las concentradoras solares de potencia, su aporte a la respuesta primera de frecuencia (PFR) mejora el nadir del sistema y ayuda al sistema a cumplir con las obligaciones para la respuesta en frecuencia (*Frequency Response Obligations*, FRO). Al comparar con la respuesta rápida de frecuencia (FFR) de un parque solar PV, el beneficio de la respuesta de frecuencia de la CSP es aproximadamente equivalente al 3% de control rápido provista por recursos basados en inversor/conmutador. Eso significa, por ejemplo, que por cada 100 MW de CSP que proporciona control primario, se proporciona el equivalente a 3 MW de control rápido en ese momento. En el sistema estudiado como el de California [142], con aproximadamente 10 GW de CSP, el control primario en todas las unidades proporcionaría el mismo beneficio en FRO que 300 MW de control rápido basado en inversores. El almacenamiento térmico debería contribuir a la sostenibilidad del control primario y podría contribuir a la velocidad de respuesta.

La obtención de control rápido a partir de estos recursos basados en inversores tendrá costos asociados, los cuales pueden incluir costos por vertimiento. La participación en control primario o control rápido variará según el proyecto en sí, lo cual dependerá de los parámetros técnicos del proyecto, tales como la química de la batería, capacidad de almacenamiento, la cantidad (es decir, número de horas por año que el servicio está disponible) y el tiempo (es decir, qué horas está disponible el servicio). En consecuencia, el valor económico general (o anualizado) de las diversas alternativas se deriva del impacto operativo general (es decir, durante las 8.760 horas completas de un año).

La provisión de control rápido por recursos basados en inversores, como dispositivos de almacenamiento de energía, puede mejorar el nadir de frecuencia del sistema y agregar un margen contra la pérdida de carga por subfrecuencia. Las respuestas rápidas mejoran el nadir del sistema, por ello, las respuestas de 1 a 2 segundos tienen un rendimiento ligeramente mejor y al mismo tiempo introduce problemas de robustez. Específicamente, las diferencias locales en la frecuencia durante las perturbaciones sugieren que la activación de FFR no debe ser más rápida que 0,5 segundos [142].

Con respecto a los niveles de cortocircuito, en base a simulaciones realizadas por NREL [142] la CSP tendería a incrementar los niveles de cortocircuito en áreas ricas en energía solar debido a la transmisión adicional, lo cual contrarresta los efectos de la disminución de la generación sincrónica. Para aquellos sistemas en los cuales existe un porcentaje importante de generación basada en inversores los niveles de cortocircuito serán más bajos y tendrán un menor nivel de robustez. Para casos en California y Arizona con zonas de alto potencial solar, la necesidad de proporcionar una capacidad térmica adecuada con su respectiva transmisión parece haber incidido en evitar que se redujera la robustez del sistema.

Otra variable importante para considerar es el tamaño de la CSP, ya que distintos arreglos de la planta pueden satisfacer distintas necesidades. A medida que cambian la demanda, la flexibilidad de la CSP como recurso puede utilizarse en beneficio del sistema. Es posible

implementar sistemas más pequeños, con costos iniciales más bajos para proporcionar máxima energía, mientras que sistemas más grandes con muchas horas de almacenamiento pueden estar destinados a entregar energía como central de base.

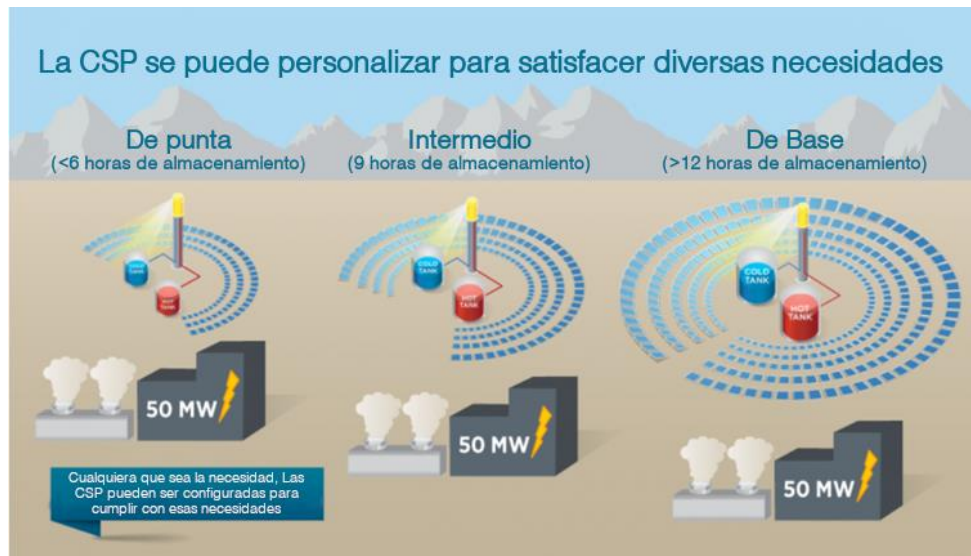


Figura 12. Tamaños personalizados de CSP para diversas necesidades [143].

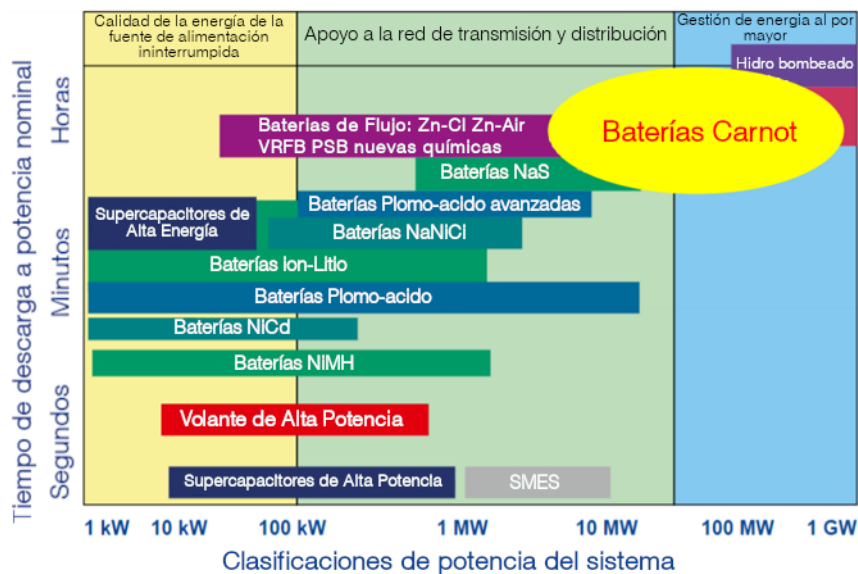


Figura 13. Aplicaciones previstas para baterías Carnot [144].

Con respecto a las baterías Carnot, esta tecnología está siendo analizada por GIZ Chile como una alternativa de reconversión de las centrales termoeléctricas a carbón en Chile, debido a su compromiso de cierre a más tardar al 2040. Esta innovación tecnológica que combina dos tecnologías maduras se plantea como alternativa de reconversión porque reutiliza infraestructura de la central termoeléctrica como la turbina y la combina con parte de la tecnología CSP, puesto que utiliza sales fundidas. Por lo tanto, dichos sistemas de almacenamiento tienen la capacidad de almacenar grandes volúmenes de energía mediante sus sales fundidas, por lo cual en base a su diseño y tal como muestra la Figura 13, tienen un

gran potencial para participar en arbitraje de energía, dada su gran potencia y duración de descarga.

En términos de los atributos de flexibilidad, dadas las simulaciones efectuadas por el Coordinador Eléctrico Nacional se identificó que: *“las baterías de Carnot podrían no ser capaces de proveer inercia en el momento de carga de la batería, lo que coincide con la máxima disponibilidad del recurso renovable solar y, por ende, en el momento en que la inercia alcanza sus niveles mínimos, las baterías de Carnot podrían no ser capaces de proveer inercia por sus altos niveles de mínimo técnico de la componente de generación. No obstante, el sólo hecho de estar en modo carga permite una elevada provisión de reserva de subida para control rápido de frecuencia, equivalente al de un sistema de baterías, lo que reduce considerablemente los niveles requeridos de inercia para el sistema, equivalente a la existencia de un gran esquema de desprendimiento automático de carga (EDAC), pero cuyo mecanismo de control no generaría desconexión de consumos reales, sino que de carga de la batería”*. Este es un análisis preliminar considerando que la batería Carnot, desde el punto de vista de reconversión, combina las características de una central termoeléctrica a carbón y una CSP.

El operador del sistema eléctrico de Irlanda elaboró un resumen reagrupando las distintas tecnologías, segmentó y clasificó las tecnologías que podrían ser capaces de entregar los 14 servicios de seguridad implementados en el programa DS3. Se destaca que el servicio “Respuesta sincrónica inercial, SIR” solo puede ser provista por unidades sincrónicas, quedando excluidas de este servicio las unidades que funcionan en base a inversores. Por ende, los sistemas BESS no podrían ser partícipe de dicho servicio, y las CSP, en conjunto a las baterías Carnot, podrían tener incentivos adicionales de remuneración al generar energía en base a turbinas de vapor.

Para los servicios del sistema DS3, la lista “Apta” establece las tecnologías que los operadores de Irlanda/Irlanda del Norte consideran probadas en este momento para fines de contratación, tal como muestra la Tabla 1. Se destaca que la designación de una tecnología como “Apta” no da derecho a un proveedor a un contrato por uno de los servicios, sino que, cada proveedor de servicios individual debe aprobar la evaluación de cumplimiento y cumplir con todos los estándares de prestación de servicios en términos de desempeño, siendo las tecnologías basadas en electrónica de potencia aquellas con mayor potencial de entregar respuesta rápida de frecuencia.

Además, si bien una tecnología puede considerarse probada para múltiples servicios, esto no significa que pueda proporcionar todos estos servicios al mismo tiempo. Algunos servicios solo se pueden proporcionar en determinados modos operativos.

Finalmente, para algunos tipos de proveedores de servicios (por ejemplo, parques eólicos, hidroeléctricas de bombeo), la capacidad del proveedor de servicios depende de la tecnología subyacente utilizada.

Tabla 1. Lista de tecnologías y su capacidad de participar de los servicios de seguridad en Irlanda [145].

Tipo de servicio proveedor	Sub-tecnología	FFR	FOR	SOR	SIR
Unidad de generación térmica/hidroeléctrica despachada de forma centralizada - CDGU	Carbón	✓	✓	✓	✓
	Turbina de gas ciclo combinado	✓	✓	✓	✓
	Turbina de gas ciclo abierto	✓	✓	✓	✓

Tipo de servicio proveedor	Sub-tecnología	FFR	FOR	SOR	SIR
	Petróleo destilado	✓	✓	✓	✓
	Turba	✓	✓	✓	✓
	Digestor anaeróbico/conversión de residuos de energía	✓	✓	✓	✓
	Calor y potencia combinados	✓	✓	✓	✓
	Biomasas	✓	✓	✓	✓
	Hidro	✗	✓	✓	✓
Energía Eólica - WFPS	Planta eólica	✓	✓	✓	✗
Almacenamiento	Baterías de estado sólido Ej: ion-litio	✓	✓	✓	✗
	Volantes (no sincrónico)	✓	✓	✓	✗
	Hidro bombeado	✓	✓	✓	✓
	Almacenamiento de energía de aire comprimido	✓	✓	✓	✓
Compensador sincrónico	Compensador sincrónico	✓	✓	✓	✓
Interconector HVDC	Corriente continua - convertidores de fuente de voltaje -VSC	✓	✓	✓	✗
	Corriente continua - convertidor de línea conmutada - LCC	✓	✓	✓	✗
Proveedores de servicios complementarios	Unidades de generaciones agregadas (a base de combustibles fósiles) - AGU	✓	✓	✓	✗
	Unidades del lado de la demanda industrial (respuesta a la demanda) - DSU	✓	✓	✓	✗
	Gestión del lado de la demanda residencial (respuesta a la demanda) - RDSM	✗	✗	✗	✗
Energía Solar	Solar fotovoltaico	✗	✗	✗	✗
	Solar térmica	✗	✗	✗	✗
	Solar concentrada	✗	✗	✗	✗
Energía Mareomotriz	Marea	✗	✗	✗	✗
	Olas	✗	✗	✗	✗
Leyenda: ✓ Apto ✗ No apto					

Por último, respecto a la vida útil para distintas tecnologías con capacidad de almacenamiento, la tecnología BESS como almacenamiento es quien se está potenciando con mayor intensidad bajo los mercados previamente estudiados, por lo cual es de suma importancia saber que ocurre con la vida útil de dichos proyectos porque tendrán una gran incidencia en la evaluación de los proyectos, al ser un factor crítico en posibles reinversiones y por ende siendo una variable sensible para los flujos de caja. En [146] se estudia el desgaste de la vida útil de un BESS al funcionar en regulación de frecuencia. Dada que la vida útil depende de la capacidad del BESS y de su operación, para términos de evaluación de la vida útil, esta se realizó con datos de BESS obtenidos de una operación real. Dicho sistema constaba de un sistema de baterías de 24 MW de potencia y 6 MWh de capacidad y se obtuvieron los resultados que la duración de la batería obtenida mediante un método simple fue de 6,47 años y la duración derivada de una función de densidad de desgaste es de 8,31 años. El cálculo con la función de desgaste tiene en cuenta la temperatura, la tasa de toma de carga y el *Deep of Discharge* (DoD), por lo cual se espera una vida útil esperada más precisa. Por último, en [147] se mostró la viabilidad técnica del uso de un BESS (de química LiFePO4) en el control de frecuencia

primaria, donde queda evidenciado que existe un compromiso significativo entre la vida útil esperada y la eficiencia general, lo cual restringe la elección de los parámetros operativos a una banda bastante estrecha. En el sistema estudiado, las vidas útiles superiores a 10 años se asocian en realidad a eficiencias inferiores al 60%, y esto ocurre principalmente debido a que el sistema BESS es subutilizado.

En relación con otras tecnologías de almacenamiento, se menciona la vida útil para el proyecto, puesto que son relativamente nuevas y no existe información más detallada al respecto. En el caso de la tecnología de Concentradora Solar de Potencia, el estudio de la vida útil se estima en base a proyectos que se encuentran en construcción, la cual oscila entre 25 y 50 años. Es importante destacar que varios proyectos construidos son relativamente recientes, por ende, su vida útil es basada en base a estimaciones propias de los desarrolladores. El caso de la concentradora SEGS I en California, es la única que posee antigüedad en su operación, la cual se encuentra en operación desde 1984 y aún está en funcionamiento. La Tabla 2 resume la vida útil de algunos proyectos ya construidos ubicados en distintas partes del mundo.

Tabla 2. Vida útil para proyectos de Concentradora Solar de Potencia.

Proyecto	Vida útil	Referencia
Andasol 1-3	Estimada en al menos 40 años	[148]
SEGS I to IX	Aún en operación después de 30 años	[149]
Crescente Dunes	Diseñado para 30 años	[150]
Godawari Solar	Tiempo de vida operativo estimado en 25 años	[151]
Cerro Dominador	Estimada en 30-50 años	[152]

Cabe mencionar, que la tecnología de batería Carnot al considerar las sales fundidas, su vida útil también estaría aproximadamente en 35 años, debido a que la mezcla de sales fundidas no sufre de degradación o necesidad de rellenado antes de este tiempo [153].

3 MERCADOS ELÉCTRICOS INTERNACIONALES.

La alta penetración de energías renovables y los compromisos por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han implicado nuevos desafíos, impulsando adecuaciones para aumentar la flexibilidad de los sistemas eléctricos. La flexibilidad permite que tanto generadores como consumidores cambien sus comportamientos en respuesta a ciertas señales (por ejemplo, señales de precio) ayudando al sistema a ser más eficiente. En este contexto, se han identificado a los sistemas de almacenamiento como una tecnología que posee un gran potencial de proveer de flexibilidad al sistema eléctrico.

A continuación, se procede a hacer un análisis de tres mercados internacionales: Australia, Inglaterra e Irlanda, en función de los cambios que han realizado en un contexto de alta penetración de energía renovable. Con respecto a los operadores de red de dichos países, son:

- En Australia se llama *Australia Energy Market Operator (AEMO)*,
- En Irlanda e Irlanda del Norte se llama *Single Electricity Market Operator (SEMO)*, y
- En Reino Unido, y por tanto Inglaterra, se llama *National Grid*.

3.1 CAPACIDADES INSTALADAS.

La selección de países de estudio es realizada buscando similitudes con el sistema eléctrico chileno en cuanto requerimientos de inercia sintética y composición tecnológica de matriz energética. Esta última se muestra en la Tabla 3 para la condición del año 2020.

Tabla 3. Matriz de generación para países seleccionados de estudio al año 2020 [Elaboración propia en base a [154] [155] [156] [157]]

Tecnología	Australia	Irlanda/ Irlanda del Norte	Reino Unido	Chile
Carbón	68,30%	10,7%	1,6%	18,7%
Diesel	-	8,0%	-	11,5%
Gas	8,04%	31,4%	34,5%	18,8%
Eólico	7,53%	37,2%	24,8%	9,6%
Hidro	7,12%	-	1,6%	25,9%
Solar	2,93%	2,0%	4,4%	13,6%
Almacenamiento	0,04%	4,0%	0,5%	-
Distribuido	5,95%	-	0,5%	-
Biomasa	-	-	6,5%	1,8%
Nuclear	-	-	17,2%	-
Interconexiones	-	7,0%	8,4%	-

3.2 INGLATERRA.

En el caso de Inglaterra se hace referencia a Reino Unido debido a que el sistema eléctrico se encuentra unificado para la isla principal. A continuación, se presentan los principales lineamientos que se han desarrollado en torno al concepto de una matriz eléctrica más renovable y con menores niveles de inercia.

El enfoque que se plantea para 2025 es contar con un sistema eléctrico sin emisiones de CO₂, con tecnologías más limpias, y proveedores descentralizados más pequeños. Esto significa que

los mercados buscan atribuir más valor a la respuesta del servicio y permitir decisiones más cercanas a la operación en tiempo real.

Por lo cual, a continuación, se presentan las hojas de ruta de los mercados que posee la *National Grid* para el 2025 que tienen incidencia en la inercia del sistema².

3.2.1 MERCADO DE RESPUESTA EN FRECUENCIA.

El sistema eléctrico británico está experimentando cada vez más condiciones de baja inercia, lo cual implica que la frecuencia se mueve más rápido después de un desequilibrio entre generación y demanda.

Actualmente los servicios de frecuencia de Inglaterra son:

- a) Respuesta Primaria: tiempo de respuesta de 10 segundos y ser capaz de estar activa durante 20 segundos.
- b) Respuesta Secundaria: tiempo de respuesta de 30 segundos y ser capaz de estar activa durante 30 minutos.
- c) Respuesta Alta de Frecuencia: tiempo de respuesta de 10 segundos y debe ser sostenida indefinidamente.

Estos servicios se materializan a través de:

- Una licitación mensual (*Firm Frequency Response*),
- Subasta semanal en etapa de pruebas y
- Un mecanismo denominado *Mandatory Frequency Response*.

Para abordar un sistema con menores niveles de inercia, se están implementando productos de respuesta rápida que entreguen MW proporcionalmente a las necesidades del sistema. Para gestionar las necesidades del sistema se implementará una combinación de nuevos productos: *Dynamic Containment (DC)*, *Dynamic Moderation (DM)* y *Dynamic Regulation (DR)*.

El primer producto en ser lanzado fue el *Dynamic Containment (DC)* el cual es un servicio que actúa posterior a la falla. Está diseñado para "capturar" la frecuencia antes de que caiga y que la demanda se desconecte. Se espera que este servicio actúe si hay un gran desequilibrio entre demanda y generación debido a un pronóstico de viento erróneo o un aumento abrupto de demanda. Por lo que se debe entregar potencia rápidamente cuando la frecuencia comience a moverse hacia el borde del rango permitido.

Con respecto a la *Dynamic Regulation (DR)*, esta se entrega continuamente, incluso durante los momentos de operación normal del sistema, regulando la frecuencia alrededor de 50Hz. Dichas operaciones se ilustran en la Figura 14.

² Se excluye de este estudio los mercados de reserva, potencia reactiva, restauración de servicio, mecanismos de balance y mercados de capacidad.

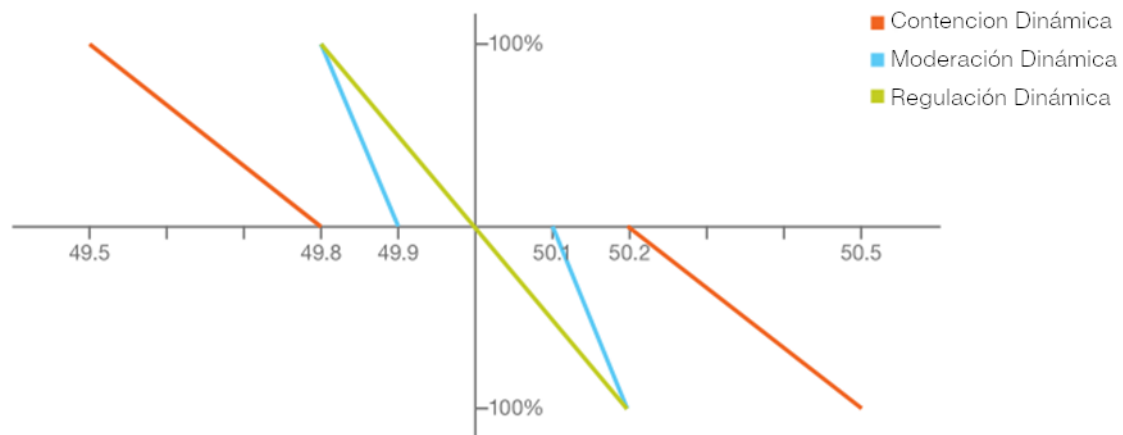


Figura 14. Nuevos servicios de respuesta en frecuencia (no se muestra las zonas de "banda muerta") [158].

DYNAMIC CONTAINMENT.

El *Dynamic Containment* (Contención Dinámica) es un servicio post-falla de acción rápida para contener la frecuencia dentro del rango permitido de $\pm 0,5$ Hz. El servicio se entrega con un tiempo de activación de 1 segundo, con una respuesta proporcional al error de la frecuencia y solo es activado si la frecuencia esta fuera de los límites operativos de $\pm 0,2$ Hz [159].

Este comenzó a ejecutarse durante el año 2020 con un volumen aproximado de 500 MW, y para los meses de verano en 2021 se establecieron requerimientos cercanos a los 1400MW, y un requisito ligeramente reducido de 1100MW en invierno [160]. La intención de limitar el volumen es promover la competencia y aumentar la liquidez en el mercado de respuesta de frecuencia. El volumen requerido se determina a partir del pronóstico de demanda, de inercia y de las contingencias consideradas, así como por las estrategias de adquisición de los servicios de frecuencia actuales (licitaciones mensuales) y el desarrollo de mercados de estabilidad, los cuales se mencionarán más adelante.

Este servicio podría tener un símil a lo que actualmente se conoce como control rápido de frecuencia en Chile. En este servicio un proveedor puede optar por proporcionar una respuesta por sobrefrecuencia o subfrecuencia de manera independiente. El diseño de este producto implica que los proveedores deberán ser capaces de brindar una respuesta proporcional rápida para eventos de contención poco frecuentes. La Tabla 4 muestra características operacionales del mercado, la cual se complementa de manera ilustrada con la Figura 15.

Tabla 4. Características operacionales para el mercado Dynamic Containment [161].

Tipo de Servicio	Rango Operacional [Hz]	Retardo [s]	Rampa [s]	Duración [min]
Sobrefrecuencia	+0,2 a +0,5	0,5	0,5	20
Subfrecuencia	-0,2 a -0,5	0,5	0,5	20

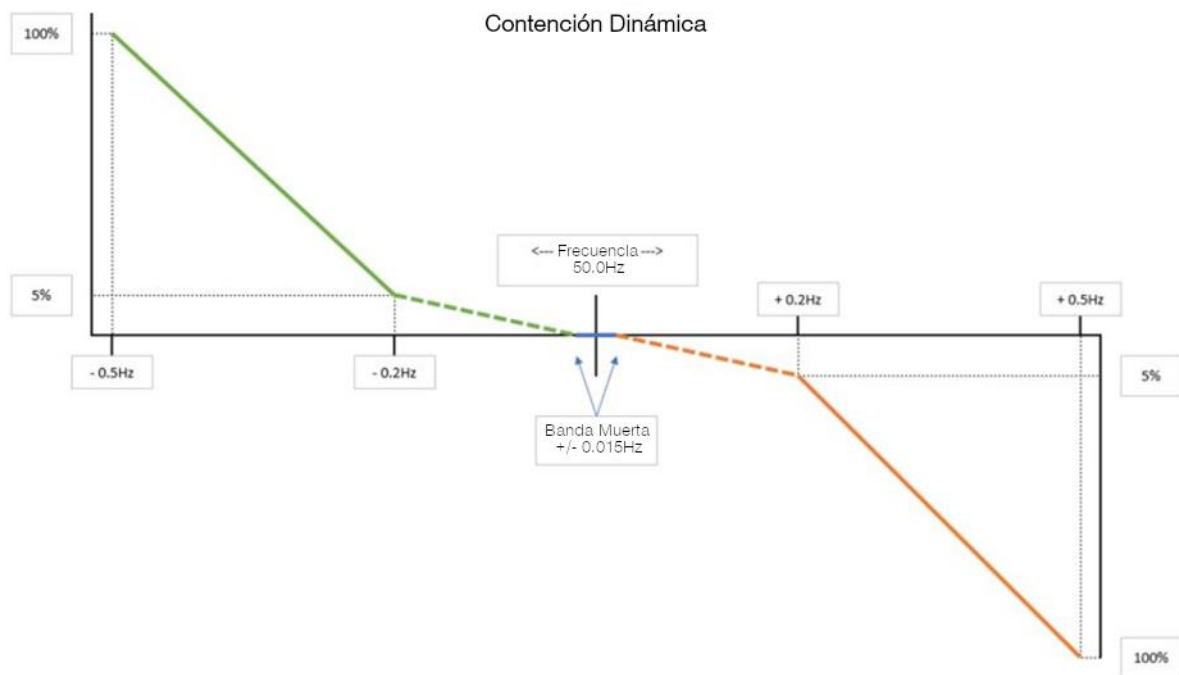


Figura 15. Rango de operación para el servicio de Dynamic Containment [148].

El límite que puede ofrecer una unidad para ofrecer el servicio es de 100 MW. Se espera que el operador realice una distribución espacial diversificada del servicio. No obstante, actualmente se ofrece *Dynamic Containment* en conjunto a Mecanismos de Equilibrio³.

CONSIDERACIONES DE LA CONTENCIÓN DINÁMICA.

En base al diseño del servicio, los participantes deben enviar su tarifa de disponibilidad en [£ /MW/h]. Los contratos adjudicados serán valorizados al precio ofertado (esquema *Pay-as-bid*). Sin embargo, las últimas mesas de trabajo que está realizando el operador están discutiendo cambios en la adquisición del servicio [162]. Dentro de las propuestas destacan las siguientes medidas:

- Automatización: El proceso de evaluación automatizado permitiría proporcionar validación en tiempo real. Lo cual dará capacidad para revisar y modificar pedidos hasta el cierre de la subasta. Además de disminuir riesgos operacionales debido a procesos manuales.
- Reducir duración de bloques horarios: Actualmente los contratos son por 24 horas, lo cual se busca cambiar a adquisiciones diarias por seis bloques de 4 horas. El cual permitirá entregar señales de precio de mercado más precisas.
- Modificar el esquema de pago a *Pay-as-clear*: Cada proveedor recibirá un contrato por el mismo precio al final de la subasta, alentando a ofertar a su costo marginal. Esto permitirá incrementar la transparencia del mercado, reducir la necesidad de pronosticar los precios de subastas y tener una señal de precio que puede ayudar a la toma de decisiones comerciales.

³ El mecanismo de equilibrio (BM) es la herramienta de mercado que utiliza el operador de la *National Grid* para gestionar el funcionamiento del sistema en tiempo real, la cual se basa en subastas y ofertas.

d) Se espera poder entregar la opción de compatibilizar con otros servicios.

GESTIÓN DEL ESTADO DE LA ENERGÍA (STATE OF ENERGY, SOE).

La *National Grid* requiere que la entrega del *Dynamic Containment* sea continua durante el día de servicio. Dentro de los parámetros claves que se encuentran en las bases administrativas, es que quien ofrece el servicio debe cumplir con las reglas establecidas para la gestión del “estado de energía” que determina el nivel de carga existente. La solución para la gestión de SoE para *Dynamic Containment* es requerir unidades de capacidad limitada para que:

1. Comience el día de prestación del servicio con un nivel de energía almacenada adecuado para su cantidad de respuesta contratada.
2. Revise el nivel de energía almacenada al inicio de cada período de liquidación durante ese día de prestación del servicio, observando la entrega de energía neta en el período de liquidación anterior.
3. Trate de devolver el nivel de energía almacenada a un nivel apropiado mediante la presentación (y seguimiento) de las líneas de base operativas. Esto significa cargar o descargar siguiendo una línea de base.

Para complementar lo mencionado en el Anexo 6.11, se presenta un ejemplo de la gestión del estado de la energía.

DYNAMIC MODERATION.

Las especificaciones técnicas aún se encuentran en desarrollo en colaboración de la industria. Este servicio está diseñado para que funcione previo a la falla, y está diseñado para que los proveedores puedan brindar una respuesta proporcional rápida frente a grandes desbalances, con un tiempo de actuación de 1 segundo. El servicio es simétrico, lo que significa que proporcionar 1 MW del servicio significa proporcionar 1 MW de respuesta ascendente y descendente. El diseño de este producto debe trabajar en conjunto con el servicio continuo de *Dynamic Regulation*. La Tabla 5 muestra características operacionales contempladas del mercado, esta se complementa de manera ilustrada con la Figura 16.

Tabla 5. Características operacionales para el mercado Dynamic Moderation [14].

Tipo de Servicio	Rango Operacional [Hz]	Retardo [s]	Rampa [s]	Duración [min]
Sobrefrecuencia	+0,1 a +0,2	0,5	0,5	20
Subfrecuencia	-0,1 a -0,2	0,5	0,5	20

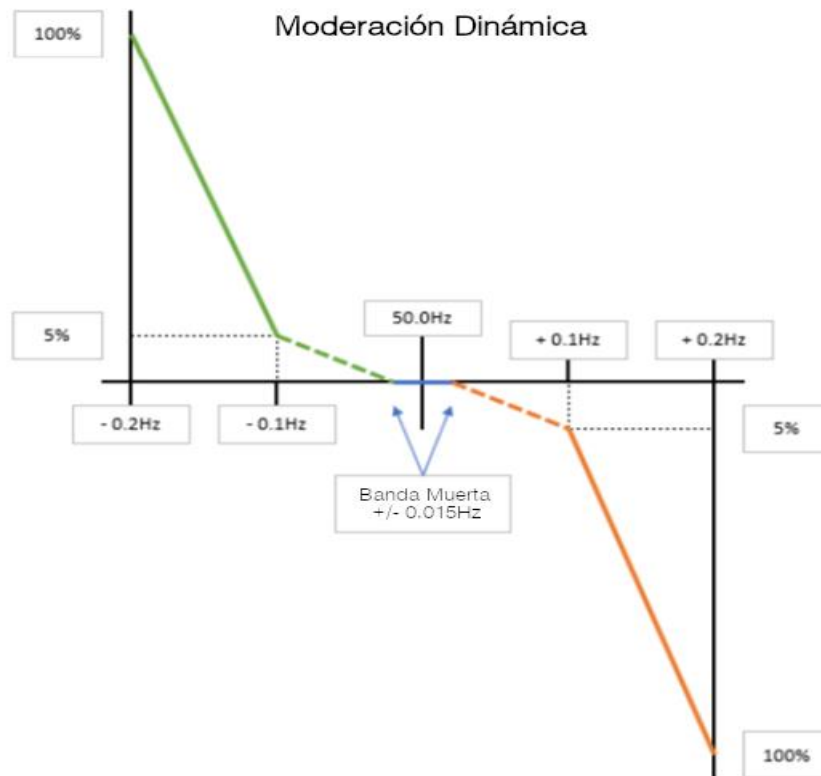


Figura 16. Rango de operación para el servicio Dynamic Moderation [161].

DYNAMIC REGULATION.

Las especificaciones técnicas al igual que el *Dynamic Moderation* se encuentran en desarrollo con la industria. Este servicio está diseñado para que funcione previo a la falla y ayudará a corregir desviaciones continuas pero pequeñas en la frecuencia del sistema. Por lo mismo tendrá un tiempo de respuesta más lento (alrededor de 10 segundos hasta la salida de potencia activa máxima) y, por lo tanto, estará abierto a la mayoría de los proveedores de respuesta existentes. Este servicio es simétrico, al igual que el *Dynamic Moderation*. La Tabla 6 muestra características operacionales contempladas del mercado, la cual se complementa de manera ilustrada en la Figura 17.

Tabla 6. Características operacionales para el mercado Dynamic Regulation [14]

Tipo de Servicio	Rango Operacional [Hz]	Retardo [s]	Rampa [s]	Duración [min]
Sobrefrecuencia	+0.015 a +0.1	2	8	Continuo
Subfrecuencia	-0.015 a -0.1	2	8	Continuo

La Tabla 6 Figura 17 esquematiza características operacionales del servicio *Dynamic Regulation*.

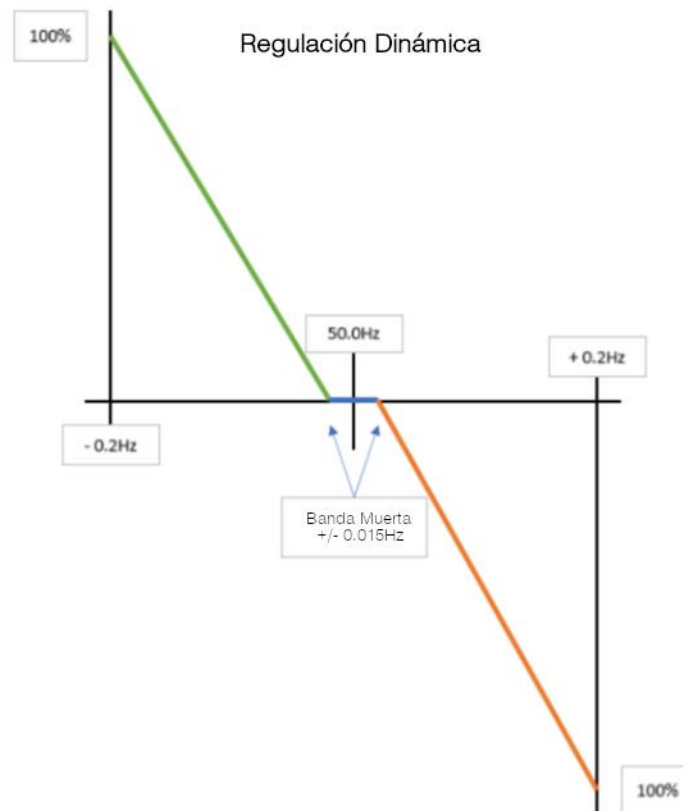


Figura 17. Rango de operación para el servicio *Dynamic Regulation* [161].

NECESIDADES SISTÉMICAS PARA *DYNAMIC MODERATION* Y *DYNAMIC REGULATION*.

El modelado detallado para determinar los requisitos de volumen exactos para los nuevos productos está en curso mientras se trabaja con la industria en los diseños de los productos. El requisito de respuesta está impulsado por los riesgos de frecuencia en el sistema, que están cambiando con la generación que se conectará a la red en los próximos años. El reporte publicado por la *National Grid* llamado *Frequency Risk and Control Report, FRCR* [163] revisa estos riesgos y, en última instancia, permite que el operador acuerde de manera transparente con la industria el equilibrio adecuado de costo-riesgo para el control de frecuencia para los consumidores en ese año.

El *Dynamic Regulation* permitirá compensar el uso de productos existentes (primario, secundario y dinámico alto) para cumplir con los requisitos actuales de 550 MW, el cual se ha buscado adquirir a través de licitaciones mensuales y subastas semanales. Los 550 MW se basan en las condiciones actuales del sistema y se ha mantenido como un requisito casi constante durante los últimos 3 años, aunque a veces hay condiciones operativas (como durante períodos de mayor incertidumbre) en las que este volumen se ve aumentado para gestionar mejor las pequeñas desviaciones de frecuencia [164].

El *Dynamic Moderation* está diseñado para gestionar los desequilibrios repentinos que causan desviaciones de frecuencia (por ejemplo, que surgen de los frentes meteorológicos cambiantes y errores de pronóstico), necesidad del sistema que evolucionará a medida que este se descarbonice.

En esta etapa, se espera adquirir volúmenes más pequeños de *Dynamic Moderation* que de *Dynamic Regulation*, a medida que se lanzan los servicios y que estos aumenten en el futuro. Se espera que con el despliegue del *Dynamic Containment* y prontamente con los demás servicios de frecuencia, gradualmente se adquieran menos servicios complementarios de frecuencia para licitar mensualmente, y sean eliminados gradualmente para el 2022.

3.2.2 MERCADO DE ESTABILIDAD.

La *National Grid* tiene como objetivo crear nuevos mercados para los servicios de estabilidad, que se adquirirán mediante una combinación de mecanismos a corto y largo plazo. Los mercados de estabilidad todavía son relativamente inmaduros y, por lo tanto, quedan muchas preguntas en torno a su diseño futuro. Actualmente se está utilizando un enfoque de “aprender haciendo”, y los proyectos pioneros permiten probar diferentes enfoques.

Los productos de estabilidad incluyen inercia, soporte de voltaje dinámico (también llamado "estabilidad de voltaje") y nivel de cortocircuito. La inercia en los sistemas de potencia contrarresta el RoCoF, y ayuda a prevenir la pérdida de generación. La característica común de todos estos productos es la entrega rápida de un flujo predecible hacia o desde el sistema eléctrico que evita que se vuelva inestable. La Figura 18 muestra la relación que existe entre el RoCoF y los servicios de estabilidad que está contemplando la *National Grid*.

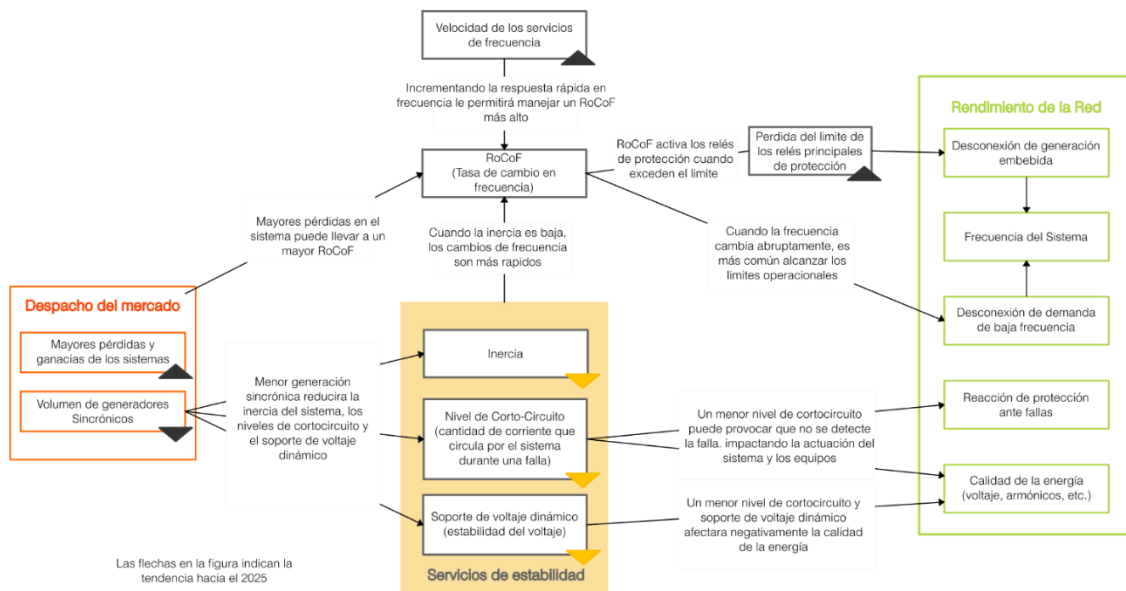


Figura 18. Relación entre el RoCoF y los servicios de estabilidad [158].

NECESIDAD OPERACIONAL.

El nivel de inercia nacional promedio anual estimado proporcionado por el mercado en 2020 fue de 197 GVAs⁴ [158]. Mientras, el nivel de cortocircuito y el soporte de voltaje dinámico varían según la ubicación, los métodos actuales para calcular el nivel de inercia implican estimaciones basadas en la información disponible de generación y demanda.

El requisito de inercia dependerá del RoCoF que el sistema pueda gestionar. A su vez el RoCoF dependerá del tamaño de la mayor pérdida/ganancia, la velocidad de los servicios de frecuencia y la inercia del sistema. El límite de los relés da el límite para el RoCoF. En 2020 operaron con un nivel mínimo de inercia de 140GVAs [158].

La inercia promedio anual prevista proporcionada por el mercado se verá disminuida para el 2025, según algunos escenarios energéticos planteados en planificación, la inercia puede cambiar desde 119 hasta 180 GVAs. Se espera también que el nivel de cortocircuito y soporte de voltaje disminuya en general.

Para el 2025, se espera poder tener un funcionamiento seguro que pueda permitir tener niveles de inercia inferior a 140 GVAs, para lo cual es necesario poder operar el sistema con un mayor RoCoF debido al desarrollos de dos ejes principales:

- El programa ALoMCP [165] en el cual los relés se actualizan para resistir cambios de frecuencia más rápidos.
- Los nuevos servicios de frecuencia de acción más rápida descritos previamente, como el *Dynamic Containment* (DC), que permitirán que el sistema administre un RoCoF más alto.

SERVICIOS DE ESTABILIDAD.

La estabilidad ha estado tradicionalmente disponible como un "subproducto" a través del despacho de unidades sincrónicas que participan del mercado. La *National Grid* tiene como objetivo crear mercados de estabilidad a corto y largo plazo para que la estabilidad sea proporcionada por una variedad de tecnologías. Se ha estado probando un enfoque de licitación a largo plazo a través de *Pathfinders*, de las cuales se distinguen dos fases:

- *Stability Pathfinder Phase 1*: adquirió 12,5 GVAs desde 2020/2021 hasta el 31 de marzo de 2026 de unidades sincrónicas y compensadores sincrónicos [166]. Para esta fase se busca definir mecanismos de pago, requerimientos técnicos, formas de participación e información general de implementación (reporte "*Stability Phase One Tender Interactive Guidance*") [167].
- *Stability Pathfinder Phase 2*: se está ejecutando actualmente una adquisición para 8.4 GVA de nivel de cortocircuito (solo en Escocia) [166].

Para el año 2025, se espera que los generadores sincrónicos aún proporcionen estabilidad cuando estén en funcionamiento. Además, los compensadores sincrónicos y la inercia sintética también sean proveedores de estabilidad.

⁴ La inercia del sistema se expresa en GVA (segundos de GVA), que son equivalentes a GJ. Por ejemplo, 4 GVAs equivale 4 GJ, o aproximadamente 4 segundos para un desequilibrio de 1 GW.

ABORDAR LAS INCERTIDUMBRES RESPECTO A LA ESTABILIDAD.

El objetivo de crear un mercado para la estabilidad es poder entregar una mejor solución a los consumidores a través de la competencia. Sin embargo, se debe evaluar la evolución de los requisitos de estabilidad como el diseño de los mercados de estabilidad. Por ello, se han creado iniciativas para estudiar el comportamiento de la estabilidad del sistema y las tecnologías que podrían proporcionar dichas soluciones, de los cuales se destacan:

- Un proyecto de innovación entre 3 operadores de transmisión para crear un modelo del sistema de transmisión en Gran Bretaña que permitirá estudiar el comportamiento electromagnético transitorio (EMT).
- Un trabajo de la *National Grid* en conjunto al *Imperial College* de Londres para crear un pronóstico de inercia a corto plazo utilizando técnicas de *machine learning*.
- Se está probando con un sistema de baterías para realizar *Grid-Forming* en Escocia, en conjunto con Belectric y la Universidad de Strathclyde.

3.3 IRLANDA.

En respuesta a los desafíos tanto nacionales como europeos, en Irlanda se inició un programa llamado DS3 “Entrega de un sistema eléctrico seguro y sostenible”. El DS3 es un programa de varios años que incluye una serie de modificaciones del código eléctrico, nuevos servicios del sistema y prácticas operativas para operar de forma segura un sistema con una penetración muy alta de generación conectada a convertidores.



Figura 19. Pilares fundamentales del programa DS3 [168].

Un aspecto central del programa DS3 es la publicación de los servicios del sistema (*System Services*, estos son productos, distintos a los del mercado de energía, que se requieren para el funcionamiento continuo y seguro del sistema eléctrico.

El *DS3 Programme* aumentó los servicios del sistema de 7 a 14, los cuales se encuentran agrupados en cinco categorías: servicios de reserva, rampa, inercia, respuesta rápida y potencia reactiva. En el Anexo 6.8 se presentan los 14 servicios con su abreviatura, unidad de pago y una descripción de cada uno.

El método de pago de los servicios será mediante la estructura mostrada en la Figura 20, donde las tarifas asociadas a cada producto fueron establecidas por el regulador y determinadas en conjunto con la elaboración del diseño de los factores escalares, buscando

impulsar la inversión en la prestación de estos servicios. A continuación, se explican dichos factores.

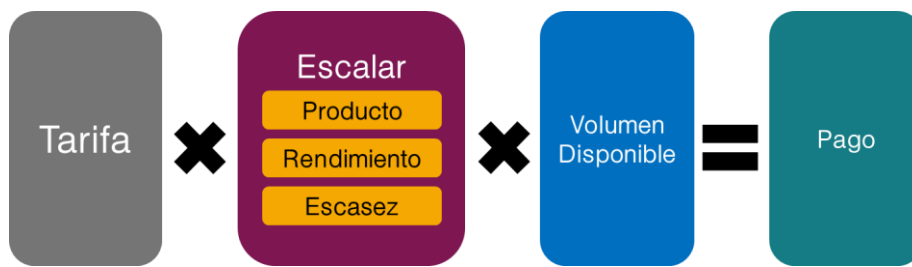


Figura 20. Cálculo del pago de los servicios del sistema [169].

3.3.1 FACTORES ESCALARES.

Se clasificaron los escalares en cuatro categorías con el siguiente propósito [169]:

- Escalar de Producto: "Incentivar tanto la entrega más eficaz de un servicio como tiempos de respuesta más rápidos para ciertos servicios".
- Escalar de escasez: "Crear incentivos marginales para que los proveedores estén disponibles durante períodos o en lugares de escasez, mejorando así el rendimiento del sistema donde más se necesita".
- Escalar de volumen: "Para garantizar que los consumidores estén protegidos de precios innecesariamente altos y mantener la integridad del proceso general de adquisiciones".
- Escalar de rendimiento: "Para recompensar e incentivar altos niveles de rendimiento" y "para garantizar pagos más bajos del consumidor por un nivel de rendimiento más bajo".

El objetivo detrás de la aplicación de escalares a los precios unitarios es que reducirá el nivel de pago a los proveedores de servicios donde el valor no se entrega al consumidor y puede aumentar el nivel de pago a los proveedores de servicios que brindan valor adicional al consumidor. Para poder entrar en detalle en el diseño de los escalares, es necesario introducir los siguientes conceptos: la respuesta inercial sincrónica (*Synchronous Inertial Response*, SIR) y la respuesta rápida de frecuencia (*Fast Frequency Response*, FFR):

SERVICIO DE RESPUESTA RÁPIDA DE FRECUENCIA

La Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR) se define como el aumento adicional en la salida de MW de un generador o la reducción en la demanda después de un evento de frecuencia que está disponible dentro de los 2 segundos del inicio del evento y se mantiene durante al menos 8 segundos. La energía adicional proporcionada en el período de tiempo de 2 a 10 segundos por el aumento de la potencia inyectada [MW] debe ser mayor que cualquier pérdida de energía en el período de tiempo de 10 a 20 segundos debido a una reducción en la potencia por debajo de la potencia inyectada inicial (es decir, el área azul sombreada debe ser mayor que el área verde sombreada en la Figura 21).

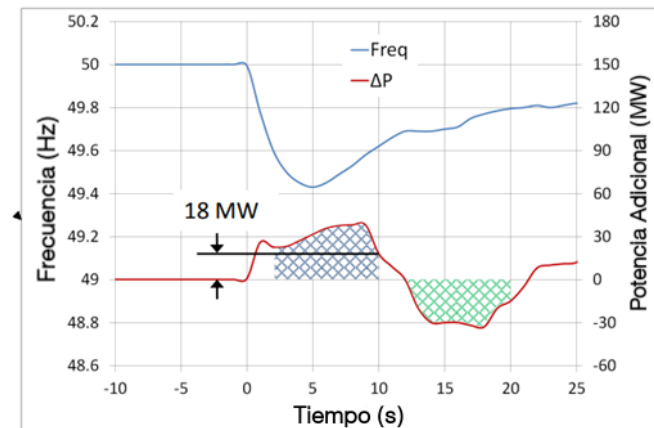


Figura 21. Producto de Respuesta Rápida de Frecuencia [170].

A continuación, se presentan el funcionamiento del servicio y el uso de escalares vinculados a la respuesta rápida en frecuencia:

Provisión del servicio de Respuesta Rápida de Frecuencia (FFR)

Una unidad proveedora que ha sido contratada para proporcionar FFR será clasificada con capacidad de respuesta dinámica o respuesta estática.

Los operadores del sistema definirán la provisión de FFR de una unidad proveedora mediante la aplicación de curvas de respuesta de frecuencia parametrizables. Dependiendo de la capacidad de una unidad proveedora, se aplicará una curva de respuesta para la prestación dinámica o estática del servicio [171]. La capacidad de una unidad proveedora determinará el diseño del escalar de producto para la provisión mejorada de FFR, junto con los valores de los componentes del escalar, que son aplicables a la unidad proveedora. Los requisitos operativos para proveer FFR con capacidad dinámica y estática se muestran con mayor detalle en el Anexo 6.16.

I. Provisión FFR con capacidad dinámica

La unidad proveedora debe proporcionar una respuesta lineal a los cambios en la frecuencia del sistema como se indica en la Figura 22. Para mantener una trayectoria FFR especificada, la unidad proveedora debe proporcionar una característica de respuesta de caída constante de respuesta de MW/Hz. En los casos en que la unidad proveedora esté disponible para un nivel de prestación de servicios inferior al volumen contratado, la respuesta esperada se limita al volumen disponible al momento del evento.

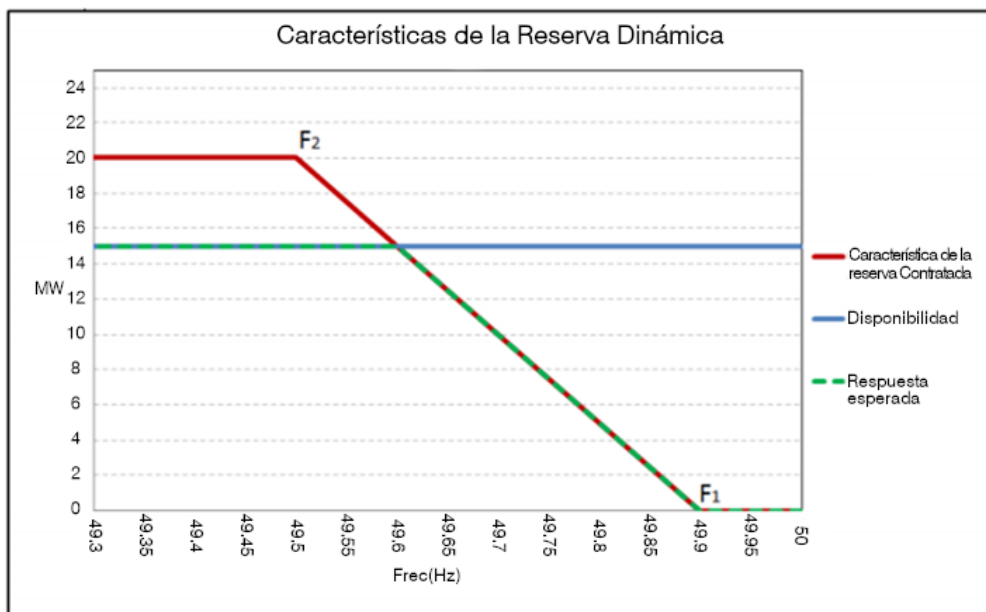


Figura 22. Característica de respuesta requerida para reserva dinámica [172].

La curva de respuesta de frecuencia en la Figura 23 muestra un disparado de reserva, F_1 , en el que se requiere que la unidad proveedora comience a ajustar su salida de MW. En F_1 , la unidad proveedora debe proporcionar una respuesta con una trayectoria de FFR especificada para lograr el 100% de su volumen de FFR contratado por el gatillo de reserva F_2 , según lo requiera el sistema.

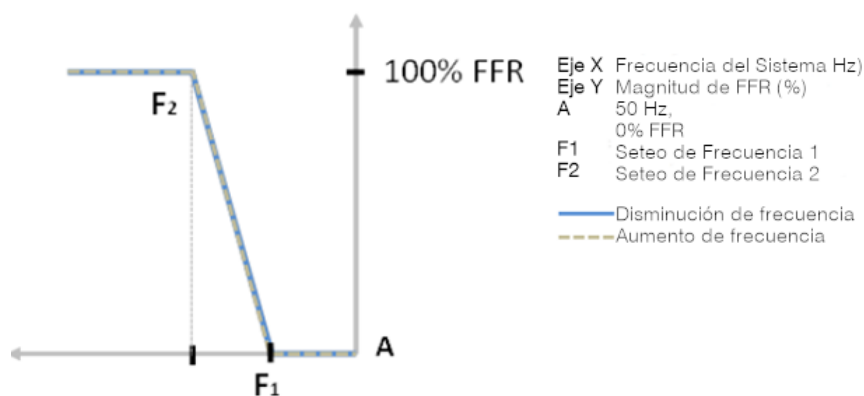


Figura 23. Curva de respuesta de respuesta rápida en frecuencia con capacidad dinámica [172].

II. Provisión FFR con capacidad estática

En cada uno de F_{on1} y F_{on2} , y cualquier otro activador de reserva requerido, la unidad proveedora debe proporcionar una respuesta en un paso discreto para lograr una salida de MW acordada según la Figura 24. La unidad proveedora debe proporcionar una respuesta escalonada a los cambios en la frecuencia del sistema.

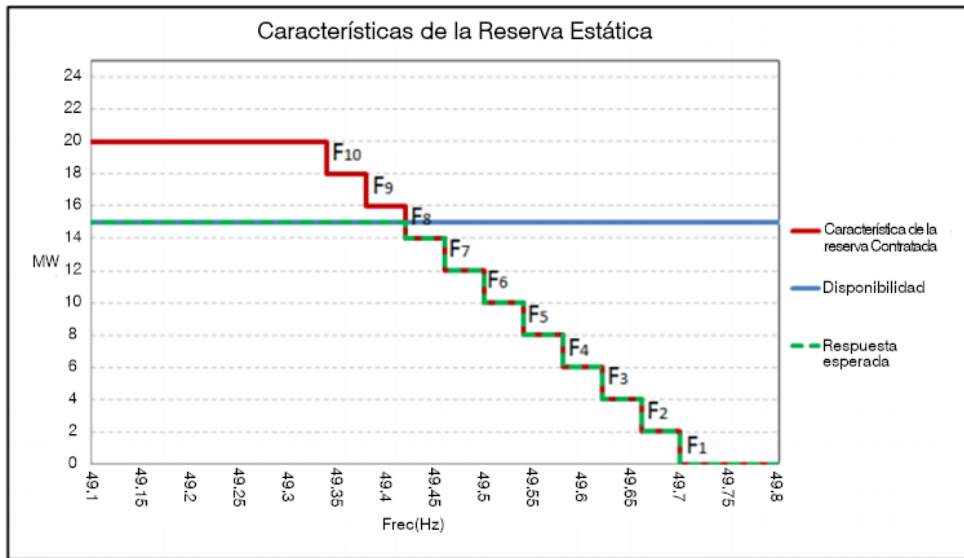


Figura 24. Característica de respuesta requerida para reserva estática [42].

Para mantener una trayectoria FFR especificada, la unidad proveedora debe proporcionar una característica de respuesta de caída constante de MW/Hz. Al igual que en la capacidad dinámica si la unidad de suministro está disponible para un nivel de prestación de servicio menor que el volumen contratado, la respuesta esperada se limita al volumen disponible en el momento del evento. En momentos de alta frecuencia, donde la unidad proveedora proporciona una respuesta de sobrefrecuencia, el diseño de la curva de respuesta de frecuencia es el mismo (los parámetros de control pueden diferir) excepto que se gira alrededor de la frecuencia nominal.

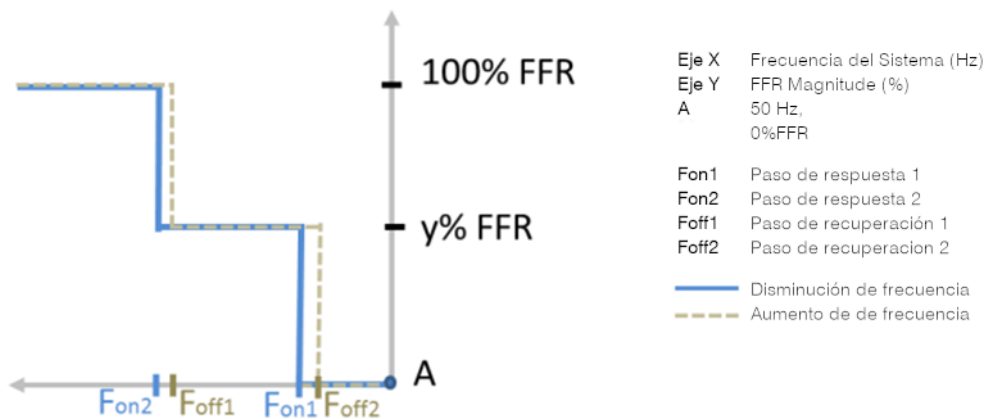


Figura 25. Curva de respuesta de respuesta rápida en frecuencia con capacidad estática [41].

Para una unidad proveedora que ha sido clasificada por el operador como capacidad de respuesta estática, la respuesta del trigger de reserva y la recuperación se implementan en varios pasos, es decir, hay varios disparadores de reserva. Con fines ilustrativos, la curva de la Figura 25 muestra dos activadores de reserva, F_{on1} y F_{on2} , en los que se requiere que la unidad proveedora comience a ajustar su salida de MW.

Factores escalares para FFR

I. Escalar de Producto por Respuesta Rápida

El valor del escalar de producto por respuesta rápida dependerá del tiempo de respuesta (TR), de la siguiente forma:

$$\text{Escalar de Respuesta Rápida} = \begin{cases} 3 & \text{si } TR \leq 0.15 [s] \\ \left(\frac{0.5 - TR}{0.35} + 2 \right) & \text{si } 0.15 [s] \leq TR \leq 0.5 [s] \\ \left(\frac{2 - TR}{1.5} + 1 \right) & \text{si } 0.5 [s] \leq TR \leq 2 [s] \end{cases}$$

Esta dependencia matemática se muestra en la Figura 26. Esta recomendación está respaldada por estudios internos llevados a cabo por operadores en el segundo trimestre de 2017. El umbral superior de 0,15 segundos en el que se busca incentivar la respuesta más rápida de FFR, la cual refleja los tiempos estándar de protección del sistema. Las respuestas por encima de este umbral superior, es decir, más rápidas de 0,15 segundos, están dentro de los límites de la inercia del sistema, cuya provisión debe seguir siendo incentivada a través del producto SIR.

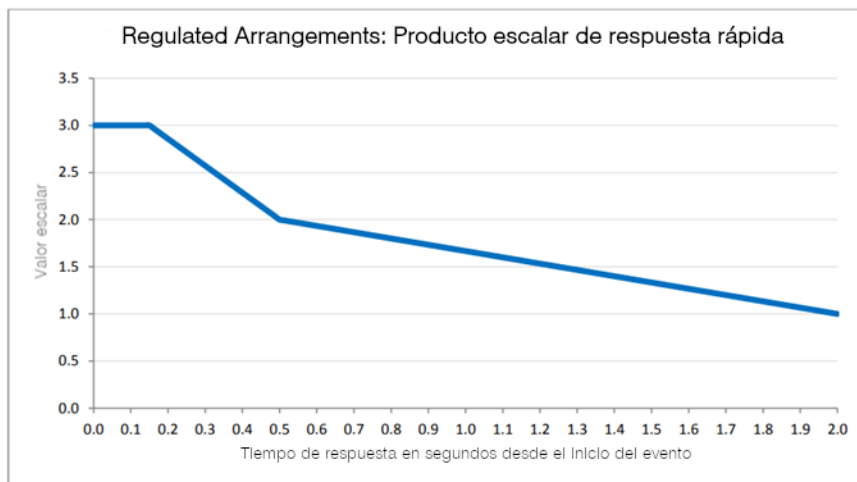


Figura 26. Producto Escalar para FFR [173].

II. Escalar de Producto por Entrega Mejorada

El escalar de producto para la entrega mejorada de servicio, el cual tiene un umbral inferior de activación y cumple la siguiente lógica:

$$\text{Producto Escalar} = \begin{cases} 0.5 \times (\text{Escalar de Disparo} + \text{Tipo Escalar}) & \text{si } \text{Escalar de Disparo} > 0 \\ 0 & \text{si } \text{Escalar de Disparo} = 0 \end{cases}$$

La variable *Tipo Escalar* acusa el tipo de respuesta, esta será 1 para una respuesta dinámica y 0.5 para una respuesta estática. Con respecto al Escalar de Disparo. Este valor depende del valor absoluto de la capacidad de disparo de frecuencia (*FT*).

$$\text{Escalar de Disparo} = \begin{cases} 0 & \text{si } FT \leq 49.3 \text{ [Hz]} \\ 1 - 6.85 \times \left(\frac{49.985 - FT}{5} \right) & \text{si } 49.3 \text{ [Hz]} < FT \leq 49.985 \text{ [Hz]} \\ 1 & \text{si } 49.985 \text{ [Hz]} < FT \end{cases}$$

La Figura 27 muestra el valor del *Escalar de Disparo* en función del *FT*.

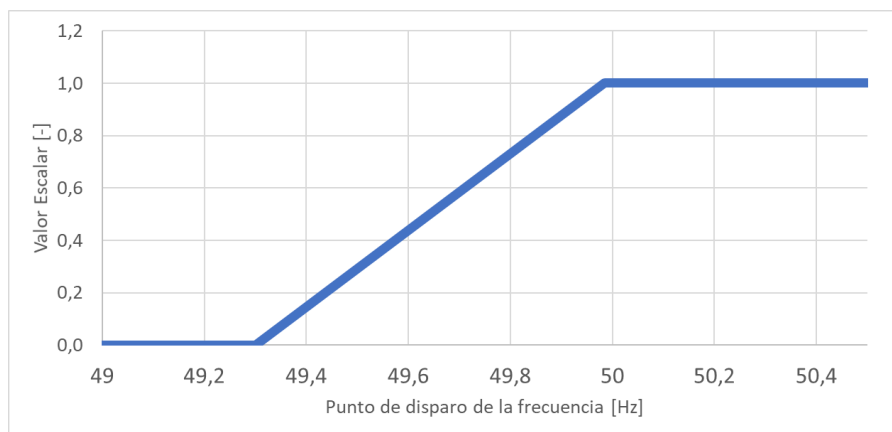


Figura 27. Escalar de disparo para FFR [174].

III. Escalar de producto para la provisión mejorada de FFR

Se está afinando una propuesta para definir la prestación del servicio FFR mediante curvas de respuesta en frecuencia parametrizables [173].:

- Una curva para aplicar a unidades con capacidad dinámica en respuesta a un evento de frecuencia;
- Una curva para aplicar a la capacidad estática;
- Criterios para determinar si la curva dinámica o estática, y sus parámetros asociados, deben aplicarse a una unidad.

IV. Escalar de Escasez Temporal

El escalar de escasez temporal se basa en una métrica vinculada al porcentaje de penetración no sincrónica del sistema (SNSP) con respecto a la demanda en un período de negociación determinado, el cual debe ser implementado para aquellos servicios regulados de FFR. El cálculo de la penetración no sincrónica del sistema se puede profundizar en el Anexo 6.9.

El escalar sigue el diseño presentado en la Figura 28. En resumen, se establece los méritos técnicos para incentivar la provisión de FFR por encima del 50% del SNSP.

Tabla 7. Valores para el factor de escalar de escasez temporal [173].

Valor del escalar	Criterio aplicable a FFR
6,3	70% < SNSP ≤ 100%
4,7	60% < SNSP ≤ 70%
1,0	50% < SNSP ≤ 60%
0,0	0% < SNSP ≤ 50%

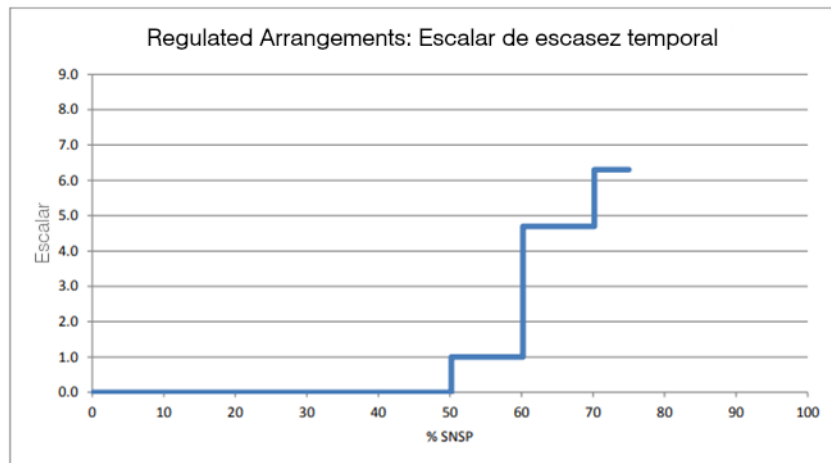


Figura 28. Valor del escalar de escasez temporal para FFR [173].

V. Escalar de Escasez de Ubicación

No se contempla el uso de este escalar para el servicio de FFR [175].

VI. Escalar de rendimiento

Dada la complejidad de cálculo, para mayor profundización se sugiere revisar el protocolo que regulariza la estimación de dicho escalar [172].

VII. Escalar de Volumen para FFR

No se contempla el uso de escalar de volumen para el servicio de FFR [173].

SERVICIO DE RESPUESTA INERCIAL SINCRÓNICA.

La respuesta inercial sincrónica (SIR) es la respuesta en términos de salida de potencia activa y torque sincrónico que una unidad puede proporcionar después de las perturbaciones. Mientras, el Producto SIR (SIRF) se define como la energía cinética a frecuencia nominal de un generador sincrónico despachable, un condensador sincrónico despachable o una demanda sincrónica despachable multiplicada por el factor SIR.

La SIRF de un generador sincrónico es la relación entre la energía cinética (a frecuencia nominal) y la salida de MW sostenible más baja a la que la unidad puede operar mientras proporciona control de potencia reactiva. El SIRF deberá superar un umbral de 15 segundos para que el proveedor sea elegible para el pago, y el pago se limitará a un SIRF de 45 segundos. El SIRF para un condensador sincrónico o una carga de demanda sincrónica que puede proporcionar control de potencia reactiva es de 45 segundos. El volumen SIR utilizado para estimar el pago del servicio se calcula de acuerdo con Ecuación (6).

$$SIR\ Volumen = Energía\ cinética\ almacenada \times (SIRF - 15) \times Estado\ de\ la\ unidad \quad (6)$$

Donde $SIRF$ es la relación entre la energía cinética (a frecuencia nominal) al nivel mínimo de generación de la unidad (en MW exportados), según Ecuación (7).

$$SIRF = \frac{Energía\ Cinética\ Almacenada\ (MWs^2)}{Generación\ Mínima\ (MW)} \quad (7)$$

De acuerdo con lo anterior, se tiene:

$$\text{Energía Cinética Almacenada} = H \times MVA \quad (8)$$

$$H = \frac{j \times (2 \times \pi \times f)^2}{(2 \times S_n \times 10^6)} \quad (9)$$

Donde:

- H es la constante de inercia.
- j es el momento de inercia.
- f es la frecuencia nominal (50 Hz).
- S_n es el MVA nominal de la máquina.

Para una unidad de suministro de SIR que puede proporcionar control de potencia reactiva mientras funciona como compensador sincrónico o motor sincrónico, el SIRQ se establece en 45 segundos.

Pago de SIR

El proveedor de servicios recibirá un pago por cada MWs² de volumen disponible de SIR de la unidad proveedora en cada período de negociación en el que esté sincronizado. El pago seguirá la siguiente lógica:

$$\text{Pago} = \text{SIR Volumen} \times \text{Tarifa del servicio} \times \text{Factor Escalar} \times \text{Periodo duración del negocio} \quad (10)$$

Donde:

- SIR Volumen, corresponde al factor previamente calculado en la Ecuación (6).
- La tarifa del servicio es la establecida por el regulador.
- $\text{Factor Escalar} = \text{Escalar de ubicación} \times \text{Escalar de escasez temporal}$
- Duración del periodo de negociación en horas.

Donde el escalar de escasez temporal corresponde a los valores presentados en la Tabla 8.

Tabla 8. Factor de escasez temporal para SIR [176].

Producto	Tiempo de actuación	0-50% SNSP	50-60% SNSP	60-70% SNSP	70-75% SNSP
Respuesta Inercial Sincrónica	300 ms	1,0	1,0	4,7	6,3

El factor de ubicación se recomienda aplicar un valor mayor que 1 a cualquier servicio del sistema en caso de que se identificara una necesidad específica en el futuro. Cualquier implementación futura estaría sujeta a que se establezcan un fuerte requisito para incentivar la prestación de servicio desde ubicaciones particulares.

3.3.2 MERCADO IRLANDÉS.

La contratación de los nuevos servicios que brindan seguridad al sistema en el marco del programa DS3, fueron diferenciados según el posible riesgo que pudiese significar en la

inversión de nuevas tecnologías. Dichos servicios son adquiridos mediante contratos, donde la duración de dicho contrato y la remuneración dependen de la disponibilidad de la tecnología y su participación en el despacho de energía.

A continuación, se detalla el pago de los servicios de seguridad implementados, la extensión de los contratos adjudicados, para qué servicios y tecnologías se aplica un mercado competitivo y la regulación en los ingresos de los servicios.

PAGO DE LOS SERVICIOS.

El *Single Electricity Market Committee* (SEMC) estableció que los pagos por los servicios del sistema DS3 se realizará según "disponibilidad" [177]. Esto significa que algunos tipos de proveedores de servicios podrían estar disponibles y ser elegibles para pagos por cada hora del año (excluyendo servicios forzados o programados para mantenimiento), incluso si no se requiere el servicio de esos proveedores en todas estas horas.

Para regular el gasto excesivo en inversión de tecnologías de alta disponibilidad, se implementó un proceso de adquisición de contratos, la Figura 29 proporciona una descripción general del proceso de adquisición recomendado.

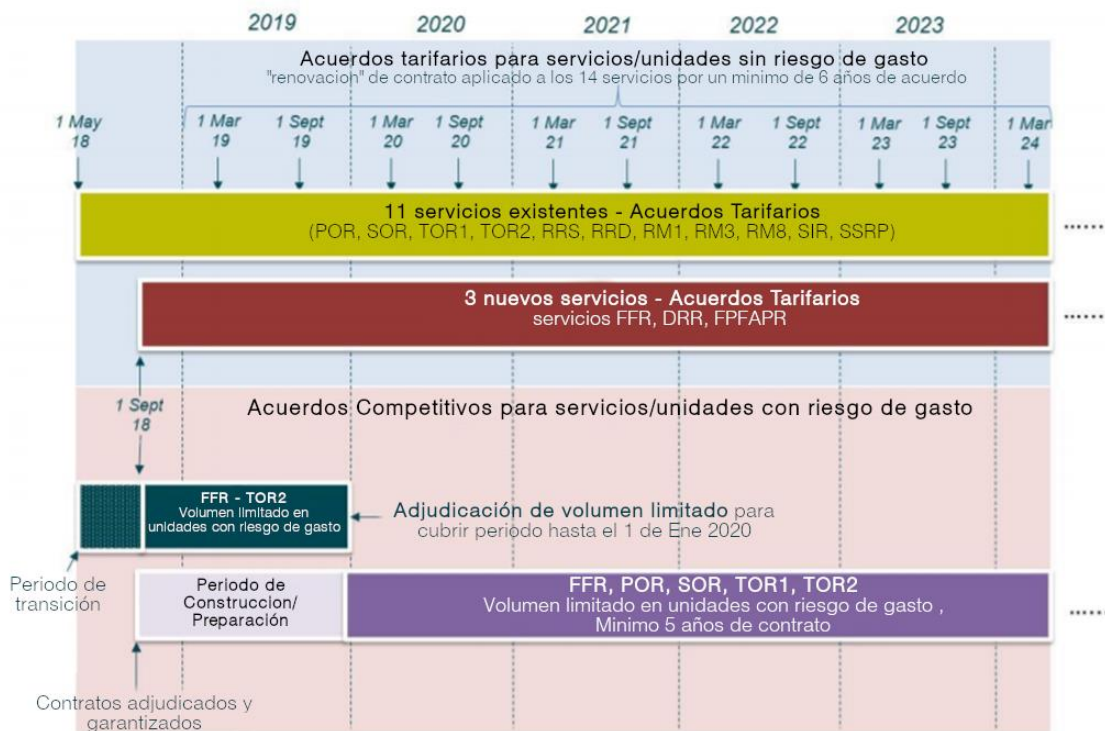


Figura 29. Descripción general del proceso de adquisición recomendado por regulador [177].

En resumen, el proceso de adquisiciones se puede dividir en dos categorías distintas:

- i. Acuerdos tarifarios para servicios/unidades sin riesgo de sobregasto (*Tariff Arrangements for Non-Expenditure Risk Services/Units*) - que se muestran en la parte superior de la Figura 29 (sombreada en azul) son acuerdos de "Volumen sin tope", lo que significa que no se aplica un límite de volumen en términos de MW a ninguno de

- los servicios del sistema que se adquieren. Se aplicarán tarifas reguladas a los proveedores de servicios que reciban un contrato en virtud de estos acuerdos.
- ii. Acuerdos competitivos para servicios/unidades con riesgo de sobregasto (*Competitive Arrangements for Expenditure Risk Services/Units*) - que se muestran en la parte inferior de la Figura 29 (sombreada en rosa) son acuerdos con “Volumen limitado”, lo que significa que se aplicará un límite superior al volumen de los servicios adquiridos y para que posibles proveedores de servicios ofrezcan un precio competitivo como parte de su oferta. Se propone que estas adquisiciones se apliquen a “unidades de suministro de alta disponibilidad” cuya disponibilidad no esté vinculada al despacho del mercado de energía, tales como el caso de baterías, volantes de inercia y gestores de demanda [178].

ACUERDOS TARIFARIOS PARA SERVICIOS/UNIDADES SIN RIESGO DE GASTO.

Las unidades que pueden prestar el servicio califican para contratar diferentes volúmenes de potencia de prestación de servicios sin un límite de volumen general. La contratación se entregará de manera escalonada de la siguiente forma:

- La Fase 1 para los 11 servicios ya existentes que se han adquirido previamente bajo acuerdos provisorios [179].
- La Fase 2 para los tres nuevos servicios (FFR, recuperación rápida de potencia activa post falla, FPFAPR, y respuesta reactiva dinámica).

Para el servicio de respuesta rápida de frecuencia y otros más (POR, SOR, TOR1 y TOR2), las tecnologías clasificadas como tecnologías de alta disponibilidad (cuya disponibilidad no está ligada al despacho de energía) y que por tanto representan un riesgo de gasto, no son elegibles para recibir un contrato de tarifa. Se requiere que estas tecnologías de alta disponibilidad ingresen a un proceso de adquisición con un límite de “volumen” separado para estos cinco servicios.

Se considera que las demandas controlables y ciertas tecnologías no sincrónicas, como el almacenamiento (baterías, volantes, etc.) se clasifican como tecnologías de alta disponibilidad. El mecanismo por el cual las tecnologías de alta disponibilidad podrían calificar para un contrato para los cinco servicios se establece en la siguiente sección.

ACUERDOS COMPETITIVOS PARA SERVICIOS/UNIDADES CON RIESGO DE GASTO.

Para los servicios respuesta rápida de frecuencia (FFR), reserva operativa primaria (POR), reserva operativa secundaria (SOR), reserva operativa terciaria (TOR1 y TOR2), el operador recomienda que se introduzcan acuerdos competitivos para aquellas unidades de alta disponibilidad cuya disponibilidad no esté vinculada al despacho del mercado energético.

Estos acuerdos poseen un "límite de volumen", lo que significa que se aplica un límite superior al volumen de estos servicios del sistema adquiridos y por los cuales los posibles proveedores de servicios ofrecerán un precio competitivo como parte de la presentación de su oferta.

El regulador de Irlanda recomendó que se llevará a cabo dos procesos de adquisiciones con volúmenes limitados separados para los servicios FFR, POR, SOR, TOR1 y TOR2. Para ambos procesos, el precio pagado por un servicio dado está limitado a la tarifa regulada asociada. En la Tabla 9 se muestran las categorías y su implicancia en el proceso de adquisiciones.

Tabla 9. Categorías para el proceso de adquisiciones del regulador de Irlanda [Elaboración propia en base a [177]].

Categoría	Implicancia
Categoría 1 (1 de septiembre de 2018 - 1 de enero de 2020)	Los proveedores de servicios deben estar en condiciones de proporcionar los cinco servicios durante todo el período a partir de la fecha de ejecución del contrato.
Categoría 2 (1 de enero de 2020 - 31 de diciembre de 2025)	Desde la adjudicación del contrato, se entregó un plazo hasta el 1 de enero de 2020 para satisfacer los criterios de prestación del servicio. En el caso de los nuevos participantes, esto proporciona un período de tiempo para la construcción / preparación con el fin de que estén operativos y sean capaces de proporcionar el servicio en esa fecha.

El propósito del proceso de adquisición de Categoría 1 es permitir la prestación de los cinco servicios durante el período intermedio entre la adjudicación de los contratos de fecha de entrega futura de Categoría 2 y la entrega real del servicio en virtud de esos contratos de Categoría 2.

DURACIÓN DE CONTRATOS ADJUDICADOS.

El diseño establecido por el regulador de Irlanda (*Single Electricity Market Committee, SEMC*) estableció que “Las tarifas aplicadas para cada servicio se establecerán durante cinco años, en contratos de un año emitidos a todos los proveedores. Estas tarifas se aplicarán a todos los servicios en los que se determine que no hay competencia suficiente para una subasta competitiva” [180].

LICITACIÓN COMPETITIVA Y LÍMITE DE VOLUMEN EN TECNOLOGÍAS DE ALTA DISPONIBILIDAD.

Como se describió anteriormente, existe una imposición de un límite de volumen a las tecnologías de alta disponibilidad en relación con un subconjunto de servicios. Esto significa que, si hay una aplicación excesiva de unidades de tecnología elegibles para brindar el subconjunto designado de servicios, será necesario que los operadores seleccionen a los adjudicatarios de las licitaciones. Para lograr esto, los operadores proponen exigir precios competitivos de la prestación de servicios en las ofertas presentadas para permitir la selección de licitadores.

Además, dado que la adquisición de la prestación de servicios de unidades de alta disponibilidad es un mercado nuevo, la fase de construcción requiere que se establezcan criterios para garantizar que los proyectos adjudicados sean realistas y no especulativos. En este sentido, es importante asegurar que los términos y condiciones de dichos contratos establezcan métodos para garantizar que haya oportunidades para que el operador revise el progreso del desarrollo del proyecto e identifique fechas de parada prolongada durante la fase de construcción, con sanciones por falta de prestación de servicios. Se destaca la importancia de realizar el trabajo de realizar en conjunto a la industria respecto a los criterios en la adquisición de los servicios.

LÍMITE/PISO DE INGRESOS

Como se mencionó anteriormente, existe el riesgo de un gasto excesivo en tecnologías de alta disponibilidad. Por lo tanto, con el fin de garantizar que no existan gastos excesivos, el regulador estableció un límite de ingresos y un mecanismo mínimo para los contratos fijos.

Se decidió que el límite de ingresos debe establecerse a un nivel que ponga un límite superior a los ingresos anuales de un proveedor de modo que no se supere dicho límite (teniendo en cuenta también el alcance de las revisiones de tarifas en relación con los contratos estándar). Para equilibrar esto, el regulador estableció que el piso de ingresos debe establecerse a un nivel que garantice que los ingresos anuales no caigan por debajo de los ingresos esperados de un año de poco viento⁵ (factor de capacidad eólica del 24%). Se considera que esta decisión logra un equilibrio entre proporcionar certeza de ingresos para los proveedores y proteger al consumidor de un gasto excesivo.

3.4 AUSTRALIA.

En el sistema eléctrico australiano NEM, ha habido una disminución en la respuesta primaria de frecuencia (*Primary Frequency Response*, PFR). La falta de consistencia y certeza en la entrega del PFR ha afectado la capacidad del operador para modelar y planificar eficazmente el sistema, tanto como para comprender la causa de los incidentes del sistema eléctrico y diseñar esquemas de control de frecuencia de emergencia [181]. Por otro lado, los niveles de inercia del NEM podrían caer en un 35% según estimaciones del operador. La inercia históricamente nunca ha estado debajo de los 68.000 MWs, sin embargo, para el 2025 esta podría descender a los 45.000 MWs [182].

La disminución de los niveles de inercia se ha dado por un crecimiento significativo de energía eólica y solar durante la última década. Para ilustrar dicha afirmación, en la Figura 30 se muestran los cambios en la generación eólica y solar cada media hora en comparación con la generación síncrona durante los últimos tres años, donde se destaca:

- Una mayor penetración eólica y solar: los niveles máximos aumentaron del 38% en 2018 al 47% en 2019 y al 52% en 2020. Hubo 23 días con penetraciones superiores al 40% en 2019 y 109 días en 2020.
- Generación síncrona mínima más baja: disminuyó de 13,7 GW en 2018 a 10,8 GW en 2020.
- Nuevas y desafiantes condiciones operativas: Del estudio RIS [183] se identificó que para penetraciones eólicas y solares superiores al 50%, se necesita de una acción coordinada para respaldar una transición segura.

⁵ La generación eólica equivale a un 37% de la matriz energética.

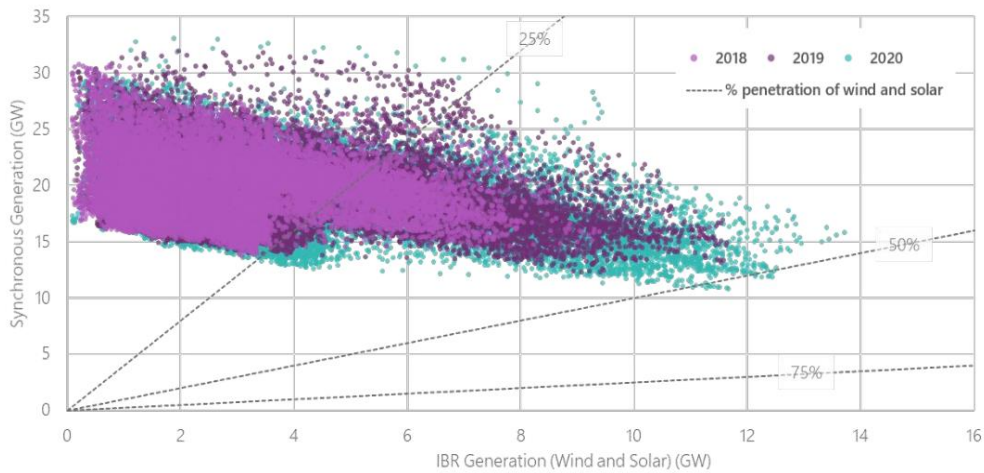


Figura 30. Generación eólica/solar vs generación sincrónica en el NEM [184].

En [183] se destaca que operar un sistema por encima del 75% de penetración eólica y solar es un territorio inexplorado a nivel internacional. Por otro lado, es importante tener en cuenta que dentro de las distintas regiones que comprenden el sistema NEM (Nueva Gales del Sur, Queensland, Australia Meridional, Tasmania y Victoria) las condiciones de generación y penetración renovable van cambiando, teniendo cada región sus propias necesidades.

3.4.1 GESTIÓN DE FRECUENCIA

En la operación del sistema, esta debe tener la capacidad de establecer y mantener la frecuencia dentro de límites establecidos. Como se mencionó con anterioridad, la reducción de la inercia pronosticada hasta el 2025, combinada con un mayor riesgo de operación, el sistema debe estar preparado para trabajar en configuraciones donde la dinámica del sistema es diferente a la que se ha experimentado.

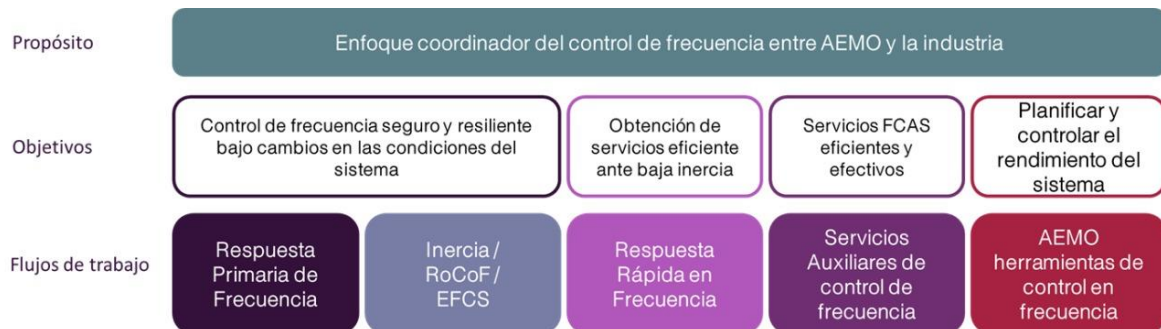


Figura 31. Plan de trabajo respecto al control de frecuencia [184].

El plan de trabajo de control [185] proporciona el detalle para abordar sistemáticamente los problemas de control de frecuencia. Dicho plan contiene cinco líneas de trabajo, las cuales se resumen en la Figura 31, donde se establecen los siguientes cambios claves:

- Reducción de la inercia: A medida que disminuye la inercia, es necesario un mayor volumen de servicios de frecuencia, o servicios que pueden responder más rápidamente, para detener el cambio de frecuencia antes de que se excedan los límites técnicos. Este efecto se incrementa si se identifica su efecto por regiones, ya

que existen regiones donde la penetración de energía renovables variables es mayor frente a la generación sincrónica.

- Respuesta primaria de frecuencia: entre 2014 y 2020, los servicios de frecuencia proporcionado por los generadores en el NEM disminuyeron. Desde la implementación de la regla de entregar obligatoriamente servicios de frecuencia [186] a fines de 2020, esta tendencia se ha revertido. Dichos servicios mejoran la resiliencia del sistema frente a eventos de contingencia, lo que se vuelve cada vez más importante en condiciones de baja inercia.
- Recursos energéticos distribuidos (DER): el comportamiento de los dispositivos DER y la forma en que impactan los controles de frecuencia existentes (como *Under Frequency Load Shedding*, UFLS) son cada vez más críticos a medida que aumenta la penetración de la generación distribuida. Es importante comprender la dinámica del sistema y la efectividad de los mecanismos de emergencia existentes para garantizar que las herramientas para administrar la seguridad del sistema sean adecuadas para su propósito en un panorama cambiante.

Considerando las líneas de trabajo presentadas en la Figura 31, se destacan los siguientes puntos:

RESPUESTA PRIMARIA DE FRECUENCIA.

Para abordar la necesidad inmediata de mejorar el control de frecuencia en el NEM, en marzo de 2020, la AEMC⁶ mandató que todos los generadores que sean capaces de participar de la programación del sistema NEM respondan a los cambios en la frecuencia. AEMO se encuentra en proceso de coordinar cambios en los sistemas de control de los generadores de acuerdo con esta norma. Este proceso se está implementando en tres tramos en función de la capacidad registrada de las unidades generadoras aplicables hasta mediados de 2021 [187]. En paralelo, La AEMC está realizando una consulta con la finalidad de crear incentivos en la participación del mercado [188].

INERCIA, TASA DE CAMBIO DE FRECUENCIA Y ESQUEMAS DE CONTROL DE FRECUENCIA DE EMERGENCIA.

El informe anual de inercia [189] establece los requisitos mínimos de inercia en todo el NEM e identificó déficit de inercia en los estados de Australia Meridional y Tasmania.

Adicionalmente, el operador está investigando la necesidad de una red de seguridad de inercia del sistema (punto 10 de la actualización del plan de trabajo de control de frecuencia [185]) para mantener un nivel mínimo de inercia en momentos que actualmente no se consideran parte de los requisitos de inercia existentes. Por último, se encuentra desarrollando un documento técnico para aumentar la comprensión sobre la aplicación de inversores formadores de red, incluida la provisión de inercia virtual.

RESPUESTA RÁPIDA DE FRECUENCIA.

La AEMC está considerando acuerdos para servicios de control rápido como parte del cambio regulatorio [190]. Para respaldar este cambio de regla, el operador ha desarrollado un informe

⁶ Comisión que se encarga de elaborar las reglas/leyes para el mercado de electricidad.

sobre la implementación de control rápido de frecuencia para proporcionar asesoramiento técnico sobre el desarrollo de acuerdos en el NEM.

La respuesta rápida de frecuencia y la inercia pueden reducir el RoCoF; sin embargo, la respuesta rápida no es un sustituto directo de la inercia sincrónica y es físicamente diferente. Específicamente:

- La inercia de las unidades síncronas proporciona una respuesta inherente haciendo al RoCoF más lento, pero no corregirá los errores en la frecuencia.
- Algunos tipos de FFR pueden inyectar una respuesta de potencia activa sostenida para corregir un desequilibrio de potencia activa y, por lo tanto, detener un cambio en la frecuencia del sistema.

También es importante distinguir entre diferentes formas de respuesta de potencia activa rápida. El tipo de FFR más relevante para la definición del problema y adecuado para ser valorado por la especificación de servicio es aquella que proporciona una inyección de potencia activa sostenida, que está relacionada con la frecuencia del sistema por un coeficiente de caída (FFR dinámico), o es una inyección estática de potencia activa activada por frecuencia (FFR conmutado/discretizado).

Dentro de las consideraciones operacionales la inercia y los servicios complementarios de frecuencia se tratan por separado en las restricciones que gestionan la programación del volumen de control de frecuencia requerido. La combinación de FFR y la respuesta inercial en un solo servicio complicaría la programación de los volúmenes correctos de servicios. Si bien es posible derivar equivalencias entre la inercia y las respuestas de tipo FCAS en algunos casos, las respuestas tienen dinámicas fundamentalmente diferentes y las relaciones entre ellas solo pueden ser precisas en rangos específicos. Para garantizar la seguridad del sistema, AEMO necesitaría visibilidad de los volúmenes de respuesta de inercia separados de los volúmenes de respuesta de tipo FCAS (en diferentes marcos de tiempo) que se están programando.

SERVICIOS FCAS EFICIENTES Y EFECTIVOS.

A medida que el sistema pasa a nuevos estados operativos, el marco regulatorio de los servicios complementarios de frecuencia actuales debe revisarse y adaptarse a las nuevas circunstancias. Por ejemplo, se está consultando sobre los requisitos de medición en curso para que los recursos energéticos distribuidos participen en los mercados de FCAS [191]. También es necesario la investigación de problemas regionales específicos.

3.4.2 MERCADO AUSTRALIANO.

Los dispositivos de almacenamiento de energía, principalmente baterías, no son tecnologías nuevas implementadas en Australia y se han utilizado en sus mercados energéticos durante décadas. La novedad es que las baterías han disminuido sus costos, siendo accesibles para una gama más amplia de usuarios. Como resultado, las aplicaciones de estos dispositivos están aumentando lo cual ha llevado a una actualización del marco regulatorio existente que apoye la integración de tecnologías de almacenamiento

Durante la última década, el sistema NEM ha experimentado un cambio fundamental, teniendo que adaptar regulación a una situación presente y futura, en donde:

- Hay un número creciente de sistemas de almacenamiento de energía en el NEM, que buscan respaldar la energía renovable variable, proporcionar servicios de soporte a la red y aprovechar oportunidades de arbitraje energético. Esto ya está ocurriendo tanto en los sistemas de distribución como en los de transmisión.
- El número de puntos de conexión con flujo de potencia bidireccional sigue creciendo, lo cual incluye clientes residenciales con almacenamiento y generación distribuida (paneles fotovoltaicos, baterías) e instalaciones híbridas que son aquellas que se conectan a la red combinando distintas tecnologías en un único punto de conexión.

El operador del sistema eléctrico australiano reconoce que el marco regulatorio del NEM y sus procesos y sistemas de respaldo deben hacer una transición, con el objeto de prepararse para un futuro con menor dependencia de tecnologías convencionales. Esta necesidad se evidencia en el marco normativo actual, el cual está diseñado en torno a conceptos binarios de 'generación' y 'carga' [192].

DISPOSICIÓN DE INSTALACIONES HÍBRIDAS.

Según lo establecido en el NEM [192], quien busque registrar y operar un sistema de almacenamiento de energía (*Energy Storage System*, ESS) en conjunto a un sistema de generación o carga, lo cual se denomina instalación híbrida, debe hacerlo bajo las categorías de participantes registrados de generador y cliente.

Cada activo en una instalación híbrida tendrá una identificación de cómo estará disponible para el despacho (semiprogramada o no programada), la cual está asignada mediante un Identificador de Unidad Despachable (DUID), y el ESS tendrá dos DUID, uno para carga y otro para generación. Los activos agregados participan en el despacho central utilizando un DUID.

Por lo tanto, y de manera similar a las disposiciones para un ESS, la generación y la carga deben tratarse por separado. Bajo este enfoque, quien busque registrar un sistema de almacenamiento tiene varias opciones para registrarse y conectarse, según sus necesidades operativas. Para más información respecto a los registros se puede ver en el Anexo 6.10.

UNIDADES GENERADORAS Y ESS EXENTAS.

Como se mencionó anteriormente, AEMO puede eximir a un proveedor del requisito de registrar un sistema de generación. Los sistemas de generación de menos de 5 MW están automáticamente exentos de registro [193]. Esto se aplica también a los sistemas de baterías cuya potencia nominal sea menor a 5 MW. Según las disposiciones provisionales de la batería, la energía consumida para cargar un sistema de batería de menos de 5 MW puede tratarse como suministro auxiliar.

Según la NER, las unidades generadoras exentas se definen como pequeñas unidades generadoras y estas se pueden clasificar para proporcionar energía y acceder al precio *spot*, ya que no hay disposiciones explícitas en las reglas que prohíban a un sistema de almacenamiento para que se trate como una pequeña unidad generadora. La NER no limita el número de pequeñas unidades generadoras en su cartera, ni limita la respuesta de potencia agregada que se puede proporcionar. El operador no tiene supervisión de estas pequeñas unidades generadoras y actúan efectivamente como generación "no programada" en el NEM.

TARIFAS Y CARGOS DE LOS PARTICIPANTES DE NEM.

El operador determina las tarifas de los participantes para cubrir sus requisitos de ingresos presupuestados asociados con el cumplimiento de sus funciones. Las tarifas y cargos deben reflejar el costo de participar en el NEM, los cuales normalmente son determinados cada cinco años [194].

Las distribuidoras están sujetos a regulación económica y reciben una tasa de retorno regulada por los activos de la red que brindan servicios de red compartidos estándar a quienes están conectados a la red, incluidos los costos asociados con los costos de aumento, reemplazo, operación y mantenimiento. Actualmente, los cargos por uso del sistema de transmisión y distribución están cubiertos por una combinación de instrumentos, los cuales identifican quién y cuánto paga por los servicios de red compartida [192].

Una característica del diseño de NEM es que los generadores no pagan cargos por uso de transmisión y distribución directamente, sin embargo, sí pagan cargos por los costos directamente asociados con el establecimiento y mantenimiento de su conexión a una red de transmisión o distribución.

4 REVISIÓN DE NORMATIVA INTERNACIONAL.

El objetivo de la siguiente sección es establecer recomendaciones que permitan la incorporación de tecnologías relacionadas a inercia sintética al sistema eléctrico. Para esto, se hace una revisión de normativas internacionales, junto con una comparación entre lo hecho a nivel de mercado y las exigencias técnicas pertinentes. Cabe destacar que se toman los distintos avances de los países analizados y se plasman en este informe las principales fortalezas de cada uno.

4.1 ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE REQUERIMIENTOS Y EXIGENCIAS RESPECTO A MECANISMOS DE MERCADO.

La siguiente sección tiene como objetivo realizar un análisis comparativo entre establecer requerimientos y exigencias para que estas tecnologías entreguen servicios de seguridad respecto de establecer mecanismos de mercado que generen incentivos para que los agentes incorporen la capacidad para entregar estos servicios al sistema. Se toma como base lo descrito en los mercados analizados en el Capítulo 3.

4.1.1 MERCADO PARA ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS A GRAN ESCALA EN AUSTRALIA.

El almacenamiento de baterías a gran escala (LSBS, por sus siglas en inglés) es una industria emergente en Australia con una variedad de desafíos por delante. Si bien el LSBS tiene potencial de mantener la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico el sector aún se encuentra inmaduro en Australia. Para que estos proyectos sean viables comercialmente se requiere un desarrollo de estructuras de mercado y mecanismos de incentivos para reconocer y valorar los servicios que puede proporcionar, incluida la respuesta rápida de frecuencia e inercia sintética.

En la actualidad, es posible obtener datos de proyectos de almacenamiento a gran escala implementados en Australia [195], en gran parte cofinanciados por ARENA⁷, los cuales son:

- Almacenamiento de energía para la integración comercial renovable: Australia Meridional 30 MW, 8 MWh (ESCRI-SA)
- Sistema de almacenamiento de energía Gannawarra 25 MW/50 MWh (GESS)
- Sistema de almacenamiento de energía Ballarat 30 MW/30 MWh (BESS)
- Sistema de almacenamiento de energía Lake Bonney 25 MW/52 MWh (Lago Bonney)
- Hornsdale Power Reserve 100 MW/129 MWh (HPR) (proporcionado por Aurecon)

Estos proyectos ofrecen una variedad de capacidades y servicios emergentes comprobados. No obstante, monetizar estos servicios y derivar flujos de ingresos seguros para un caso comercial sigue siendo un desafío. A medida que el mercado evoluciona, también lo hará el número de proyectos de referencia, lo que generará una mayor confianza en inversionistas y una mejor apreciación del perfil de riesgo asociado con esta tecnología. Una mayor certeza y previsión de flujos de ingresos también mejorará a medida que más proyectos entren en funcionamiento y haya una demostración exitosa de diferentes casos de uso en el mercado.

Para optimizar ingresos los proyectos están diseñados para monetizar múltiples servicios en paralelo (acumulación de valor). Hay tres fuentes de ingresos comunes: participación en el

⁷ Australian Renewable Energy Agency

mercado de energía mayorista, regulación en servicios complementarios de frecuencia y servicios complementarios de frecuencia frente contingencias. Sin embargo, la capacidad de pronosticar con precisión los ingresos de estos servicios sigue siendo un desafío para los LSBS, ya que la capacidad de capturar ingresos es incierta debido a la dependencia de precios fluctuante y señales de precios de FCAS, entre otros. La Tabla 10 describe los servicios clave y las fuentes de ingresos para cada uno de los proyectos LSBS mencionados anteriormente, lo cual será profundizado posteriormente en la Tabla 11.

Tabla 10. Servicios clave y fuente de ingresos (Servicios planificados, pero aún no registrados) [195].

Servicio	ESCRI-SA	Gannawarra	Ballarat	Lake Bonney	Hornsedale
Mercado mayorista de energía	✓	✓	✓	✓	✓
FCAS de regulación		✓	✓	✓	✓
FCAS de contingencia	✓		✓	✓	✓
Seguridad del Sistema	SIPS FFR	Planeado, pero aún no registrado			SIPS FFR
Otros	Reducción de la energía no servida cuando se encuentra en modo isla			Causante paga factor reafirmante para clientes comerciales e industriales	

La Figura 32 presenta la distribución en flujos de ingresos. Lo que muestran estas cifras es la amplia variabilidad en los casos comerciales de cada proyecto de batería, lo que indica que el mercado aún no se ha focalizado para valorar los servicios que pueden ofrecer los LSBS. En el caso de ESCRI-SA, se identifican los pagos de soporte a la red como el 30% contribuido por “otros” a través de ingresos.

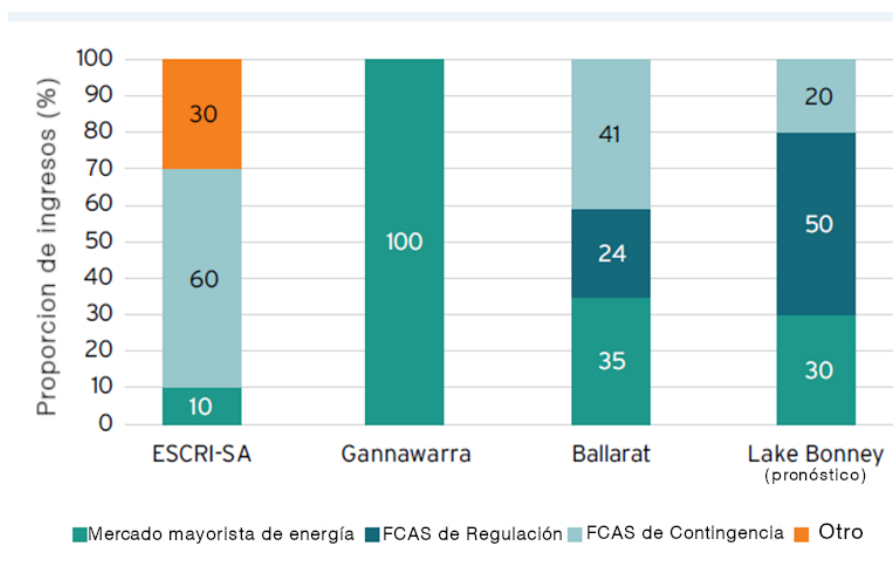


Figura 32. Captación de ingresos de cada proyecto financiado por ARENA [195].

Dada la importancia del flujo de ingresos en el servicio complementario de frecuencia en proyectos tales como Ballarat y Lake Bonney, se reconoce la importancia de que la industria clarifique que el mercado de servicios complementarios de frecuencia es limitado con respecto a sus participantes [195]. Los mercados actuales se consideran pequeños en capacidad comparados con las fuentes de generación de energía en Australia [196] (210 - 220 MW para la regulación y aproximadamente 350 - 450 MW para contingencias). Por lo tanto, un número relativamente pequeño de proyectos de almacenamiento a gran escala podría saturar rápidamente dichos mercados.

En base a lo anterior, el operador anticipa que el mercado de regulación de control de frecuencia crecerá proporcionalmente en relación con la penetración de la generación solar a gran escala (y en menor grado, la generación eólica), como se muestra en la Figura 33. Entonces, aunque existe un límite en la profundidad de estos mercados, se espera que crezcan con el tiempo. Sin embargo, se considera poco probable que el crecimiento de este mercado otorgue un equilibrio sobre los precios de servicios complementarios de frecuencia en el corto plazo (y los ingresos posteriores disponibles para los proveedores control de frecuencia), sin embargo, al aumento de la competencia por estos servicios que trae consigo una presión a la reducción de precios del mercado a medida que madure el mercado.

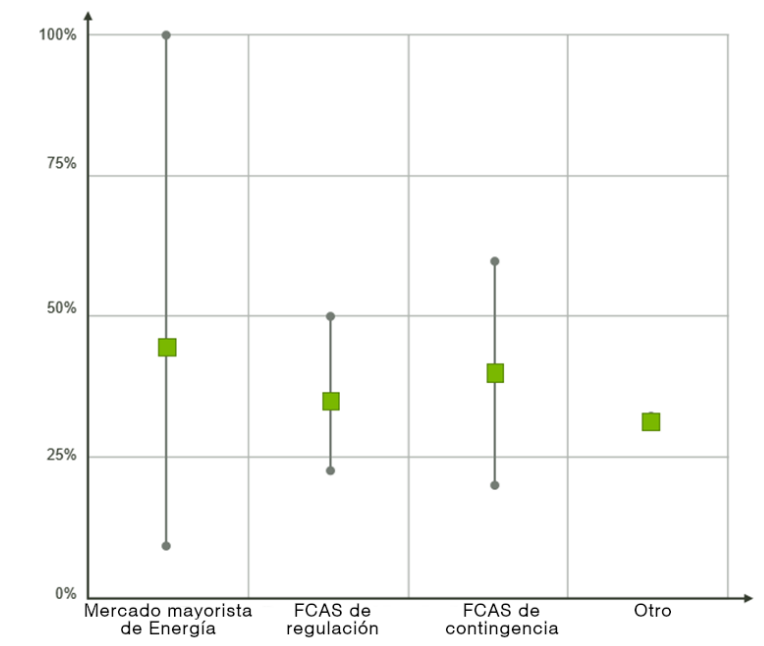


Figura 33. Captura de ingresos actuales [195].

Todos los proyectos de almacenamiento a gran escala financiados por ARENA identifican servicios adicionales que la batería y/o el inversor de voltaje son (o podrían ser) capaces de proporcionar y que el mercado no paga actualmente, los cuales se encuentran agrupados en la Tabla 11. Estos servicios adicionales incluyen: FFR; inercia sintética; y esquemas de protección de integridad del sistema (SIPS). Si dichos proyectos pudieran acceder a estas fuentes de ingresos adicionales, esto permitiría flujos de ingresos adicionales para respaldar futuros casos comerciales.

Tabla 11. Flujos de ingresos de servicios relevantes sin explotar [195].

Servicio	Flujo de ingresos existentes	Flujos sin ingresos
Mercado mayorista de energía	✓	
FCAS de regulación	✓	
FCAS de contingencia	✓	
Esquema de protección de integridad del sistema (SIPS)		✓
Respuesta rápida de frecuencia (FFR)		✓
Inercia sintética		✓
Fortaleza del sistema		✓

Algunos detalles de lo propuesto en la Tabla 11:

- i. **Regulación y contingencia FCAS:** Los proyectos de almacenamiento a gran escala ya brindan servicios en todos los mercados disponibles. Sin embargo, a pesar de que la tecnología ofrece una respuesta de control de frecuencia mucho más rápida y precisa en comparación con los generadores térmicos tradicionales, ambas respuestas se valoran por igual en los mercados actuales. Un mayor despliegue de servicios complementarios de frecuencia de regulación de alta calidad permitiría mantener la frecuencia dentro de la banda operativa normal, y existe una oportunidad para que el mercado incentive esto.
- ii. **Esquema de protección de integridad del sistema (SIPS):** Este esquema de protección es específico solo para el sur de Australia en la actualidad, sin embargo, esquemas similares para proteger otros interconectores⁸ podrían implementarse en el futuro. Los proyectos de baterías que participan actualmente en el SIPS son HPR y ESCRI-SA, que son proyectos patrocinados por el Gobierno de Australia del Sur y ElectraNet respectivamente, con objetivos específicos de mantener la seguridad del sistema.
- iii. **Respuesta rápida de frecuencia (FFR):** Los proyectos de almacenamiento a gran escala han identificado una capacidad para responder mucho más rápido (tiempos de respuesta típicamente de 100 a 250 ms) que los seis segundos mínimos que requieren los mercados de control de frecuencia de contingencia "rápidos".
- iv. **Inercia sintética:** Proveer inercia "sintética" como servicio remunerado por medio de convertidores de potencia es un tema que está siendo explorado actualmente por la AEMC, al igual que el control rápido de frecuencia. A medida que se retiren más generadores sincrónicos, aumentará la necesidad de inercia sintética, por lo que habrá una presión creciente para un mecanismo que incentive esto como un servicio.
- v. **Fortaleza del sistema:** Un número cada vez mayor de desarrolladores de proyectos de energías renovables variables informan sobre los impactos en los costos debido a un requisito emergente de instalar condensadores sincrónicos como parte del proceso de

⁸ Las cinco regiones del sistema NEM se encuentran conectados por interconectores HVDC.

aplicación de conexión a la red, ya que imitan el funcionamiento de generadores convencionales al proporcionar una fuente alternativa de inercia, además de su capacidad de inyectar corriente de cortocircuito. Algunos sistemas de baterías con inversores tienen la capacidad de proporcionar este servicio, por lo tanto, incluso si el mercado no puede ofrecer un flujo de ingresos directo por este servicio, los proyectos de almacenamiento a gran escala tienen la oportunidad de respaldar los casos comerciales de los generadores de energías renovables variables. Sin embargo, la capacidad *grid-forming* de inversores para proporcionar este servicio necesita de una mayor demostración para generar confianza entre las partes interesadas en cuanto a la viabilidad como solución.

Los desarrolladores de proyectos destacan la dificultad al momento de obtener contratos, por lo cual es necesario establecer una metodología de conexión que establezca garantías a los futuros desarrolladores y cualquier sanción/recompensa financiera relacionada. Además, realizan una serie de consideraciones y reconocen oportunidades para desarrolladores, como se indica a continuación:

- Considerar cómo asociarse con los generadores de energías renovables variables, fortaleciendo las posibles fuentes de ingresos, como el almacenamiento detrás del medidor para respaldar su operación.
- Para maximizar el valor de vida útil de la batería y extender el fin de vida útil, modelar diferentes perfiles operativos para comprender cómo estos impactan en la degradación del sistema de almacenamiento.
- Optimizar las estrategias de mantenimiento para permitir una mayor disponibilidad durante el período de mayor producción de energía solar del verano. Si es posible, incorporar esto en modelos financieros para fortalecer los casos de negocios.
- Las baterías se pueden usar para reducir los cargos por demanda de la red de distribución para grandes consumidores de energía (recorte en punta), como es el caso de un cliente comercial e industrial, al reducir su demanda máxima de la red mediante la descarga con tal de mantener la carga neta dentro de los límites de demanda máxima reducidos.

4.1.2 ALTERNATIVAS DE MERCADO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE CONTROL RÁPIDO DE FRECUENCIA EN AUSTRALIA.

Actualmente en Chile, se está implementado en el Sistema Eléctrico Nacional el servicio de control rápido de frecuencia como un nuevo servicio, el cual es independiente de los controles de frecuencia existente (control primario, secundario y terciario). Sin embargo, el operador australiano identificó diferentes opciones sobre cómo este puede ser implementado, dichas opciones son:

- Opción 1: Introducir un nuevo servicio complementario de mercado para adquirir respuesta rápida de frecuencia.
- Opción 2: Reconfiguración de los servicios complementarios de frecuencia existentes para adquirir respuesta rápida de frecuencia.

- Opción 3: El uso de precios diferenciales habilitados mediante la aplicación de factores escalares que reflejan diferentes niveles de desempeño de proveedores individuales.

En el caso de Australia, también se puede examinar la continuación de la gestión de la frecuencia del NEM sin el uso del control rápido de frecuencia, haciendo uso del control auxiliar de frecuencia “R6” para contener la frecuencia en condiciones de baja inercia. Para entender este concepto y parte del análisis que se realizará más adelante, es necesario una pequeña descripción de los servicios complementarios de frecuencia del mercado australiano.

- **Servicios rápidos (subida y bajada de seis segundos o R6/L6):** la capacidad de responder a un cambio rápido en la frecuencia del sistema dentro de los primeros seis segundos de una perturbación de frecuencia. La respuesta estándar para un producto R6/L6 alcanza la entrega máxima después de seis segundos antes de disminuir a cero después de 60 segundos [197].
- **Servicios lentos (subida y bajada de sesenta segundos o R60/L60):** la capacidad de la unidad para responder a un cambio rápido en la frecuencia del sistema en el período entre seis y sesenta segundos después de una perturbación de frecuencia. La respuesta estándar para un producto R60/L60 alcanza la entrega máxima después de sesenta segundos antes de disminuir a cero después de cinco minutos [197].
- **Servicios retrasados (subida y bajada de cinco minutos o R5/L5):** la capacidad de la unidad para responder a un cambio rápido en la frecuencia del sistema en el período entre seis segundos y cinco minutos después de una perturbación de frecuencia. La respuesta estándar para un producto R5 / L5 alcanza la entrega máxima después de cinco minutos antes de disminuir a cero después de diez minutos [197].

Los servicios complementarios descritos se encuentran agrupados de manera ilustrativa en la Figura 34. Adicionalmente a los posibles proveedores de servicios complementarios del mercado se les asigna una cantidad máxima por cada servicio que deseen proporcionar como parte del proceso de registro. La cantidad registrada se basa en la respuesta de la unidad a una rampa de frecuencia estándar para cada uno de los productos de contingencia. La valoración de cada uno de los servicios de contingencia se basa en la capacidad de responder durante un período de tiempo establecido de la siguiente manera.

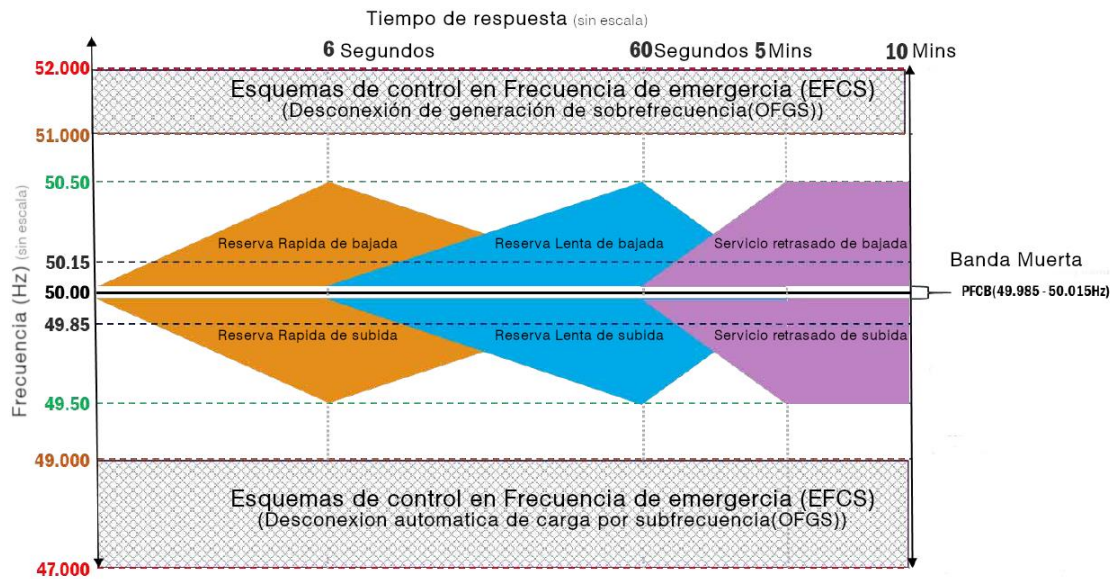


Figura 34. Representación gráfica de servicios complementarios del mercado australiano [197].

A continuación, se presentan las principales ventajas y desventajas de la implementación de las distintas opciones:

OPCIÓN DE REFERENCIA: SERVICIO R6 DEPENDIENTE DE LA INERCIA (SIN RESPUESTA RÁPIDA DE FRECUENCIA).

En el escenario de que se resuelva el problema de inercia sin incorporar una respuesta rápida de frecuencia, se presentan en la Tabla 12 las principales ventajas y desventajas obtenidas por el operador del sistema.

Tabla 12. Ventajas y desventajas de resolver el problema de inercia sin respuesta rápida de frecuencia [198].

Consideración	Ventajas	Desventajas
Seguridad y operatividad del sistema	Se espera que pueda mantener la seguridad del sistema a corto y mediano plazo. Programación de los servicios requeridos administrados a través de restricciones.	En condiciones de muy baja inercia, podría haber posibles déficits de R6 si se necesitaran grandes volúmenes sin capacidad suficiente en el mercado.
Implementación	La inercia dependiente de los volúmenes FCAS ya están implementados para la gestión de las regiones aisladas.	
Simplicidad y transparencia	Este desarrollo mantiene los servicios de mercado de contingencia FCAS existentes, que son bien entendidos por la industria.	

Consideración	Ventajas	Desventajas
Eficiencia		Volumen de reserva ineficiente: se espera que este enfoque requiera volúmenes mucho mayores de R6 en comparación con los necesitados históricamente. Como la velocidad de respuesta requerida se obtiene mediante la adquisición de mayores volúmenes de R6, no se espera que este enfoque sea tan eficiente como un enfoque más directo para garantizar la velocidad de respuesta rápida requerida.

OPCIÓN 1: RESPUESTA RÁPIDA DE FRECUENCIA DE SUBIDA Y BAJADA COMO SERVICIO SEPARADO A LOS SERVICIOS EXISTENTES.

En el escenario de que se incorpore la respuesta rápida de frecuencia como un nuevo servicio, se presentan en la Tabla 13 las principales ventajas y desventajas obtenidas por el operador del sistema.

Tabla 13. Ventajas y desventajas de la incorporación de respuesta rápida de frecuencia como nuevo servicio [198].

Consideración	Ventajas	Desventajas
Seguridad y operatividad del sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Siempre que se gestionen los requisitos técnicos para la provisión de FFR como algunos descritos en la sección 4.3.2, este enfoque puede mantener la seguridad del sistema. • El FFR puede programarse según las restricciones de los servicios complementarios de frecuencia. 	
Implementación		<ul style="list-style-type: none"> • Dado que la implementación requiere la introducción de una nueva contingencia en el control de frecuencia, requerirá cambios en los componentes del mercado. • Se requerirán nuevas restricciones para programar el nuevo servicio. • Es probable que se necesiten algunos cambios en las especificaciones del mercado existente para acomodar el servicio FFR. • El tiempo y el costo de implementación serían más sustanciales que la opción de

Consideración	Ventajas	Desventajas
		referencia.
Simplicidad y transparencia	Extiende los servicios de mercado FCAS de contingencia existentes, que la industria ya comprende bien.	
Eficiencia	<ul style="list-style-type: none"> • Reconoce directamente la velocidad de respuesta requerida. • Reconoce y recompensa la capacidad de respuesta rápida de frecuencia existente dentro de los participantes del mercado FCAS, que se espera sea significativa. 	

OPCIÓN 2: INTRODUCIR UN SERVICIO DE FRECUENCIA RÁPIDA MODIFICANDO LOS SERVICIOS EXISTENTES.

En el escenario de que se incorpore la respuesta rápida de frecuencia modificando los servicios existentes, se presentan en la Tabla 14 las principales ventajas y desventajas obtenidas por el operador del sistema.

Tabla 14. Ventajas y desventajas de la incorporación de respuesta rápida de frecuencia modificando los servicios existentes [198].

Consideración	Ventajas	Desventajas
Seguridad y operatividad del sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Siempre que se gestionen los requisitos técnicos para la provisión de respuesta rápida de frecuencia (como los descritos en sección 4.3.2), se puede mantener la seguridad del sistema. • La respuesta rápida de frecuencia puede programarse según las restricciones de control de frecuencia. 	
Implementación	Minimiza los cambios en los sistemas de mercado, la liquidación y las limitaciones, en comparación con la introducción de un nuevo producto.	Se requieren cambios en el registro de proveedores de servicios de 6 y 60 segundos y sus pruebas asociadas a la entrega del servicio.
Simplicidad y transparencia	Minimiza la cantidad de servicios FCAS, reduciendo la segmentación y la complejidad	

Consideración	Ventajas	Desventajas
	del mercado.	
Eficiencia	<ul style="list-style-type: none"> • Reconoce directamente la velocidad de respuesta requerida. • Reconoce y recompensa la capacidad de respuesta rápida de frecuencia existente dentro de los participantes del mercado FCAS, que se espera sea significativa. 	Parte de la provisión de proveedores existentes de 6 segundos y 60 segundos se verá afectada.

OPCIÓN 3: PRECIOS DIFERENCIALES Y MULTIPLICADORES ESCALARES

En el escenario de que se incorpore la respuesta rápida de frecuencia modificando los servicios existentes, se presentan en la Tabla 15 las principales ventajas y desventajas obtenidas por el operador del sistema.

Tabla 15. Ventajas y desventajas de la incorporación de la incorporación de precios diferenciales y multiplicadores escalares [198].

Consideración	Ventajas	Desventajas
Seguridad y operatividad del sistema	Capaz de mantener la seguridad del sistema.	<ul style="list-style-type: none"> • Seguridad: puede ser necesario establecer límites o requisitos adicionales a los proveedores de respuesta rápida de frecuencia que no se aplicarían a los proveedores más lentos. La combinación de todas las velocidades de respuesta en un solo servicio puede hacer que esto sea más complejo. • Operabilidad: programar el volumen correcto de servicio sería más complejo que los acuerdos existentes. La complejidad de los arreglos puede significar que hay menos flexibilidad para realizar cambios futuros.
Implementación		<ul style="list-style-type: none"> • Implementación compleja que requiere el desarrollo de nuevos sistemas. • Sería más costoso y requeriría un período de implementación más largo que la Opción 1 o la Opción 2.
Simplicidad y transparencia	Permitiría menos servicios de contingencia.	Los resultados del mercado pueden ser menos transparentes (en el contexto de NEM) y las señales para la velocidad de

Consideración	Ventajas	Desventajas
		respuesta requerida pueden ser menos claras.
Eficiencia	Permite una diferenciación más granular en la velocidad de respuesta.	La eficiencia estará limitada por la precisión de la parametrización del proveedor.

4.2 MECANISMOS, MODIFICACIONES Y ADECUACIONES NORMATIVAS RECOMENDADAS.

La siguiente sección tiene como objetivo seleccionar los mecanismos y las modificaciones y adecuaciones normativas necesarias para incorporar y promover estas tecnologías en el sistema eléctrico, con base en las normativas estudiadas en secciones anteriores.

4.2.1 RECOMENDACIONES NORMATIVAS DEL OPERADOR AUSTRALIANO PARA INTEGRAR LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.

El operador australiano, AEMO, propuso en 2019 [199] un cambio de normativa que busca redefinir un número creciente de conexiones donde ocurren flujos de energía bidireccional y modelos de negocios donde hay una combinación de tipos de tecnología que se conectan detrás de un punto de conexión. El operador propone crear una nueva categoría de participantes registrados, denominada Proveedor de Recursos Bidireccionales⁹. Así, una persona con un sistema de almacenamiento independiente o una instalación híbrida se podría registrar y participar en esta nueva categoría. Bajo esta regla propuesta, una unidad bidireccional programada normalmente participaría como un solo activo con una sola oferta en el despacho central y podría proporcionar energía y servicios complementarios.

Adicionalmente, el operador realizó una propuesta [200] para realizar un cambio en la normativa, la cual considera relevante para incorporar proveedores de recursos bidireccionales. Se destaca, la propuesta de cambios que incorporen esta nueva categoría, siempre que sea posible, de manera que simplifique y consolide la redacción. Las definiciones actuales de carga y generación también se han redefinido de manera que facilita un mayor reconocimiento de flujos bidireccionales e instalaciones híbridas que producen y consumen energía de diferentes formas y en diferentes momentos.

De esta forma, la propuesta aborda problemas asociados con el tratamiento de las instalaciones de almacenamiento e híbridas mediante:

- La definición y reconocimiento de unidades bidireccionales (para el caso de unidades de almacenamiento) e instalaciones bidireccionales (para sistemas de almacenamiento o sistemas "híbridos" donde el flujo puede ser en cualquier dirección en el punto de conexión).
- Creación de una nueva categoría de participante en el mercado, denominado proveedor de recursos bidireccionales.

El operador considera que dicho enfoque de definición resolverá la incertidumbre regulatoria y operativa. Una persona registrada en esta categoría se clasificaría como participante del

⁹ Capítulo 2 de NER

mercado y podría proporcionar servicios de cada activo clasificado en la instalación bidireccional.

Como se ha comentado, el sistema NEM está cambiando y es necesario asegurar que el marco regulatorio se adapte para facilitar el uso de nuevas tecnologías que apoyen el sistema eléctrico y permitan gestionar los desafíos que traen consigo. La regla propuesta aclara el marco regulatorio de NEM para almacenamiento al identificar cómo participaría como un sistema independiente o en una instalación "híbrida", lo que busca nivelar el campo regulatorio para que la ESS compita por igual con otros activos.

La normativa propuesta contribuirá a los objetivos eléctricos nacionales (*National Electricity Objective*, NEO) mejorando la operación eficiente y la inversión de los servicios eléctricos, puesto que:

- La regulación reconoce al sistema de almacenamiento como un activo que se diferencia de un sistema de generación o carga, porque tiene la capacidad de realizar retiros de energía, almacenarla y volver a inyectar. Definir y reconocer los sistemas de almacenamiento permite aclarar requisitos de la regulación asociados al almacenamiento, lo que aumenta la claridad y transparencia para todas las partes interesadas.
- La nueva categoría de participante registrado permite eliminar las barreras para quienes proponen la utilización de sistemas de almacenamiento y de instalaciones híbridas al proporcionar un modelo de participación más claro y reducir la complejidad.
- Un solo modelo de participación en el mercado permitirá:
 - Reducir la configuración y los costos operativos continuos de participar en el despacho central. Se requerirá que las partes interesadas establezcan y operen un sistema de licitación y despacho menos complicado en lugar de administrar dos licitaciones de despacho, dos instrucciones de despacho e incurrir en costos (incluidas las oportunidades perdidas) asociados con la gestión de cualquier conflicto. Esto también aseguraría que el ESS sea tratado como cualquier otro activo que participe en el NEM.
 - Lo anterior facilita al mercado la comprensión y el análisis de datos para el almacenamiento.
- Busca aclarar los cargos transmisión y distribución para un sistema de almacenamiento, que trae consigo:
 - Mejoras en análisis financieros, ya que la política sería cierta y quien proponga el uso de sistemas de almacenamiento podría evaluar con certeza si estos costos deben tenerse en cuenta al evaluar sus posibles inversiones comerciales.
 - Eficiencia operativa puesto que aclara si un almacenamiento deba estar afecto a estos cargos.
- Al recuperar los costos no energéticos de proveedores de recursos bidireccionales en función de su energía consumida o producida, garantiza que paguen su parte de los costos por los servicios no energéticos que contribuyeron a satisfacer los

requerimientos del sistema. Esto mejora la eficiencia de asignación porque un proveedor de recursos bidireccional produciría o consumiría energía a un precio que refleja mejor los costos asociados con su producción.

Los beneficios esperados de la normativa propuesta por AEMO son los siguientes [192]:

- Actualizar la normativa eléctrica para reflejar mejor los activos e instalaciones que se espera ver en el futuro y crear un marco que sea consistente con un sistema en transición a flujos de energía bidireccionales en cada punto de conexión.
- Mejorar la certeza regulatoria, la eficiencia operativa y reducir los costos asociados al:
 - Aclarar cómo un sistema de almacenamiento y las instalaciones híbridas deben registrarse y participar en el sistema.
 - Establecer acuerdos regulatorios y obligaciones relevantes para un sistema de almacenamiento y las instalaciones híbridas. Esto facilitaría la simplificación de los procesos operativos y de registro en el sistema eléctrico.
- Simplificar y facilitar una operación más eficiente de los sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico a través de:
 - Una única oferta de despacho, optimizando el consumo y producción de energía y servicios complementarios de frecuencia. Esto permitirá a los participantes gestionar mejor la energía de su instalación.
 - Representar los datos de mercado de los sistemas de almacenamiento como un único DUID por unidad (actualmente dos), lo que aumentará la transparencia de estos activos, simplificando así la comprensión y el análisis por industria.
- Eliminar cualquier riesgo interpretativo asociado con los acuerdos actuales de NEM. La falta de certeza puede causar confusión y llevar a aclaraciones y debates innecesarios.
- Facilitar una mejor estimación de los límites de energía de ESS, mejorando así la precisión de la información de las herramientas de pronóstico para los participantes del mercado y los mecanismos de intervención.

IMPLEMENTACIÓN DE PLANTAS DE ENERGÍA VIRTUALES.

Una planta de energía virtual (*Virtual Power Plant, VPP*) se refiere en términos generales a la incorporación de recursos (como generación descentralizada, almacenamiento y cargas controlables) coordinados para brindar servicios al sistema eléctrico [201]. En Australia, los VPP conectados a la red se centran en la coordinación de los sistemas fotovoltaicos en techumbres, el almacenamiento en baterías y los dispositivos de carga controlable, como acondicionadores de aire o bombas de piscina.

La potencia máxima de cada unidad de planta virtual que puede ser inscrita a servicios complementarios es de 5 MW. El participante conectado a la red debe realizar una prueba para evaluar la respuesta de las baterías con respecto a la respuesta esperada para poder otorgar servicios complementarios de frecuencia.

El operador está colaborando con ARENA, la Comisión del Mercado de Energía de Australia, el Regulador de Energía de Australia (AER) y otras agrupaciones para establecer las demostraciones de prueba de *Virtual Power Plant*. Estas demostraciones son el primer paso en un amplio programa de trabajo, diseñado para informar cambios en los marcos regulatorios y

procesos operativos para que los DER puedan integrarse de manera efectiva en el sistema NEM, maximizando el valor para los consumidores y al mismo tiempo apoyando la seguridad del sistema de potencia.

Por último, el operador ha establecido un marco para permitir que los VPP demuestren su capacidad para brindar servicios en mercados de energía y servicios complementarios de frecuencia. Las demostraciones que se están realizando de VPP permitirán a los participantes probar una nueva especificación para entregar servicios complementarios, y AEMO observará cómo responden los VPP a las señales de precios del mercado energético como recursos no programados. Parte de los últimos trabajos efectuados han ido en la gestión de grandes flujos de datos con el operador y aspectos de ciberseguridad para una correcta operación.

4.2.2 RECOMENDACIONES EN LA CONTRATACIÓN DE SERVICIOS DEL REGULADOR DE IRLANDA AL OPERADOR DEL SISTEMA.

La implementación de nuevos servicios ha ido acompañada de una regulación que permita su integración. Actualmente no existen las necesidades sistémicas para entregar el servicio de control rápido de frecuencia en Chile, sin embargo, dichas necesidades están cambiando rápidamente dada la alta integración de energías renovables. El regulador de Irlanda, SEMC, público algunas recomendaciones sobre la adquisición de contratos regulados para la prestación de los servicios implementados en el *DS3 Programme* [202], de la cual es importante destacar conclusiones que pueda servir de apoyo a la implementación de nuevos servicios que se puedan implementar en el mercado chileno.

Dentro de las principales conclusiones está el establecer el volumen máximo que puede ser contratado por punto de conexión del sistema corresponde a 50 MW y las necesidades sistémicas del servicio fueron acotadas entre un mínimo de 91 MW hasta un máximo de 140 MW (para la primera ronda de adquisiciones) la cual debían ser cubiertas por los participantes. La limitación de potencia contratada por puntos de conexión ayudará a la diversificación espacial del servicio y que este no se agrupe en puntos específicos del sistema.

Un mayor detalle de las recomendaciones realizadas por el regulador para la adjudicación de contratos se puede encontrar en el Anexo 6.12.

4.2.3 RESTRICCIONES DE ORDEN PARA LAS SUBASTAS DEL MERCADO BRITÁNICO.

La adjudicación de servicios complementarios de frecuencia en Inglaterra se ha realizado mediante licitaciones mensuales para cubrir las necesidades sistémicas. Para la transición a nuevas formas de cubrir dichos servicios, se implementó una prueba de subastas semanales para cubrir los servicios complementarios de frecuencia de la cual se extrajeron resultados y mecanismos de cómo realizar dichas subastas. En el lanzamiento del nuevo servicio de frecuencia *Dynamic Containment*, se han implementado algunas mejoras en el proceso de adjudicación de subastas, las cuales buscan mejorar la eficiencia del mercado.

Dentro de estas mejoras, está el diseño del algoritmo de prueba de subasta de respuesta en frecuencia (HELENA), a la se agregó una serie de restricciones específicas que se denominan "restricciones de orden de mérito". Estas buscan minimizar el costo total a largo plazo maximizando la competencia mediante la maximización de la transparencia, lo cual alienta a los participantes a utilizar la estrategia de licitación simple y conducir a una mayor transparencia del mercado [203].

Las restricciones de orden de mérito tienen como objetivo dar prioridad a subastas específicas, denominadas "bloques básicos", y definir prioridades entre esos "bloques básicos". También se asume que estas prioridades limitarían el número de bloques rechazados paradójicamente (*Paradoxically Rejected Blocks*, PRB)¹⁰. Tener en cuenta los avances respecto a los mecanismos de subastas para los controles rápidos de frecuencia de Inglaterra podrían servir de apoyo cuando se abra el mercado de control rápido de frecuencia en Chile. Para ilustrar las componentes claves para la aceptación de subastas se puede complementar con los ejemplos del Anexo 6.13.

4.3 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE LAS TECNOLOGÍAS PARA PROVEER SERVICIOS DE SEGURIDAD.

La siguiente sección tienen como objetivo definir los requerimientos técnicos mínimos que garanticen un desempeño correcto de las tecnologías evaluadas en cuanto a la provisión de seguridad a la red eléctrica y mejora en la flexibilidad del sistema, basado en lo visto en las secciones anteriores.

4.3.1 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS IMPLEMENTADOS PARA SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS EN IRLANDA.

Irlanda publicó un listado de requerimientos técnicos que deben ser implementados para ser aplicado a Estaciones de Almacenamiento de Energía de Baterías (*Battery Energy Storage Power Stations*, ESPS) [204]. Las ESPS deben tener una capacidad mayor a 1 MW para el caso de Irlanda (EirGrid) y 5 MW para Irlanda del Norte (SONI), los cuales deben ser controlables y despachables por el operador. Como punto a destacar, las estaciones de almacenamiento de energía de batería se clasifican como Módulo de Parque de Potencia (*Power Park Modules*, PMM) en los códigos eléctricos de ambos sistemas, concepto que aparecerá en los tópicos que se presentarán más adelante.

A continuación, se especifica y detallan requisitos implementados en los códigos eléctricos de Irlanda (Eirgrid) e Irlanda del Norte (SONI) para aplicarlo a ESPS de baterías, los cuales tienen incidencia en el control de frecuencia, quedando excluido de este estudio los servicios relacionados al control de tensión y la inyección de potencia reactiva.

CONTROL DE POTENCIA ACTIVA.

Se requiere que un sistema de almacenamiento pueda alcanzar cualquier punto de ajuste de potencia (MW) indicado por el TSO dentro de su rango operativo, asumiendo que tiene suficiente energía o capacidad para hacerlo. El rango operativo de una batería es la región entre su capacidad máxima de exportación de energía activa y la capacidad máxima de importación de energía activa. Las capacidades máximas de exportación e importación pueden estar determinadas por una serie de factores técnicos y contractuales.

El sistema de control del sistema de baterías debe ser capaz de ajustar la importación/exportación de potencia de la batería al recibir una entrada [204] , la cual puede ser:

- Un punto de ajuste de MW emitido por el operador a través del sistema SCADA; o

¹⁰ Corresponden a subastas que puedan ser rechazadas a pesar de que estén debajo del límite de precio de corte de la subasta.

- Una entrada del operador, tras la recepción de una instrucción de envío a través de EDIL (*Electronic Dispatch Instruction Logger*)

El operador puede utilizar SCADA (APC en Irlanda o *Emergency Action* en Irlanda del Norte) para emitir instrucciones directamente al sistema de control de batería ESPS. EDIL es una interfaz entre el operador del sistema y un operador responsable de la batería ESPS. El operador de la ESPS de la batería debe poder interactuar con el operador del sistema eléctrico a través de EDIL para declarar la disponibilidad y recibir/reconocer las instrucciones de envío.

Si el control de potencia activa (*Active Power Control, APC*) o la acción de emergencia están en ON, el punto de ajuste emitido a través de ese esquema de control debe tener prioridad sobre una instrucción emitida a través de EDIL. Cuando se apaga el APC, la unidad debe descender a una salida de 0 MW a la velocidad de rampa del punto de ajuste de control de potencia activa, a menos que el operador indique lo contrario (a través de EDIL).

TASAS DE RAMPA.

Se requiere que los sistemas de almacenamiento basado en baterías sean capaces de funcionar a tres velocidades de rampa de potencia activa separadas [204]:

- Tasa de rampa de control de potencia activa con punto de ajuste
- Tasa de rampa de respuesta de frecuencia
- Tasa de rampa de capacidad limitada

La tasa de rampa de control de potencia con punto de ajuste y la tasa de rampa de respuesta de frecuencia son conceptos que se han establecido para los módulos de parque de energía (PMM). Sin embargo, la tasa de rampa de capacidad limitada es un nuevo requisito específico para las baterías, necesario por la naturaleza de capacidad limitada del almacenamiento.

Las tres velocidades de rampa coexisten y el sistema de control debe priorizar las velocidades de rampa en el siguiente orden:

1. Tasa de rampa de capacidad limitada
2. Tasa de rampa de respuesta de frecuencia
3. Tasa de rampa del punto de ajuste de control de potencia activa

I. TASA DE RAMPA DE CONTROL DE POTENCIA ACTIVA CON PUNTO DE AJUSTE.

Esta describe la tasa de cambio de la potencia activa que debe alcanzar el sistema de almacenamiento de baterías en respuesta a un punto de ajuste de potencia activa (a través de SCADA o instrucción EDIL emitida por el operador).

Un ESPS de baterías debe ser capaz de implementar una tasa de rampa de punto de ajuste de control de potencia activa en cualquier momento en un rango entre el 1% y el 100% de la capacidad registrada por minuto.

Para el caso del sistema EirGrid, el operador especificará los ajustes de la velocidad de rampa en el listado de señales específicas que deben ser integradas al SCADA.

II. TASA DE RAMPA DE RESPUESTA DE FRECUENCIA.

Es la tasa de cambio de potencia activa de la batería ESPS cuando se proporciona una respuesta de frecuencia.

Se requiere que las ESPS de baterías cumplan con las tasas de rampa de respuesta de frecuencia descritas en los códigos de red SONI y EirGrid para eventos de baja y alta frecuencia. Este es un requisito de velocidad de rampa mínima y se reconoce que es probable que las baterías superen con creces este requisito mínimo [204]

Para el caso del sistema EirGrid, la normativa está implementada para un Módulo de Parque de Potencia de la siguiente manera: *“Al actuar para controlar la frecuencia del sistema, el PPM controlable proporcionará al menos el 60% de su respuesta de potencia activa adicional esperada en 5 segundos y el 100% de su respuesta de potencia activa adicional esperada dentro de los 15 segundos desde que la frecuencia del sistema de transmisión inicio la excursión de fuera de la banda muerta o la activación del trigger de frecuencia”* [204].

En el caso del sistema SONI, el Código Eléctrico señala que la tasa de rampa de respuesta de frecuencia se define en términos de capacidad de respuesta primaria y secundaria:

- La capacidad de respuesta primaria de la batería ESPS (disponible por 5 segundos y sostenida hasta 15 segundos) debe ser un 60% del valor de cambio de salida de MW esperado basado según su control¹¹.
- La capacidad de respuesta secundaria de la batería ESPS (disponible por 15 segundos y sostenida hasta 90 segundos) debe ser un 100% del valor de cambio de salida MW esperado basado en la característica de caída¹².

III. TASA DE RAMPA DE CAPACIDAD LIMITADA.

La tasa de rampa de capacidad limitada describe la manera en que un ESPS de baterías debe controlar su importación/exportación de energía activa a medida que se acerca a los límites de su capacidad.

Se reconoce que los sistemas de almacenamiento basados en baterías son dispositivos de almacenamiento con una capacidad de energía finita. Por lo tanto, es importante establecer requisitos para regular el comportamiento de una ESPS de baterías en las siguientes condiciones [204]:

1. Cuando una batería ESPS está exportando (descargándose) al sistema, ya sea en respuesta a un punto de ajuste de potencia activa o frecuencia, y se está agotando la energía almacenada restante, y;
2. Cuando una batería ESPS se está importando (cargando) desde el sistema, ya sea en respuesta a un punto de ajuste de potencia activa o frecuencia, y se acerca a su capacidad total.

No es deseable que un ESPS de baterías responda a cualquiera de las condiciones anteriores con un descenso brusco de potencia activa a cero debido al efecto sobre la estabilidad del sistema eléctrico. El comportamiento requerido es una reducción controlada y predecible en la respuesta de potencia definida como “Tasa de rampa de capacidad limitada”.

¹¹ Este es un mínimo absoluto y si la batería ESPS puede ofrecer una respuesta mayor en 5 segundos, deben hacerlo.

¹² Este es un mínimo absoluto y si la batería ESPS puede ofrecer una respuesta mayor en 15 segundos, deben hacerlo.

Al acercarse a cualquiera de los límites descritos anteriormente, se requiere que un ESPS de batería sea capaz de disminuir a cero de manera lineal a una velocidad especificada entre el 1% y el 100% por minuto de la capacidad registrada, según corresponda. Por lo tanto, el sistema de control de ESPS de baterías debe ser capaz de tener en cuenta la "Tasa de rampa de capacidad limitada" prevaleciente y calcular, en función del punto de ajuste actual de potencia de importación o exportación, el volumen de energía necesario para disminuir a cero desde ese punto de ajuste. A medida que el ESPS de baterías se dirige a un estado completamente cargado o descargado, se espera que la unidad proporcione una respuesta de frecuencia en la dirección en la que haya "capacidad disponible".

Para términos de ejemplo, se considera un caso de descarga de un ESPS de baterías, donde la Figura 35 muestra cómo se exporta energía a una tasa constante y se acerca a un estado completamente descargado.

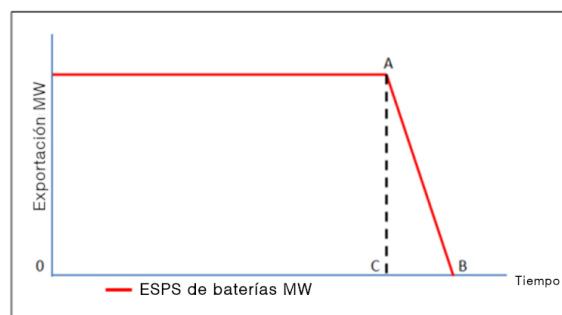


Figura 35. Tasa de rampa de capacidad limitada en proceso de descarga [204].

Es necesario que el operador de la ESPS calcule el "Punto A", en el que tiene suficiente energía almacenada restante para disminuir a cero MW a la "Tasa de rampa de capacidad limitada" predefinida. Es decir, el volumen de energía representado por el área delimitada por el triángulo A-B-C es igual a la energía almacenada restante y la pendiente de la línea A-B representa la "Tasa de rampa de capacidad limitada" en efecto según lo especificado por el operador del sistema.

En este caso, la línea A-B representa un límite en la potencia activa exportada por la batería ESPS. Durante la rampa descendente de A a B, la exportación de potencia de la ESPS no debe exceder la línea A-B en respuesta a un punto de ajuste de potencia activa o en respuesta a la frecuencia. Sin embargo, la respuesta de potencia de la ESPS puede reducirse por debajo de la línea A-B (y entrar en un estado de importación) en respuesta a un punto de ajuste de potencia activa o en respuesta a una sobrefrecuencia. Se puede hacer el mismo ejercicio para el proceso de carga.

RESPUESTA EN FRECUENCIA.

La ESPS de baterías debe ser capaz de cumplir con los siguientes puntos [204]:

- Contribuir al control de la frecuencia del sistema mediante la modulación de la potencia activa.
- Responder a condiciones de alta y baja frecuencia desde una potencia activa de referencia en cualquier lugar dentro de su rango operativo, incluso a una potencia de cero MW. No se espera que la respuesta de frecuencia se extienda más allá de los límites del rango operativo.

- Acomodar cinco modos de respuesta de frecuencia programables separados. Cada modo estará representado por una curva de respuesta descrita en términos de los parámetros enumerados a continuación.

El TSO tendrá la funcionalidad de:

- Alternar entre los modos de respuesta de frecuencia a través de señales SCADA.
- Activar y desactivar la respuesta de frecuencia a través de una señal SCADA.

Cuando la respuesta de frecuencia está en "ON", la ESPS responderá a la frecuencia del sistema de acuerdo con los ajustes de respuesta de frecuencia especificados para el modo de frecuencia activa. Cuando la respuesta de frecuencia está en "APAGADO", la ESPS no responderá a ningún cambio en la frecuencia del sistema [30].

El modo de respuesta de frecuencia seleccionado (y la retroalimentación) no se verá afectado por el estado de respuesta de frecuencia (ENCENDIDO / APAGADO), es decir, el modo de respuesta de frecuencia no cambia.

La característica de respuesta de frecuencia de la ESPS de baterías y los parámetros utilizados para describirla se muestran en la Figura 36.

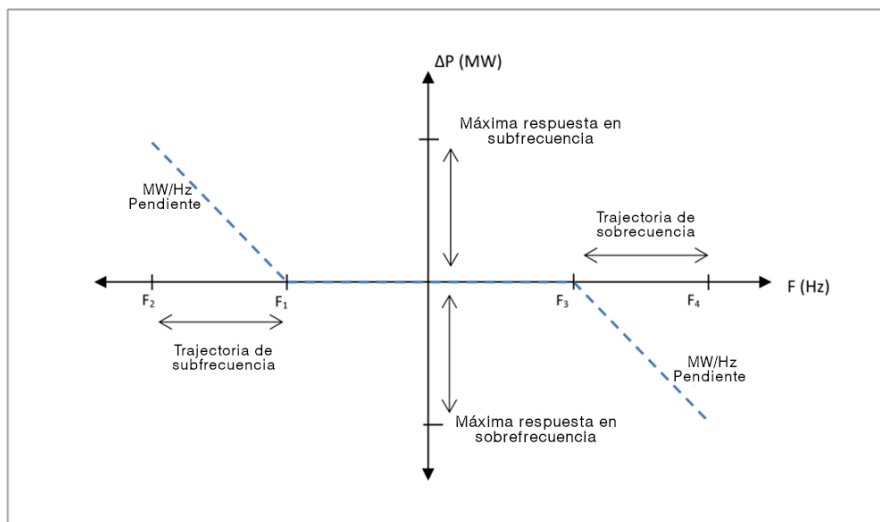


Figura 36. Características y parámetros de respuesta de frecuencia de ESPS de baterías [204].

Las características se definen de la Figura 36 se resumen en la Tabla 16.

Tabla 16. Definición de características y parámetros de respuesta de frecuencia de ESPS de baterías [204].

N°	Características	Descripción
1	F	La frecuencia del sistema en cualquier momento dado.
2	rP	Cambio en la salida de potencia activa, debido a un cambio en la frecuencia del sistema.

N°	Características	Descripción
3*	Frecuencia del <i>Trigger</i> para subfrecuencia (F1)	Frecuencia en la cual la unidad proveerá respuesta en subfrecuencia
4	F2	Frecuencia en la cual la unidad alcanzara la máxima respuesta en subfrecuencia.
5*	Frecuencia del <i>Trigger</i> para sobrefrecuencia (F3)	Frecuencia en la cual la unidad proveerá respuesta en sobrefrecuencia
6	F4	Frecuencia en la cual la unidad alcanzara la máxima respuesta en sobrefrecuencia.
7*	Trayectoria de Subfrecuencia	La magnitud del cambio en frecuencia sobre la cual la unidad entregara la máxima respuesta en subfrecuencia
8*	Trayectoria de Sobrefrecuencia	La magnitud del cambio en frecuencia sobre la cual la unidad entregara la máxima respuesta en sobrefrecuencia
9*	máxima respuesta en subfrecuencia	Máximo incremento en potencia activa la cual la unidad proveerá en respuesta a subfrecuencia
10*	máxima respuesta en sobrefrecuencia	Máximo reducción en potencia activa la cual la unidad proveerá en respuesta a sobrefrecuencia

Los ajustes acompañados de un asterisco son los parámetros configurables que definen la respuesta de frecuencia en los modos 1-5.

La pendiente en términos de MW/Hz se define solo por el “Ajuste de Respuesta Máxima” y la trayectoria, como se define para cada modo.

4.3.2 CONSIDERACIONES TÉCNICAS EN LA PROVISIÓN DE RESPUESTA RÁPIDA DE FRECUENCIA EN AUSTRALIA.

En el siguiente punto se presentan algunas consideraciones técnicas que sugiere el operador de Australia en la implementación de la respuesta rápida de frecuencia, tales como la importancia de la distribución geográfica del control de frecuencia, que exista un mínimo de proveedores, y requerimientos técnicos como la caída de frecuencia y velocidad de respuesta.

DIVERSIFICACIÓN GEOGRÁFICA Y LÍMITES LOCALES.

La respuesta rápida de potencia activa (FAPR) se refiere a una respuesta de potencia activa rápida (inferior a un segundo) de los recursos, incluidas las baterías, recursos basados en inversores y algunos tipos de respuesta de demanda. La FAPR se puede activar en una variedad de formas para gestionar problemas de seguridad. Por ejemplo, la respuesta rápida de frecuencia se puede considerar como una forma de respuesta rápida de potencia activa.

La integración de FAPR conlleva sus propios desafíos. En algunos estudios relacionados al diseño de sistemas de monitoreo y control que utilizan FAPR han encontrado que, si se entrega en la ubicación incorrecta, puede afectar la separación angular entre regiones, aumentando el riesgo de separación regional [205] [206] [206] [205]. Es posible que puedan surgir desafíos similares en la NEM, si se desarrollan grandes concentraciones de control rápido de frecuencia en alguna ubicación espacial. La distribución de ubicación de respuesta rápida de frecuencia proporcionaría una respuesta más resistente a contingencias.

Existen otras consideraciones para la concentración de control rápido de frecuencia, donde se incluye la gestión de voltaje, la coordinación con desconexión de carga por subfrecuencia (UFLS)/desconexión de generación por sobrefrecuencia (OFGS) y la interacción con los esquemas de protección. La coordinación de FFR con UFLS ya presenta desafíos en el sur de Australia. Adicionalmente, la diversidad espacial de la respuesta de frecuencia, incluida la respuesta de los proveedores de respuesta rápida de frecuencia, minimiza el cambio en los flujos de potencia de las interconexiones regionales después de eventos contingentes.

I. TRANSPARENCIA DE LOS PROBLEMAS DE INTEGRACIÓN.

El mercado de servicios complementarios debería incentivar el desarrollo de respuesta rápida de frecuencia, los proveedores potenciales pueden tener poca visibilidad de estos problemas. Puede haber límites en la ubicación para la entrega de control rápido que no sean evidentes al inmediato, y problemas de integración que requieren un análisis técnico detallado para ser resueltos, por lo que, el operador debe poder estudiar el impacto de entregar respuesta rápida de frecuencia, antes de que esté operando como parte del mercado.

Algunos de estos problemas podrían resolverse cambiando la forma en que se registran los servicios complementarios. Históricamente, habría poco que limitara la entrega de servicios de frecuencia, por lo que los desarrolladores de proyectos podrían tener cierto nivel de certeza sobre la posibilidad de registrar una determinada capacidad de control de frecuencia. La dificultad de la integración de la respuesta rápida requiere implementar estándares de rendimiento de las plantas y así permitir que el operador del sistema pueda evaluar e identificar problemas con anticipación. Alguno de los estudios que serían necesarios, por ejemplo, la coordinación de la respuesta rápida de frecuencia con los esquemas de control de frecuencia de emergencia, como asegurarse que se tomen las medidas adecuadas para mantener la seguridad del sistema.

II. REQUISITOS REGIONALES Y LÍMITES MÁXIMOS DE ENTREGA.

Los requisitos regionales, ya sean establecidos en volúmenes máximos o mínimos, también ayudarían a lograr la diversidad geográfica y podrían mejorar la resiliencia del sistema. Los requisitos regionales no son actualmente un componente de los mercados de servicios complementarios, pero se han planteado como una posible necesidad futura.

El operador de Reino Unido, *National Grid*, desarrolló el producto *Enhanced Frequency Response* (EFR), que requiere que los proveedores respondan en 1 segundo o menos. Las licitaciones se limitaron a un tamaño máximo de 50 MW para eliminar las preocupaciones sobre el código de la red, pero también para permitir una gama más amplia de proyectos a licitar. *National Grid* ha emprendido un proceso de racionalización de sus servicios de frecuencia y ya no se adquiere activamente EFR. El nuevo producto *National Grid Dynamic Containment* es similar en especificación a lo que sería un servicio respuesta rápida de frecuencia dinámica en el NEM. El Producto de *Dynamic Containment* también tiene un límite de 50 MW para cada unidad, de una adquisición inicial de 500 MW, con un volumen de adquisición agregado final previsto de 1.000 MW [198].

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA RESPUESTA RÁPIDA DE FRECUENCIA DINÁMICA.

I. CAÍDA DE FRECUENCIA.

El ajuste de la caída de frecuencia facilita a los proveedores participar en respuesta a un evento de frecuencia. Esto permite que cada unidad responda de acuerdo con su tamaño, distribuyendo la respuesta global entre los proveedores. Las baterías son capaces de establecer valores de caída muy bajos, dando grandes respuestas a pequeños cambios de frecuencia. Los valores de caída internacionalmente mínimos, o de respuesta máxima, se especifican en el rango de 2-3% [207]. A medida que la configuración de caída se acerca al 0%, el proveedor podría potencialmente cambiar su capacidad total en respuesta a cualquier perturbación de frecuencia dentro de su banda de sensibilidad de frecuencia. El operador australiano ha establecido una configuración de caída mínima del 1,7% para los proveedores de baterías de FCAS [208], a menos que se especifique lo contrario.

II. TIEMPO DE RESPUESTA.

Si bien se puede lograr una respuesta rápida del orden de cientos de milisegundos [209], para una respuesta rápida de frecuencia dinámica es importante que la respuesta esté relacionada con la frecuencia. El ajuste de actuación del control para ofrecer respuestas muy rápidas puede tener impactos perjudiciales en el sistema, como interacciones de control y resultados de estabilidad adversos. Se menciona como referencia el producto *Dynamic Containment* de *National Grid* tiene un tiempo de respuesta máximo de 0,5 segundos, la cual ilustra en la Figura 37, los tiempos mínimos y máximos establecidos para la operación.

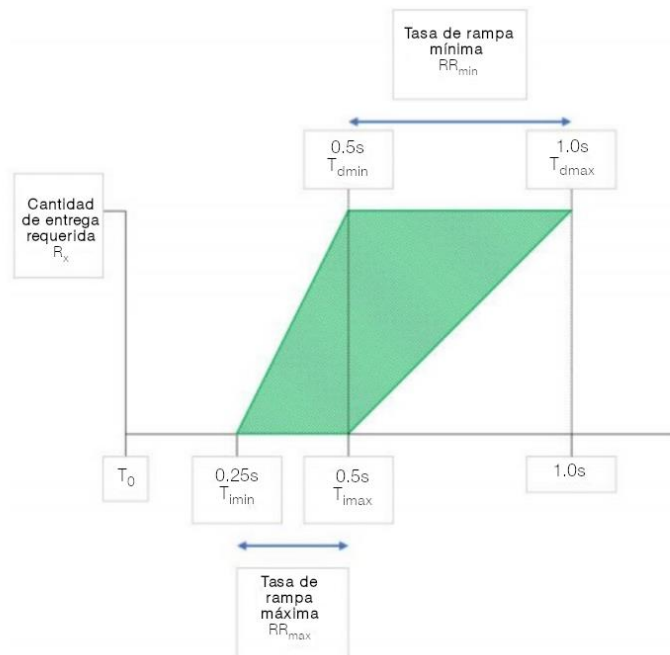


Figura 37. Tiempo de respuesta del producto *Dynamic Containment* [210].

4.3.3 ESPECIFICACIONES MÍNIMAS REQUERIDAS PARA LA PROVISIÓN DE TECNOLOGÍA *GRID-FORMING* EN GRAN BRETAÑA.

Esta modificación propone agregar una especificación técnica no obligatoria al código de red, relacionada con VSM. La especificación permitirá a las partes aplicables (principalmente

aquellas que utilizan convertidores de potencia, por ejemplo, parques eólicos, HVDCs y parques fotovoltaicos) ofrecer un servicio adicional de estabilidad a la red que brindará la oportunidad de participar en el mercado [211]. Esto será fundamental para garantizar la estabilidad de la red en el futuro, facilitando el objetivo de funcionamiento del sistema eléctrico de Gran Bretaña sin emisiones de carbono para 2025 y permitiendo la participación en un mercado comercial.

El ESO consideró por primera vez el desafío de conectar grandes volúmenes de plantas basadas en convertidores en 2013 [212]. Posteriormente, en 2017, como parte del trabajo GC0100 [213], se propuso inicialmente que *grid-forming* debía considerarse una opción para la inyección rápida de corriente de falla. En 2018, el operador estableció un Grupo de expertos de VSM [214] cuyo objetivo principal era considerar si VSM/*grid-forming* era una tecnología viable que valía la pena progresar y considerar a un alto nivel la especificación técnica.

También, ESO publicó otros artículos en 2019 [215]. Uno de estos artículos incluía una investigación que probó la demostración exitosa del convertidor VSM a pequeña escala.

Las investigaciones mencionadas demuestran el desarrollo sustancial que se han llevado a cabo en este tema y que la tecnología *grid-forming/Virtual Synchronous Machine* es una solución viable para lograr que el sistema eléctrico de Gran Bretaña funcione con fuentes bajas en carbono. Sin embargo, cualquier requisito especificado en el código de redes debe tener en cuenta los siguientes criterios, de acuerdo con el documento publicado por GC0137 [216]:

- Los requisitos no deben ser obligatorios y deben tener la capacidad de formar la base de un mercado comercial más amplio.
- La especificación debe ser transparente y debe permitir que cualquier tipo de participante (por ejemplo, generación sincrónica, generación basada en convertidores, equipos de compensación) que tengan la capacidad necesaria pueda participar en un mercado futuro.
- Los requisitos no deben exigir índices mínimos de sobrecarga. Esto presentaría costos excesivos para los desarrolladores.
- Los requisitos deben ser coherentes con el trabajo *Stability Pathfinder*¹³ [217] e igualmente permitir a desarrolladores la oportunidad de ofrecer servicios de equilibrio adicionales (por ejemplo, contención dinámica) siempre que esto no dé lugar a una declaración de capacidad excesiva.
- La especificación se ha desarrollado para permitir a desarrolladores declarar las capacidades de su fuente de generación. Esto significa que se podría ofrecer capacidad *grid-forming* que incluya tecnología VSMOH. VSMOH proporciona las mismas capacidades que una máquina sincrónica, pero el almacenamiento de energía (que normalmente se reflejaría a partir de la energía almacenada en la masa giratoria del tren de transmisión) se reduce sustancialmente. Sin embargo, esta tecnología proporciona beneficios sustanciales al proporcionar torque de sincronización,

¹³ Para más información dirigirse a reporte “*Stability Phase One Tender Interactive Guidance*” [167].

alimentación de fallas, limitar el cambio de vector y ayudar a mantener un perfil de voltaje estable durante condiciones de perturbación

- La participación tanto de proveedores nuevos como existentes.

El documento comprende tres secciones principales:

- Los requisitos de desempeño técnico que definen la capacidad de la fuente de generación.
- Los datos de la fuente de generación y la información de modelado. Esto es necesario para evaluar la capacidad de la fuente de generación y permitir que el modelo se integre en el software de ESO para poder establecer su impacto en el sistema. También incluye los datos necesarios para garantizar que la fuente no cause interacciones indebidas en fuentes de generación de otros usuarios o en el Sistema de Transmisión.
- El cumplimiento que consiste en demostrar que la fuente de generación, tal como se construyó, es totalmente capaz de cumplir con los requisitos de la especificación del código de red. Esto incluiría tanto simulación como pruebas. La redacción legal propuesta tiene en cuenta la posible necesidad de realizar pruebas utilizando una red aislada.

REQUISITOS DE RENDIMIENTO TÉCNICO.

Los requisitos de rendimiento técnico contienen las siguientes exigencias que se reflejan en la redacción legal:

- Nuevas definiciones, en particular, "Capacidad *Grid-Forming*", "Potencia de respuesta RoCoF", "Potencia activa de salto de fase", "Potencia activa de amortiguación", "Potencia activa basada en control *droop*", son descritas en el Anexo 6.14. Estas son definiciones clave que describen:
 - La fuente y lo que se espera de ella
 - El tipo de producción de "energía" que se espera cuando está sujeta a una perturbación.
- La fuente *grid-forming* se ha subdividido en dos partes
 - GBGF-S (se refiere a una fuente *grid-forming* derivada de un generador sincrónico).
 - GBGF-I (se refiere a una fuente *grid-forming* derivada de un convertidor de potencia).

Esto ha sido necesario ya que algunos de los requisitos entre los dos tipos de fuentes de generación son ligeramente diferentes. No es apropiado, por ejemplo, que los propietarios de plantas GBGF-S realicen algunas pruebas o análisis, ya que sus características dinámicas de rendimiento ya se conocen.

- Cualquier propietario de una fuente de generación que desee proporcionar un servicio de arranque (*Black Start*) necesitaría tener capacidad *grid-forming*. Esto es importante para brindar oportunidades de mercado adicionales para que propietarios y operadores proporcionen este servicio si así lo desean.

- Los requisitos de rendimiento técnico no son obligatorios, pero están abiertos a cualquier proveedor que posea y opere cualquier tipo de fuente de generación, siempre que pueda cumplir con los requisitos mínimos.
- La estructura básica de la fuente *grid-forming* comprenderá una impedancia y una fuente de tensión interna. La impedancia sería real y estaría compuesta por una o una serie de impedancias reales entre la fuente de voltaje interna y el punto de conexión y no comprendería impedancias virtuales.
- Se requiere que cada fuente *grid-forming* sea capaz de suministrar potencia en respuesta al RoCoF inicial, y potencia activa de amortiguación cuando está sujeta a una perturbación de la red. Estos requisitos también se aplican a variaciones de frecuencia.
- Cada convertidor *grid-forming* se diseñará de modo que no provoque interacciones indebidas con el sistema eléctrico completo o con las fuentes de generación y equipos de otros usuarios.
- Cualquier sistema de control externo instalado en la fuente *grid-forming*, como, por ejemplo, sistemas de control de voltaje o sistemas de control de frecuencia, debe tener un límite de ancho de banda menor a 5 Hz para evitar interacciones indebidas del sistema de control principal.
- Para las plantas que tienen capacidad tanto de importación como de exportación (por ejemplo, un sistema HVDC o un sistema de almacenamiento de energía), la fuente *grid-forming* debe tener la capacidad de operar en el modo de operación de importación y exportación completo.
- La fuente con capacidad *grid-forming* se diseñará para que esté adecuadamente amortiguada. Se permite un factor de amortiguación dentro de un rango de 0,2 a 5 y el valor específico se acuerda con el ESO, ya que esto variará según el sitio específico.
- Cada fuente con capacidad *grid-forming* debe ser capaz de operar sobre un nivel mínimo de cortocircuito según lo acordado con el ESO.
- Cada fuente con capacidad *grid-forming* conectada directamente deberá ser capaz de satisfacer los requisitos de calidad de suministro aplicables definidos en CC / ECC.6.1.5, CC / ECC.6.1.6 y CC / ECC.6.1.7 [218]. Cualquier requisito adicional para mejorar la calidad de los requisitos de suministro (por ejemplo, mejoras en la gestión de distorsión armónica) se acordaría bilateralmente con el ESO.
- Se ha introducido un nuevo requisito para la inyección rápida de corriente de falla. Esto es similar a los requisitos de ECC.6.3.16 introducidos a través de la modificación del código de red GC0111 [219] pero refleja la necesidad de tiempos de respuesta más rápidos y la corriente nominal máxima de la fuente con capacidad *grid-forming*.
- Se ha introducido una nueva sección sobre seguimiento. Esto requerirá una nueva Norma Eléctrica o una enmienda a la Norma de Monitoreo de Sistema Dinámico actual (TS.3.24.70_RES) [217] [220].

REQUERIMIENTOS DE DATOS Y MODELOS.

La segunda parte de la especificación se refiere a datos y modelos que deben ser proporcionados al ESO por los desarrolladores de fuentes con capacidad *grid-forming*, lo cual

puede complementarse con la tabla mostrada en el Anexo 6.15. Esto es necesario por tres razones principales:

- Asegurar que un desarrollador proporcione información verdadera y precisa de su fuente con capacidad *grid-forming* para que pueda replicarse en el software de análisis del sistema eléctrico de ESO. Esto permite que ESO continúe teniendo una comprensión precisa de cómo la fuente de generación afectará al sistema de transmisión.
- Permitir que se envíen datos correctos para facilitar el futuro mercado *grid-forming*.
- Suministrar datos relevantes como, por ejemplo, una gráfica de perturbación de frecuencia de red, para que ESO pueda verificar que la fuente de generación no tendrá interacciones negativas con el sistema de transmisión u otra fuente conectada, además de asegurar un nivel adecuado de amortiguación.

Es importante que cualquier fuente con capacidad *grid-forming* conectada a la red no cause interacciones dañinas o indebidas con la planta de otro usuario o con el sistema en sí. Como parte de las discusiones del grupo de trabajo, se ha sugerido el gráfico de perturbación de frecuencia de red (NFP) combinado con el uso de un gráfico de Nicolls (para evaluar la amortiguación) como un enfoque adecuado para esta aplicación.

Si bien la propuesta del código de red requiere que los desarrolladores presenten un diagrama NFP o equivalente, se reconoce que los datos y análisis asociados con la evaluación y el impacto en el sistema eléctrico se trata de un área compleja y, por lo tanto, se propone que se establezca un grupo de expertos separado que se encargará de desarrollar una "Guía de mejores prácticas".

REQUISITOS DE CUMPLIMIENTO.

La parte final de la especificación cubre el cumplimiento sobre las siguientes tres áreas principales, que son:

- Simulación
- Pruebas
- Monitoreo online

El primer conjunto de simulaciones propuestas como parte de esta modificación del código de red, se ejecuta incorporando la red de pruebas. Estas simulaciones solo deben ejecutarse para fuentes con capacidad *grid-forming* que incluyan convertidores de potencia. No hay ningún requisito para que funcionen en generadores sincrónicos, ya que la capacidad de estos generadores se ha demostrado a lo largo de muchos años de operación y experiencia industrial.

El segundo conjunto de simulaciones es necesario para demostrar la capacidad de las fuentes con capacidad *grid-forming* para suministrar potencia frente a un cambio de fase. Las simulaciones se ejecutan con la fuente en un punto de carga acordado o carga mínima y un rango de saltos de fase aplicados en el punto de conexión. También se aplicará un salto de fase hasta el límite máximo permitido. Estas pruebas son para demostrar que la fuente pueda proporcionar "Potencia de cambio de fase", pero también para demostrar que la fuente puede soportar "Saltos de fase" hasta el "Límite de resistencia de salto de fase" máximo.

El tercer conjunto de simulaciones se requiere para confirmar y demostrar el comportamiento apropiado de la fuente de generación con capacidad *grid-forming* durante condiciones de falla de voltaje. En particular, estas simulaciones son necesarias para demostrar el funcionamiento frente a la falla y la inyección rápida de corriente de falla. En esta simulación, los resultados de potencia activa, potencia reactiva y frecuencia se registran para demostrar la capacidad de fuente de generación en suministrar potencia en respuesta al RoCoF inicial y potencia de salto de fase simultáneamente.

Las siguientes pruebas de simulación se requieren para demostrar la capacidad de la fuente de generación para suministrar potencia de amortiguación, las cuales buscan inyectar ondas sinusoidales de diferente frecuencia desde la fuente para comparar resultados. En función de la gráfica de perturbación de frecuencia de red proporcionada por el propietario de la fuente de generación, se logra evaluar la amortiguación.

Las últimas pruebas de simulación son necesarias para demostrar la potencia de salida de la fuente de generación.

En relación con las pruebas, se requieren para garantizar que la fuente con capacidad *grid-forming* sea capaz de validar datos y modelos presentados, además cumplir con los requisitos impuestos.

Las pruebas reales son las mismas que las realizadas a través de simulaciones. Algunas de estas pruebas requerirán un suministro de frecuencia variable y, por lo tanto, requerirán instalaciones de prueba especializadas. Para abordar este problema, ESO aceptará pruebas de tipo y certificados de equipos como demostración de cumplimiento y también estará abierto a aceptar un conjunto de pruebas alternativas a las especificadas en el código de red.

Algunas de las pruebas requerirán velocidades de muestreo muy rápidas para ver el comportamiento de la fuente de generación. Este es particularmente el caso cuando se aplica un cambio escalonado en el ángulo de fase en el punto de conexión, ya que resultará en un cambio casi instantáneo en la salida de potencia activa de la fuente. Las resoluciones necesarias para registrar estos eventos son pequeñas. Por lo tanto, para registrar con precisión este tipo de cambios de fase, es probable que se requiera un tiempo de muestreo de 1 μ s (1MHz). Hay instrumentos disponibles capaces de registrar estos valores y el código de red se ha actualizado para incluir este requisito.

Además de las pruebas, también será necesario realizar un seguimiento en línea una vez que se haya puesto en marcha la fuente de generación con capacidad *grid-forming*. Esto tomaría la forma de un monitor de sistema dinámico donde puede ser necesario introducir un nuevo estándar dentro de los estándares eléctricos relevantes (RES). Se prevé que esto sería una adaptación a la actual especificación de supervisión dinámica de sistemas TS.3.24.70_RES, con requisitos mejorados de muestreo y supervisión de señales. Se propone que esta norma se aborde como parte del grupo de expertos que está desarrollando la guía de mejores prácticas.

Uno de los objetivos es que el sistema de monitoreo capture datos sobre cualquier cambio de fase significativo en la red o cualquier RoCoF significativo para el análisis posterior del desempeño de la fuente. Esto debe hacerse en la ubicación de las fuentes de generación con capacidad *grid-forming*, ya que estos efectos varían con respecto a las diferentes ubicaciones, dado cualquier transiente en la red.

5 CONCLUSIONES RELEVANTES PARA CONSIDERAR EN EL SEN.

A medida que aumenta la penetración de energías renovables y, por consiguiente, disminuyan los niveles convencionales de inercia, la necesidad de que existan unidades que provean inercia se volverá cada vez más imperante para poder mantener una operación segura del sistema. Hoy en día, los mercados internacionales (a excepción de Irlanda) aún son capaces de solucionar sus problemas de inercia con los servicios complementarios de frecuencia. Sin embargo, es necesario una reestructuración, tal como se ve en el caso de Inglaterra, o una reconfiguración para el caso de Australia, donde se observa cómo han evolucionado los servicios complementarios hasta el día de hoy.

Un mercado de estabilidad que resuelva los problemas de inercia será necesario a medida que siga aumentando la penetración de energías renovables, donde países como Inglaterra y Australia están comenzando a estudiar dicho fenómeno. Frente a una implementación de un servicio que remunere la inercia, se destaca que Irlanda ha sido pionero en crear un mercado que incentive dicho servicio. Con relación al pago, existe una variable mecánica asociada la cual busca cuantificar la energía cinética almacenada por la unidad que provee el servicio. No obstante, dicha variable queda sesgada por la física de la tecnología y no por su verdadero aporte al problema de raíz. Por esto, frente a la implementación de un servicio de inercia, es importante que dicho servicio contemple y busque retribuir económicamente los beneficios en torno a la gestión del RoCoF, lo cual permitiría que unidades que no son capaces de almacenar energía cinética, tales como convertidores de potencia, puedan proveer el servicio.

La experiencia internacional, como el caso del sistema australiano, muestra que la combinación de un futuro servicio complementario de inercia no sea combinada con la regulación de los servicios complementarios de frecuencia, dado que obedecen a naturalezas distintas. La inercia sintética surge como una solución para el reemplazo de las centrales térmicas que están en retiro, con el horizonte de poder llegar a una matriz energética sustentable a través de estrategias que permitan habilitar baterías, sistemas fotovoltaicos y generadores eólicos en la entrega de este servicio. Una vez alcanzados altos niveles de generación renovable el sistema con su nueva arquitectura podría sostenerse por medio de inercia sintética y control rápido de frecuencia, dado que son métodos complementarios. En el caso de alcanzar una matriz energética 100% renovable, se requerirían servicios de control de frecuencia entregados por convertidores de potencia, que cuya respuesta estará mucho más asociada a control rápido de frecuencia que a inercia sintética, dado que no existiría una relación directa entre la frecuencia de red y la inercia entregada por generadores sincrónicos convencionales, dando paso a la utilización de respuesta rápida en frecuencia como servicio complementario principal. Para llegar a ese objetivo, se necesitará del aporte de diferentes tecnologías que permitan realizar una transición hacia ese escenario, no sólo la penetración directa de inversores en modo *grid-forming*, sino que la colaboración de esta tecnología con inversores en modo *grid-following* asociados a condensadores sincrónicos, sumando a esto el aporte que pueden realizar las baterías de Carnot, baterías Ion-Litio y CSPs. Uno de los mayores desafíos estará en la integración tecnológica en lograr una operación armónica de los distintos controles individuales de cada planta para que, en conjunto, sean capaces de proveer seguridad a la red. Acá será crucial el rol del operador de la red, la digitalización, automatización, la ciberseguridad, entre otros aspectos.

Considerando la distribución geográfica del Sistema Eléctrico Nacional y la particularidad de las características propias de la matriz energética (fuerte potencial solar en el Norte), resulta

preponderante distribuir los servicios complementarios de frecuencia y el posible mercado de inercia, considerando que puede existir un fuerte incentivo a ubicar sistemas de almacenamiento ubicados en zonas con alta generación renovable y/o provistos por los mismos inversores de dichos generadores renovables.

Se recomienda tener algún criterio de medición para determinar cuándo se necesita un servicio de inercia. Por ejemplo, Irlanda ha utilizado la penetración no sincrónica del sistema como punto de medición. De acuerdo con lo expuesto por la *National Grid*, la existencia de bajos niveles de penetración no sincrónica, por ejemplo, menores al 50%, implica que no se requiere un producto de inercia. Para dichas penetraciones el aumentar los niveles de inercia en el sistema es menos efectivo que reducir la mayor contingencia. Por ende, mientras no se incluya un producto de inercia, se puede gestionar a través de servicios complementarios de frecuencia.

Por último, es importante considerar la posibilidad de entregar servicios complementarios de frecuencia por parte de recursos energéticos distribuidos. Para esto, es necesario identificar quiénes podrían ser partícipe de dicho mercado, tales como baterías, cargas controlables, entre otros, sumado a establecer una base sólida en el desarrollo de los sistemas de comunicación que permitan la interacción de dichos sistemas con el Coordinador Eléctrico Nacional.

5.1 ASPECTO TÉCNICO: TRANSICIÓN A MODO DE OPERACIÓN GRID-FORMING.

Dentro de las cualidades del modo de operación *grid-forming*, destaca la potencia nominal de la fuente de generación y su capacidad de conducir corrientes de gran magnitud durante distintos eventos en la red eléctrica (inyección de corriente de falla, modo arranque o *black start*). Por lo tanto, el requisito de *hardware* adicional para una corriente nominal mayor implica un costo adicional para un convertidor de potencia en modo *grid-forming*, lo que permite que el convertidor otorgue todo su potencial en este modo de operación, ampliando sus límites operativos.

Se deben tomar decisiones relacionadas a la amplitud de los límites de operación del convertidor, considerando el costo asociado al convertidor de potencia en modo *grid-forming* y la respuesta requerida por el sistema eléctrico. Aún no se comprende de forma clara la operación de un convertidor sin *hardware* adicional para soportar las características *grid-forming*, lo que es equivalente a que un convertidor de potencia pase de un modo de operación *grid-following* a *grid-forming*. Tal convertidor podría apoyar la operación del sistema de potencia cuando no esté en su límite de operación, pero, por otro lado, existiría un cambio significativo cada vez que pase entre su modo de operación *grid-forming* a su modo de operación de limitación de corriente o potencia, lo que haría que sus respuestas sean menos confiables frente a los eventos de la red.

Es así como se sugiere que se estudie en detalle qué nivel de apoyo y seguridad al sistema eléctrico podría proporcionar un convertidor en modo *grid-forming* de capacidad limitada, evaluando un ahorro de costos en *hardware* frente al riesgo adquirido en el punto de conexión. Esto podría dar paso a distribuir la ubicación geográfica de estos convertidores para que su operación se encuentre dentro de los límites permitidos, los cuales están asociados a la respuesta requerida en el punto de conexión frente a eventos extremos de la red eléctrica. Esto permitiría que el convertidor opere en modo *grid-forming* de forma continua sin tener que realizar la transición a un modo de operación limitada, considerando previamente un

diseño teórico, simulaciones y pruebas técnicas. De esta forma, se podría realizar una transición segura en el modo de operación de los convertidores de potencia conectados a red, sin considerar elementos adicionales.

5.2 ASPECTOS DE MERCADO: TRANSICIÓN A NUEVOS SERVICIOS ENERGÉTICOS.

Es probable que los servicios complementarios necesiten una reestructuración para poder conllevar los desafíos del futuro en cuanto a seguridad del sistema eléctrico. Los nuevos servicios de frecuencia se han implementado mediante subastas diarias, donde las últimas recomendaciones que se han realizado frente a una implementación del servicio ha sido la transición a subastas *Pay-as-Clear*, de tal forma que permita tener incentivos a los participantes del mercado a subastar a su costo marginal, logrando así transparentar costos del servicio y tener valores de referencia que permita a los inversionistas poder realizar estimaciones económicas. Se vislumbra el desafío de crear un incentivo adicional para los generadores más caros que participen de dicha subasta, los cuales determinan el precio de corte de la subasta, de tal forma que tengan incentivos de participar y no se cree un problema de “*missing money*”¹⁴.

Sumado a esto, el producto de respuesta rápida de frecuencia implementado en Irlanda estableció que aquellas respuestas más rápidas a 0,15 segundos quedan dentro de los límites del producto respuesta de inercia, incentivando que solo participen de un solo mercado, por lo cual es importante que dichos servicios puedan ser intercambiables y no limitantes según sus rangos de operación. Esto puede ser considerado como una barrera de entrada para el mercado, especialmente para las baterías, las cuales tienen la capacidad de actuar rápidamente.

Mercados como el de Australia e Irlanda han diferenciado el producto de respuesta rápida en dinámica y estática, de tal forma de potenciar aquellas unidades que tengan la capacidad de entregar el servicio complementario de manera continua, tanto de sobrefrecuencia como subfrecuencia, pero así tampoco excluir a dichas tecnologías que quedan más limitadas en el control del servicio, pero si son capaces de entregar potencia activa de manera rápida.

En términos operacionales, se recomienda como medida subir la configuración de los relés que aplican para el RoCoF de tal forma que, frente a la disminución de la inercia, no se vean activados. El nivel de dicho valor debe ser estudiado y será propio del sistema. También se debe monitorear la inercia y garantizar que se mantenga sobre un mínimo, en esto puede jugar un rol importante tecnologías como las concentradoras solares de potencia y las baterías Carnot, dado que, al reducir el funcionamiento de unidades sincrónicas, en aquellos momentos que la inercia se vea crítica, se puede utilizar dichas unidades como respaldo para mantenerse sobre el valor mínimo que requieran las distintas zonas del país.

Dentro de las consideraciones operacionales la inercia y los servicios complementarios de frecuencia se tratan por separado en las restricciones que gestionan la programación del volumen de control de frecuencia requerido. La combinación de FFR y la respuesta inercial en un solo servicio complicaría la programación de los volúmenes correctos de servicios. Si bien es posible derivar equivalencias entre la inercia y las respuestas de tipo FCAS en algunos casos,

¹⁴ El problema de *missing money* hace referencia a las unidades que operan en el margen no podrán recuperar todos los costos y se produce un problema de insuficientes ingresos.

las respuestas tienen dinámicas fundamentalmente diferentes y las relaciones entre ellas solo pueden ser precisas en rangos específicos.

Frente a un escenario que se deseen utilizar factores escalares para potenciar el mercado, es importante realizar un diseño propio para el mercado chileno que logre satisfacer las necesidades del sistema y no realizar una extrapolación de los servicios de Irlanda. Se debe considerar que la incorporación de factores escalares podría proporcionar señales poco claras sobre la velocidad de respuesta requerida del servicio de frecuencia, y podría requerir mayores tiempos y costos de implementaciones.

6 ANEXOS.

6.1 ECUACIÓN DE POTENCIA GENERADOR SINCRÓNICO

Para entender el funcionamiento de un generador sincrónico, se presenta la Ecuación (11) correspondiente a la ecuación de balance, descrita en el libro *Virtual Inertia Synthesis and Control* de Kerdphol y Rahman [24].

$$2H \left(d \frac{\Delta f_r}{dt} \right) = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (11)$$

Es necesario considerar la respuesta de la carga a los cambios de frecuencia. Para algunas cargas, incluidos muchos motores utilizados en procesos industriales, la demanda real de energía disminuirá a frecuencias más bajas. Este hecho puede modelarse incluyendo el factor de amortiguamiento D . De esta forma, la potencia eléctrica para esas cargas puede ser expresada según la Ecuación (12).

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D \cdot \Delta f_r \quad (12)$$

En la Ecuación (2), P_L representa la potencia que es independiente de las excursiones de frecuencia. Cuando la componente de amortiguación se incluye en la ecuación de balance, la Ecuación (11) toma la siguiente forma

$$2H \left(d \frac{\Delta f_r}{dt} \right) = \Delta P_m - (\Delta P_L + D \cdot \Delta f_r) \quad (13)$$

La Ecuación (13) muestra la relación entre la variación de potencia (lado derecho) y la velocidad angular del rotor de un generador sincrónico (lado izquierdo), lo que también se relaciona con la frecuencia del sistema. De acuerdo con lo anterior, la frecuencia del sistema f_r puede aumentar o disminuir según el equilibrio entre la potencia mecánica de entrada P_m y la potencia eléctrica de salida P_e , compuesta por los términos ΔP_L y Δf_r . Cuando la variación de potencia es positiva, existirá un incremento en la frecuencia y viceversa. En un punto de funcionamiento de estado estacionario, la frecuencia del sistema se mantiene al regular el equilibrio generación-carga utilizando un sistema de control de velocidad (gobernador) implementado en generadores sincrónicos.

La constante de inercia emulada H que se muestra en la Ecuación (13) representa la cantidad de energía rotacional almacenada que tiene un generador, por unidad de potencia eléctrica nominal, por lo que representa cuanto tiempo el generador podría entregar su potencia nominal utilizando solo su energía cinética de rotación almacenada, otorgando unidades de segundos a la constante de inercia [221]. Debido a que la inercia generalmente solo responde durante un corto período de tiempo (segundos), su energía a menudo se mide en unidades de MWsegundos (MWs) o GWsegundos (GWs). Por ejemplo, un generador de 1 GW con una constante de inercia de 4 segundos podría entregar 1 GW de potencia durante 4 segundos (lo equivalente a decir que tiene 4 GWs de energía almacenada).

Las centrales eléctricas típicas tienen constantes de inercia en el rango de 2 a 7 segundos, siendo las plantas hidroeléctricas las que tienen la inercia más baja y las plantas de gas la inercia más alta por unidad de potencia eléctrica nominal.

6.2 MODELO DINÁMICO Y ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE CONTROL DE INERCIA SINTÉTICA

El modelo dinámico del control presentado anteriormente permite estudiar la regulación de frecuencia en presencia de una respuesta transitoria y un cambio de potencia activa [26]. Desde el punto de vista del control de inercia, su modelo se centra en los efectos dinámicos del cambio de potencia activa para la regulación de frecuencia, lo que puede reducir la complejidad del control de inercia sintética de lazo cerrado mostrado en el diagrama de bloques de la Figura 3.

Para diseñar el modelo dinámico del control de inercia sintética, se combinan las características dinámicas de la Ecuación (3) para emular inercia y amortiguación, estableciendo:

1. La función de transferencia de primer orden del almacenamiento de energía basado en inversores.
2. La característica *droop* de inercia sintética como se muestra en la Figura 38.

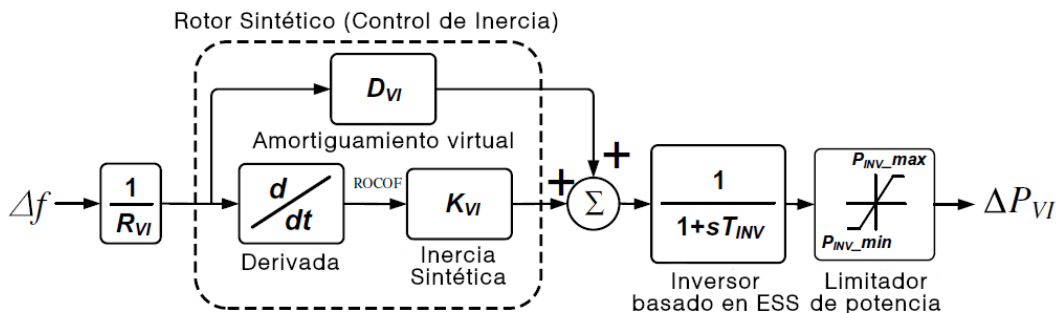


Figura 38. Estructura de respuesta de frecuencia dinámica para control de inercia virtual [24].

A partir de la Figura 38, se desprenden las constantes:

- T_{INV} : Constante de tiempo del inversor basado en ESS.
- R_{VI} : Constante *droop* de inercia sintética para controlar la potencia activa con respecto a la regulación de frecuencia.

Los inversores, al obtener información sobre los parámetros del filtro/línea, la frecuencia y el voltaje de salida, incluidas la potencia activa y reactiva del inversor, se pueden regular mediante retroalimentación local al inversor. Por lo tanto, los inversores pueden rastrear su potencia de referencia con una constante de tiempo corta. Posteriormente, el modelo dinámico de inversores se puede modelar como la función de transferencia de primer orden [25] [93].

La ecuación dinámica de la potencia de inercia virtual emulada P_{VI} , aplicando la transformada de Laplace, se puede expresar por medio de la Ecuación (14) [24].

$$\Delta P_{VI}(s) = \frac{sK_{VI} + D_{VI}}{1 + sT_{Inv}} \left(\frac{\Delta f(s)}{R_{VI}} \right) \quad (14)$$

De acuerdo con el modelo de la Figura 38 y la Ecuación (14), la unidad de inercia virtual se construye basada en la tecnología de imitación de inercia utilizando la técnica derivada para calcular el RoCoF (df / dt) [222] [223] [224], y de esta forma es posible ajustar la potencia adicional con la inercia requerida a un punto del sistema durante la perturbación. Esta parte disminuirá la desviación máxima de la velocidad del rotor y reducirá el nadir/cenit de la frecuencia del sistema después de una perturbación.

La unidad de amortiguación sintética se establece para un tiempo de asentamiento rápido basado en la desviación de frecuencia del sistema. Tal como se señaló anteriormente, la unidad de amortiguación virtual puede emular el efecto del bobinado amortiguador de un generador sincrónico suprimiendo eficazmente la oscilación de la frecuencia del sistema después de la perturbación.

Como resultado del modelo dinámico de la Figura 4, la potencia activa del inversor basado en ESS se rige proporcionalmente por el RoCoF. Por lo tanto, la potencia adicional con la inercia y la amortiguación requeridas podrían generarse adecuadamente en el sistema, mejorando la dinámica de frecuencia tanto transitoria como estable. El filtro pasa-bajos se emplea para eliminar el problema del ruido y obtener una dinámica precisa del inversor basado en ESS (es decir, comportamiento de respuesta rápida). La unidad de limitación de potencia se emplea para restringir la potencia máxima ($P_{Inv,max}$) y la potencia mínima ($P_{Inv,min}$) de la salida del inversor basado en ESS, realizando el comportamiento de respuesta de potencia real del ESS.

De esta forma, una vez analizado el modelo dinámico, se concluye que la unidad de control de inercia sintética podría contribuir al sistema como si las DGs/RESs tuvieran propiedades de inercia y amortiguación similares a las de un generador convencional.

Para realizar análisis de estabilidad de frecuencia asociado al control de inercia sintética, se pueden construir modelos dinámicos de unidades de generación y carga, como los que se muestran en la Figura 39. Con la aproximación, un equivalente a la Ecuación (14), se puede estudiar el control de inercia sintética en un sistema eléctrico de potencia aislado. Posteriormente, el modelo dinámico de la Figura 40 se puede utilizar como un modelo de análisis equivalente para el control de inercia sintética basado en múltiples inversores dentro de un sistema de potencia local.

La Figura 39 muestra un diagrama esquemático del sistema de potencia (aislado) estudiado dominado por DG/ RES. A su vez, la Figura 40 muestra el modelo dinámico de un sistema local que incorpora una unidad de control de inercia virtual y las unidades DG/RES adicionales (es decir, eólica y solar) [26] [225] [226]. Se emplea control de inercia sintética, control primario y control secundario como los tres esquemas principales de regulación para preservar la estabilidad de la frecuencia del sistema durante una perturbación.

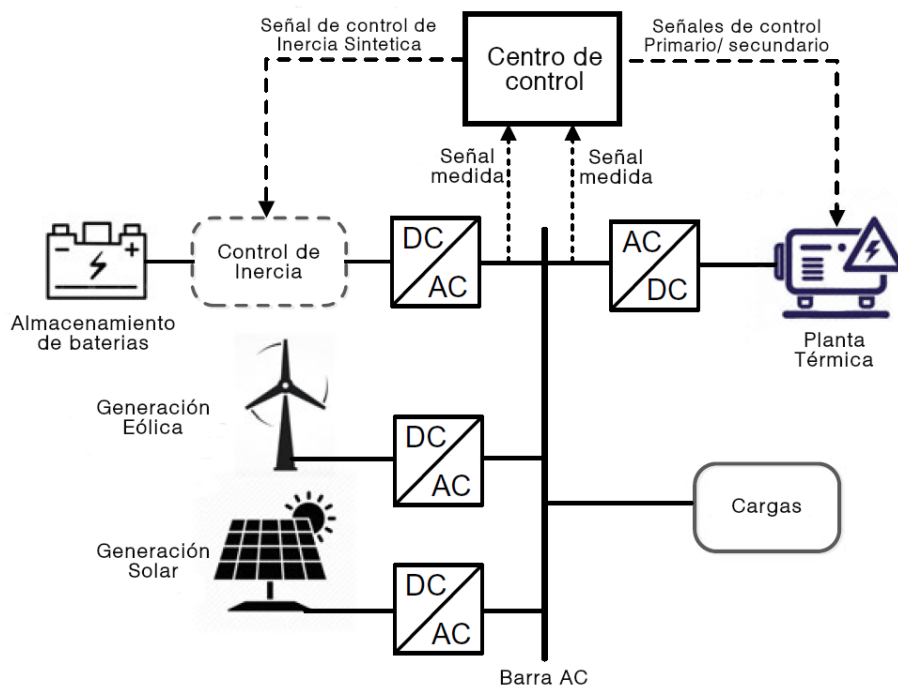


Figura 39. Diagrama esquemático de las DG / RES basadas en sistemas eléctricos modernos [24].

El ESS basado en el control de inercia se encarga de proporcionar la potencia adicional destinadas a la inercia y amortiguación necesarias después de una perturbación (potencia de desajuste) en un tiempo de 1 a 5 segundos. El control primario (la unidad del regulador en una planta de energía térmica) se encarga de equilibrar la frecuencia del sistema a un nuevo valor estacionario dentro de 10 a 40 segundos. El control secundario está a cargo de restaurar la frecuencia del sistema a su valor nominal en un tiempo entre 10-30 minutos. Para hacer el sistema más práctico, las DG/RES y las cargas domésticas (carga industrial y carga comercial-residencial) no se involucran en la regulación de frecuencia, por lo tanto, se les consideran perturbaciones del sistema [222]. El modelo simplificado de los sistemas eólico y solar presentado en la Figura 40 sirve para el estudio y análisis de estabilidad de frecuencia [25] [222] [223]. Se observa que el modelado simplificado del sistema considera las influencias de entradas externas, señales de control y perturbaciones incontrolables en los modelos matemáticos reales de RES / DG y cargas.

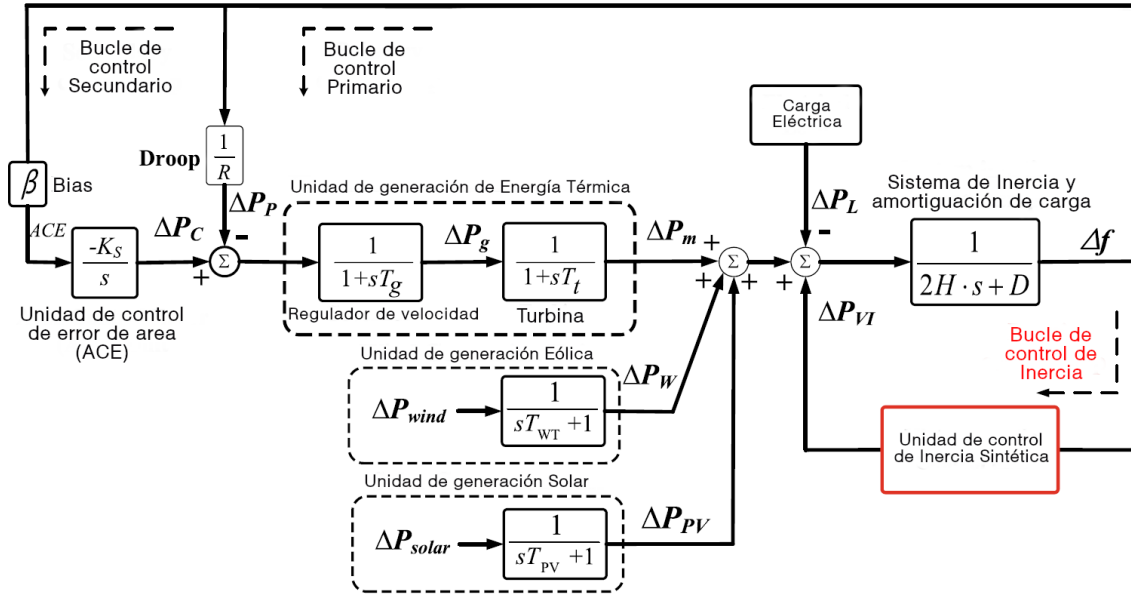


Figura 40. Modelo de respuesta en frecuencia dinámica de sistemas de alimentación modernos con esquemas de control primarios, secundarios y de inercia sintética [24].

Al linealizar los efectos dinámicos de los bloques de generación y carga, incluido el control de inercia sintética, el control primario y las unidades de control secundario de la Figura 40, la desviación de frecuencia del sistema potencia se puede expresar por medio de la Ecuación (15):

$$\Delta f(s) = \frac{1}{2Hs + D} (\Delta P_m(s) + \Delta P_w(s) + \Delta P_{PV}(s) + \Delta P_{VI}(s) - \Delta P_L(s)) \quad (15)$$

Donde

$$\Delta P_m(s) = \frac{1}{1 + sT_t} \Delta P_g(s) \quad (16)$$

$$\Delta P_g(s) = \frac{1}{1 + sT_g} \left(\Delta P_c(s) - \frac{1}{R} \Delta f(s) \right) \quad (17)$$

$$\Delta P_c(s) = \frac{K_S}{s} (\beta \cdot \Delta f(s)) \quad (18)$$

$$\Delta P_w(s) = \frac{1}{1 + sT_{WT}} (\Delta P_{wind}(s)) \quad (19)$$

$$\Delta P_{PV}(s) = \frac{1}{1 + sT_{PV}} (\Delta P_{solar}(s)) \quad (20)$$

De lo anterior es necesario aclarar los siguientes términos:

- ΔP_m : Potencia mecánica del generador térmico.
- ΔP_C : Cambio de acción del control secundario.
- ΔP_w : Cambio de potencia generada por el sistema eólico.
- ΔP_{wind} : Potencia eólica inicial.
- ΔP_g : Potencia generada por el sistema de turbina.
- ΔP_L : Cambio de carga total del sistema.
- ΔP_{solar} : Potencia inicial de unidad de generación solar.
- ΔP_{PV} : Cambio de potencia generada por el sistema solar.
- ΔP_{VI} : Cambio de potencia de inercia sintética - Ecuación (14).

Se distinguen dos tipos de control *droop* [227]:

1. El control *droop* de potencia activa tradicional opera modificando la frecuencia de las tensiones que generan cada una de las unidades de generación, con lo cual se logra que las diferentes unidades compartan la potencia activa que se encuentran generando de acuerdo con sus capacidades nominales y sin necesidad de contar con un canal de comunicación entre ellas.
2. El control *droop* de potencia reactiva tradicional se realiza modificando la amplitud de la tensión que genera cada unidad, logrando el mismo objetivo de compartir la carga reactiva sin necesidad de contar con un canal de comunicación.

En sistemas de potencia modernos dominados por DGs/RESs, basados en convertidores de potencia, el control *droop* de frecuencia/voltaje se puede crear con ayuda de este control. Las operaciones de características *droop* de regulación de frecuencia se conocen como *droop* $P - f$ y $Q - V$. Un control *droop* por medio de convertidores de potencia requiere al menos un inversor.

En un sistema de potencia, cuando la frecuencia del sistema disminuye, la potencia activa (P) generada por las unidades generadoras debe aumentarse para mantener la frecuencia, y viceversa. Se puede obtener un comportamiento similar para la tensión frente a la potencia reactiva (Q). Las relaciones del circuito de retroalimentación para controlar la potencia activa y reactiva del sistema se muestran en las Ecuaciones (21) y (22) [24]. [27].

$$\Delta f = f - f_0 = -R_{VI}(P - P_0) \quad (21)$$

$$\Delta V = V - V_0 = -R_{VIQ}(Q - Q_0) \quad (22)$$

De la ecuación anterior, se observa que:

- f_0 : Frecuencia nominal del sistema eléctrico.
- V_0 : Voltaje Nominal del sistema.
- P_0 : Potencia activa nominal.
- Q_0 : Potencia reactiva nominal.
- R_{VI} : Constante *droop* de inercia virtual para control de potencia activa con respecto a regulación de frecuencia.

- R_{VIQ} : Constante *droop* inercia virtual para control de potencia reactiva con respecto a regulación de voltaje.

6.3 MÉTODO DE IMPLEMENTACIÓN DE INERCIA SINTÉTICA BASADO EN RESPUESTA FRECUENCIA-POTENCIA: ECUACIONES.

La potencia de salida de un convertidor VSG es controlada usando la Ecuación (23).

$$P_{VSG} = K_I \left(\frac{d\Delta\omega}{dt} \right) + K_D (\Delta\omega) \quad (23)$$

De la Ecuación (23) se desprende las siguientes variables:

- $\Delta\omega$: Cambio en la frecuencia angular.
- $\frac{d\Delta\omega}{dt}$: RoCoF correspondiente.
- K_I : Constante de inercia.
- K_D : Constante de amortiguación.

Para este modelo, la constante de amortiguación K_D es similar a la caída de frecuencia y ayuda a devolver la frecuencia a un valor de estado estacionario y reducir el nadir de frecuencia. La constante inercial K_I detiene el RoCoF al proporcionar una respuesta de frecuencia dinámica rápida basada en la derivada de frecuencia. Esta característica es especialmente importante en una red aislada donde el RoCoF inicial puede ser muy alto, lo que lleva a la activación innecesaria de relés de protección. La topología VSG se ilustra en la Figura 41.

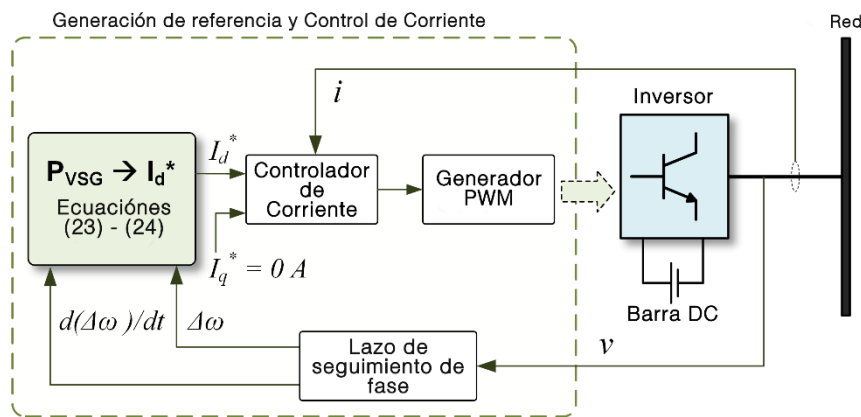


Figura 41. Topología del generador sincrónico virtual (VSG) [73].

Al usar la Ecuación (23) se calcula la referencia de potencia activa para el inversor. A continuación, se generan las referencias de corriente para el controlador de corriente basándose en esta referencia de potencia. La topología ilustrada en la Figura 41 asume un enfoque de control de corriente basado en el plano $d - q$, pero se puede usar cualquier otra técnica de control de corriente [228] [229].

Para el control $d - q$, la referencia de corriente del eje d se puede calcular como [230]:

$$I_d^* = \frac{2}{3} \left(\frac{V_d P_{VSG} - V_q Q}{V_d^2 + V_q^2} \right) \quad (24)$$

De la Ecuación (24) se desprenden las siguientes variables:

- V_d : Componente del eje d de la tensión de red medida v .
- V_q : Componente del eje q de la tensión de red medida v .

La referencia de corriente I_q^* del eje q y la potencia reactiva Q se fijan en cero, ya que se supone que solo se controla la potencia activa. El control de corriente basado en la medición de corriente de red genera las señales de disparo para el inversor. Por lo tanto, el inversor se comporta como un inversor fuente de voltaje controlado por corriente [228] [231].

6.4 MÉTODO DE IMPLEMENTACIÓN DE INERCIA SINTÉTICA BASADO EN ECUACIÓN DE BALANCE: ECUACIONES.

El diagrama esquemático de este método se muestra en la Figura 42-(a). El controlador detecta la corriente de salida del inversor i y el voltaje de las terminales de conexión v , para calcular la frecuencia de red ω_g y la potencia activa del inversor P_{out} . Estos dos parámetros son entradas al bloque del algoritmo de control principal junto con P_{in} , que es la potencia de principal [90].

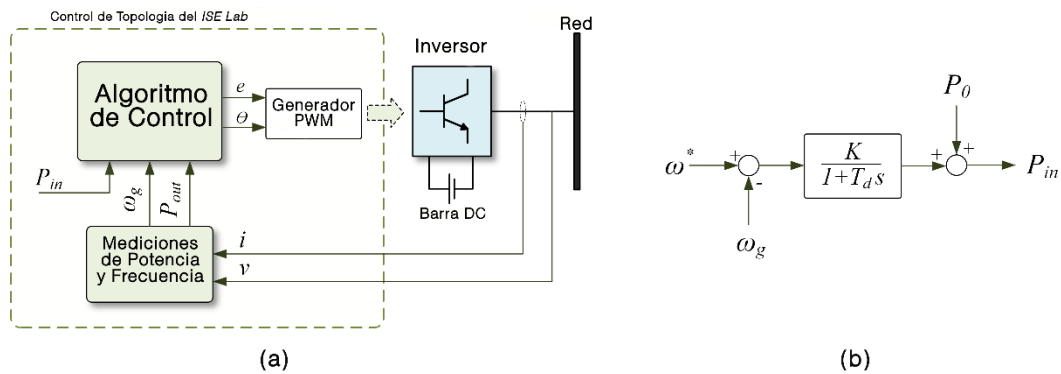


Figura 42. Topología de ISE Lab: (a) Esquema general que muestra el principio de funcionamiento. (b) Modelo del gobernador para calcular la potencia de entrada [73].

Dentro del algoritmo de control, la ecuación de balance dada por la Ecuación (25) se resuelve en cada ciclo de control generando la fase θ usada en la modulación por ancho de pulso (PWM). La ecuación de balance típica de un generador sincrónico es:

$$P_{in} - P_{out} = J\omega_m \left(\frac{d\omega_m}{dt} \right) + D_P \Delta\omega \quad (25)$$

$$\Delta\omega = \omega_m - \omega_g \quad (26)$$

De la Ecuación (25) y (26) se desprende que:

- P_{in} : Potencia de entrada (similar a la potencia de entrada del motor primario en un generador sincrónico).
- P_{out} : Potencia entregada por el inversor.
- ω_m : Frecuencia angular virtual.
- ω_g : Frecuencia de red.
- J : Momento de inercia.

- D_p : Factor de amortiguación.

Se utiliza un modelo del gobernador, como se muestra en la Figura 42-(b), para calcular la potencia de entrada P_{in} basado en la desviación de frecuencia, dada una frecuencia de referencia ω^* . El gobernador se modela como un elemento de retardo de primer orden con ganancia K y constante de tiempo T_d . P_0 representa la referencia de potencia continua para la unidad DG. El retardo en el modelo del gobernador conduce a una variación de frecuencia o RoCoF más alto y, por lo tanto, a un nadir que alcanza una frecuencia mínima más baja como consecuencia. La referencia de voltaje e se puede generar mediante el enfoque *droop* de $Q - V$ [232] [233].

6.5 MÉTODO DE IMPLEMENTACIÓN DE INERCIA SINTÉTICA BASADO EN GENERADOR SINCRÓNICO: ECUACIONES.

Las siguientes ecuaciones básicas se utilizan para capturar la dinámica del generador sincrónico:

$$T_e = M_f i_f \langle i, \overline{\sin \theta} \rangle \quad (27)$$

$$Q = -\dot{\theta} M_f i_f \langle i, \overline{\cos \theta} \rangle \quad (28)$$

$$e = \dot{\theta} M_f i_f \overline{\sin \theta} \quad (29)$$

De las ecuaciones (27), (28) y (29) se observa que:

- T_e : Torque electromagnético del convertidor sincronizado.
- M_f : Magnitud de la inductancia mutua entre la bobina de campo y la bobina de estator.
- i_f : Corriente de excitación de campo.
- θ : Ángulo entre el eje del rotor y una de las fases del devanado del estator.
- e : Voltaje generado sin carga.
- Q : Potencia reactiva generada.

En las Ecuaciones (27) y (28), $\langle \cdot, \cdot \rangle$ representa el producto interno entre de dos vectores \mathbb{R}^3 . Así, la corriente trifásica del estator se puede obtener por medio de los vectores i , $\overline{\sin \theta}$ y $\overline{\cos \theta}$ definidos de la siguiente manera:

$$i = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}; \overline{\sin \theta} = \begin{bmatrix} \sin \theta \\ \sin(\theta - 2\pi/3) \\ \sin(\theta - 4\pi/3) \end{bmatrix}; \overline{\cos \theta} = \begin{bmatrix} \cos \theta \\ \cos(\theta - 2\pi/3) \\ \cos(\theta - 4\pi/3) \end{bmatrix} \quad (30)$$

Las Ecuaciones (27), (28) y (29) primero se discretizan y luego se resuelven en cada ciclo de control a través de un controlador digital para generar las señales de activación para la unidad DG. La Figura 43-(a) muestra el esquema básico del convertidor. El cuadro con líneas entrecortadas representa la parte de control del convertidor, cuyos detalles se ilustran en la Figura 43-(b). La corriente de salida del inversor i y el voltaje de red v son las señales realimentadas utilizadas para resolver las ecuaciones diferenciales dentro del controlador. Además, el momento de inercia J deseado y el factor de amortiguación D_p se pueden configurar de forma independiente, teniendo en cuenta que estos parámetros son cruciales para la estabilidad del sistema [234]. Los lazos de frecuencia y voltaje, como se indica en la

Figura 43-(b), se utilizan para generar las entradas de control, correspondientes al torque mecánico T_m y $M_f i_f$.

En el lazo de frecuencia, T_m se genera la referencia de potencia activa P^* basada en la frecuencia nominal de la red ω_n . La frecuencia angular virtual del convertidor sincrónico ω es generada por este lazo para calcular la fase θ usada en la modulación por ancho de pulso (PWM).

De forma similar, en el lazo de voltaje, la diferencia entre el voltaje de referencia v^* y la amplitud del voltaje de red v es multiplicada por una constante de caída de voltaje D_q . Esto se suma al error entre la potencia reactiva de referencia Q^* y la potencia reactiva Q calculada por medio de la Ecuación (28). La señal resultante pasa a través de un integrador con ganancia $1/K_r$, para generar $M_f i_f$. Las salidas del controlador son e y θ , utilizadas para la generación de modulación de ancho de pulso (PWM).

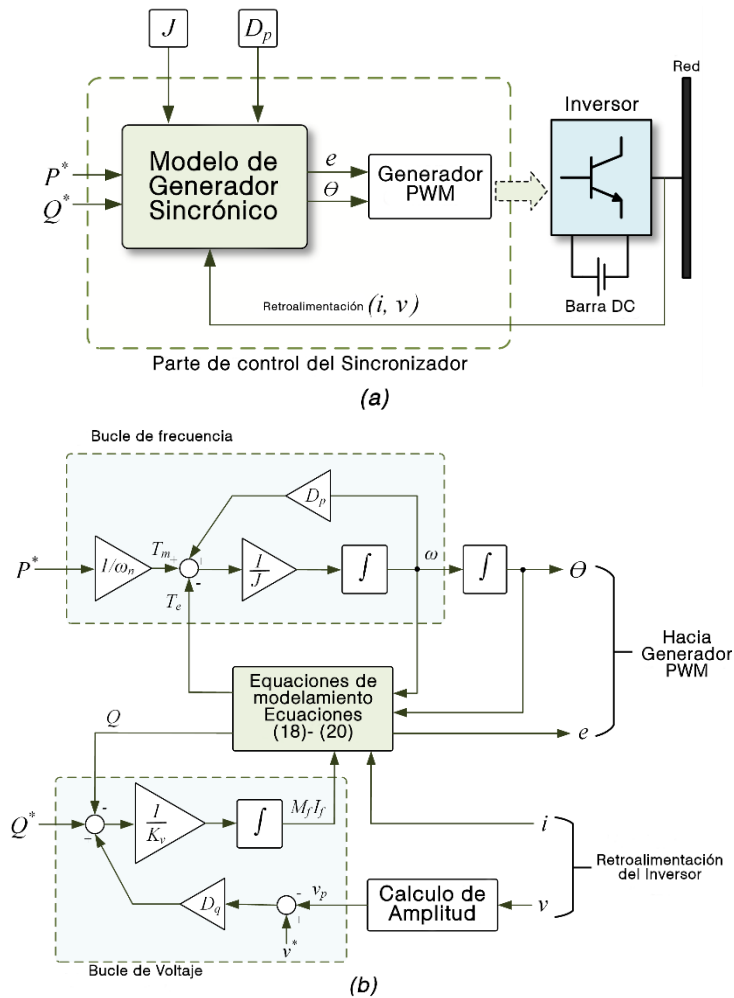


Figura 43. Topología Synchronverter: (a) esquema general que muestra el principio de funcionamiento. (b) diagrama de control detallado que muestra las ecuaciones de modelado [73].

6.6 NIVELES DE INERCIA A NIVEL MUNDIAL

En el pasado, se consideraba que la constante inercial equivalente H_{eq} de un sistema de potencia era constante e independiente del tiempo. Sin embargo, debido a la integración de

RESs a los sistemas eléctricos de potencia y la variación en su generación a lo largo del día, la estación del año, etc., se entiende que H_{eq} cambia con el tiempo [23].

La Agencia Internacional de Energía (IEA) proporciona estadísticas globales sobre energía agrupando un gran número de cargas. Al considerar la electricidad promedio anual, se puede estimar una constante de inercia equivalente promedio (H_{eq}) proporcionada por distintas centrales eléctricas convencionales, descritas en la Tabla 17.

Tabla 17. Valores de inercia para diferentes tipos de generación [23].

Tipos de Generación	Potencia Nominal	H	Año
Térmico	500 - 1500 MW	2.3 – 2	2008
Térmico	1000 MW	4 -5	2011
Térmico	10 MW	4	2007
Térmico	No indicado	4 - 5	2012
Térmico (2 polos)	No indicado	2.5 – 6	1994
Térmico (4 polos)	No indicado	4 – 10	1994
Térmico (Vapor)	130 MW	4	2012
Térmico (Vapor)	60 MW	3.3	2012
Térmico (Ciclo Combinado)	115 MW	4.3	2012
Térmico (Gas)	90 – 120 MW	5	2012
Térmico	No indicado	2 – 8	2011
Hidroeléctrica 450 < n < 514 rpm	10 – 65 MW	2 – 4.3	2008
Hidroeléctrica 200 < n < 400 rpm	10 – 75 MW	2 – 4	2008
Hidroeléctrica 138 < n < 180 rpm	10 – 90 MW	2 – 3.3	2008
Hidroeléctrica 80 < n < 120 rpm	10 – 85 MW	1.75 – 3	2008
Hidroeléctrica	No indicado	4.75	2013
Hidroeléctrica n<200 rpm	No indicado	2 – 3	1994
Hidroeléctrica n>200 rpm	No indicado	2 – 4	1994
Hidroeléctrica	No indicado	2 - 4	1994

Para esta estimación, se utilizó el valor de electricidad anual entregada por la central correspondiente en proporción con la electricidad total entregada dentro de un año (energía proveniente de generadores convencionales y RESs).

Basado en el enfoque descrito anteriormente para estimar H_{eq} , la Figura 44 describe el cambio de la constante de inercia para los diferentes continentes entre 1996 y 2016. Se observa que la reducción de inercia en Asia, EE. UU. y Sudamérica fue insignificante (entre el 2,5 y el 3%), mientras que en Europa descendió casi un 20%.

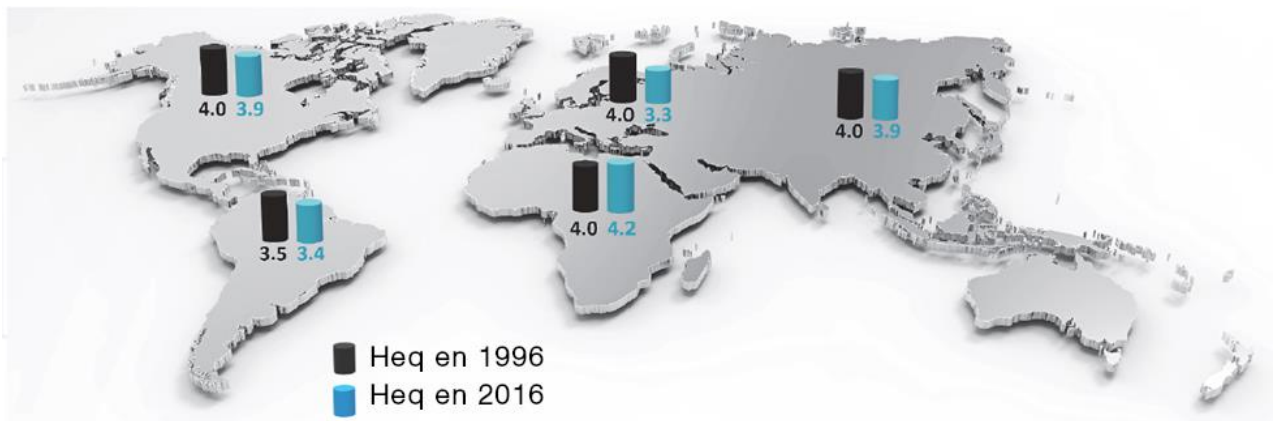


Figura 44. Comparación de la constante de inercia H_{eq} en 1996 y 2016 en distintos continentes [23].

En línea con la reducción de la inercia sufrida, la oferta de RES en Europa aumentó casi un 20%, como se puede observar en la Figura 45, con la transición de H_{eq} en varios países europeos como se puede ver en la Figura 46. Por esto, la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) ya se ha centrado en el problema de alta integración de RES y baja inercia sincrónica. En uno de sus informes publicados llamado *Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)* [235], se estimó la evolución de la inercia del sistema para diferentes escenarios durante 2030 en ciertos países (es decir, Reino Unido, Francia y Alemania), considerando que fuentes de energía renovables no contribuyen a la inercia. En esas estimaciones, H_{eq} depende del porcentaje de horas en un año que las fuentes de energía renovables están trabajando.

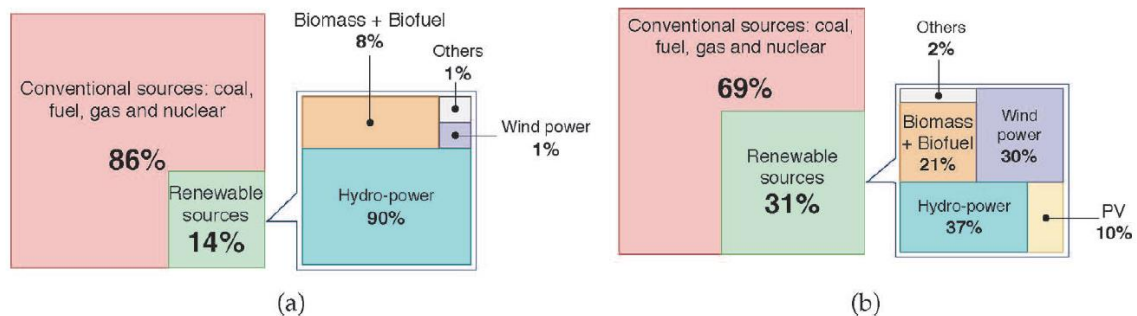


Figura 45. Comparación de la matriz energética de Europa en 1996 (a) y 2016 (b) [23].

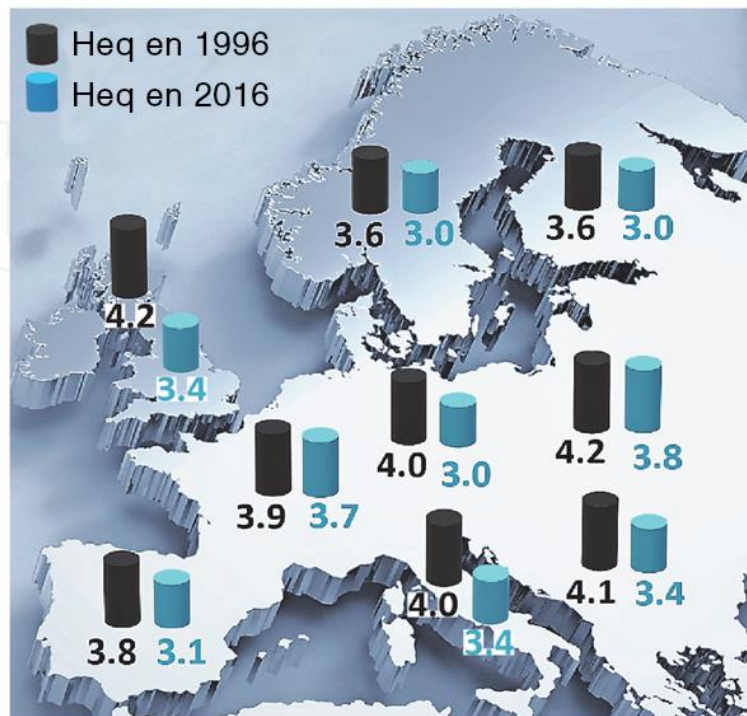


Figura 46. Comparación de la constante de inercia H_{eq} en 1996 y 2016 en Europa [23].

6.7 ENTIDADES REGULADORAS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE INGLATERRA.

6.7.1 NATIONAL INFRASTRUCTURE COMMISSION (NIC).

Desde su formación, la National Infrastructure Commission publicó su primer reporte llamado “*Smart Power*” [236]. En dicho documento se hacen recomendaciones prácticas para el desarrollo de una red eléctrica mejor administrada dentro de la cual se busca que Reino Unido deba convertirse en líder mundial en sistemas de almacenamiento de electricidad. Para lograr lo propuesto, se destacan los siguientes puntos que deben ser contemplados:

- Apoyar la estabilidad de la red y un mayor despliegue de energías renovables.
- Mitigar la necesidad de costosas inversiones en la red.
- Gestionar el uso de energía para hacer frente a períodos de oferta y demanda *peak*.
- Barreras regulatorias para el despliegue de almacenamiento.
- Barreras para desarrollar casos de inversión en almacenamiento.

El almacenamiento al tener la capacidad de ofrecer servicios valiosos para el sistema eléctrico, sumado a la caída de los costos de las tecnologías de almacenamiento, da señales de que no haber motivos para impulsar la implementación a través de subsidios. Sin embargo, es necesario tener una resolución de las barreras regulatorias que permitan al almacenamiento desplegarse en todo su potencial. De dichas barreras se distingue:

- La normativa actual del mercado eléctrico británico no reconoce el almacenamiento como una actividad diferenciada, sino que lo trata como un medio de generación y un consumo. Este enfoque más que dar beneficios, crea barreras a la inversión en activos de almacenamiento, ya que, por ejemplo, aumenta los costos para los propietarios de sistemas de almacenamiento al tener cobros dos veces: una vez como generador

cuando exporta energía y otro como consumidor al tomar energía de la red. Es por esto, que la tarificación hoy en día no tiene en cuenta los beneficios de almacenar energía en los momentos de máxima generación y descargar en los momentos de mayor demanda.

- Que el almacenamiento sea definido como un activo de generación, dificulta que este sea implementado de manera efectiva por los operadores de la red. Dado que la regulación fomenta el acceso equitativo a las redes, debe entrar a competir con medios de generación que puedan ser más económicos.
- La existencia de cobros como impuestos gubernamentales que se agregan a los costos de la electricidad. Estos cargos se aplican cuando la electricidad está siendo usada para cargar tanto como para alimentar consumos.

Adicionalmente la NIC identifico barreras identificadas vinculadas a desarrollar la inversión en almacenamiento, de lo cual se destaca:

- La variedad de funciones que puede cumplir un sistema de almacenamiento en el sistema eléctrico dificulta a los inversionistas desarrollar un modelo de negocio que se base en la acumulación de dichos ingresos.
- Los servicios complementarios se presentan como un potencial para el almacenamiento, sin embargo, dada la incertidumbre de la solicitud de dichos servicios, presenta un desafío para los propietarios acceder al mecanismo de ingresos para respaldar sus inversiones. Por el contrario, los generadores convencionales proporcionan servicios complementarios como un elemento secundario a su modelo de negocio, que vendría siendo la participación del mercado mayorista.
- Dado que anteriormente los servicios complementarios se adquirían mediante contratos bilaterales entre la generadora y el operador del sistema, existe poca información respecto a precios o ingresos potenciales para los nuevos desarrolladores.
- El aumento de la licitación de los servicios complementarios por parte del operador, con información de precios establecida en informes de mercado, ha contribuido a que el mercado sea más claro para los participantes. Se debe flexibilizar los contratos de servicio para que sean más abiertos, lo que permita que el activo de almacenamiento oriente sus ingresos en una serie de roles, por ejemplo, mejoras a la red y servicios complementarios.

6.7.2 OFGEM.

En Reino Unido para poder participar del mercado eléctrico es necesario contar con una licencia de electricidad la cual es otorgada a los principales participantes del mercado, y en esta se establecen las condiciones necesarias para operar correctamente el sistema eléctrico. En este contexto, la OFGEM ha trabajado en cambios a la licencia de generación los cuales buscan principalmente:

- Aclarar el papel del almacenamiento de electricidad en el sistema energético y el marco regulador.

- Garantizar que a los proveedores de almacenamiento de electricidad se les cobren las tasas de consumo final con precisión, facilitando el cálculo correcto de las tasas ambientales.

Se ha incluido una definición de “almacenamiento de electricidad” e “instalación de almacenamiento de electricidad” en la licencia de generación de electricidad [237], adicionalmente se ha introducido una nueva condición de licencia E1 el cual solo aplica para titulares que operan/posean almacenamiento [238]. Esta condición requiere que el titular proporcione de información precisa sobre su instalación de almacenamiento, con el propósito de facilitar la identificación correcta de las instalaciones, y ayudar a un cálculo correcto de los cargos relevantes involucrados en su operación. Para evitar preocupaciones de sensibilidad comercial respecto a la información, no es requisito que dicha información sea pública. En caso de que sean necesarios cambios en la información proporcionada por el titular del almacenamiento, se incluye un párrafo en la licencia que permita esto (párrafo 4 de la condición E1). De manera similar, bajo circunstancias excepcionales, se podría renunciar al requisito de compartir información mediante una derogación (párrafo 5 de la condición E1), sujeto a que el titular de la instalación proporcione pruebas sólidas para respaldar su caso de excepción. Cada solicitud se evalúa caso a caso.

Para evitar dudas, las nuevas obligaciones se aplican a los titulares de licencias de generación que poseen u operan instalaciones de almacenamiento de electricidad de cualquier capacidad, y la nueva condición E1 cubre cada instalación de almacenamiento de electricidad que sea propiedad de un licenciatario o esté operada por este. Por ejemplo, si un titular de licencia posee u opera dos o más instalaciones de almacenamiento de electricidad bajo la misma licencia, para cumplir con la condición E1, se le exigirá que proporcione información a sus proveedores relevantes para cada instalación de almacenamiento de electricidad.

6.8 SISTEMAS DE SERVICIO DEL PROGRAMA DS3 EN IRLANDA

Tabla 18. Resumen de servicios entregados en DS3 Programme [174].

Servicio	Abreviación	Unidad de pago	Descripción
Respuesta Inercial Sincrónica	SIR	MWs ² h	(energía cinética almacenada) * (SIR factor - 15)
Respuesta rápida de frecuencia	FFR	MWh	MW entregada entre 2 y 10 segundos.
Reserva operativa primaria	POR	MWh	MW entregada entre 5 y 15 segundos.
Reserva operativa secundaria	SOR	MWh	MW entregada entre 15 y 90 segundos.
Reserva operativa terciaria 1	TOR1	MWh	MW entregada entre 90 segundos a 5 minutos.
Reserva operativa terciaria 2	TOR2	MWh	MW entregada entre 5 minutos a 20 minutos.
Reserva de reemplazo - Sincronizada	RRS	MWh	MW entregada entre 20 minutos a 1 hora.
Reserva de reemplazo - Desincronizada	RRD	MWh	MW entregada entre 20 minutos a 1 hora.
Margen de rampa 1	RM1	MWh	El aumento de la producción de MW

Servicio	Abreviación	Unidad de pago	Descripción
Margen de rampa 3	RM3	MWh	que se puede entregar con un buen grado de certeza para el horizonte temporal dado
Margen de rampa 8	RM8	MWh	
Rápida recuperación de potencia activa post falla	FOFAPR	MWh	Potencia activa > 90% dentro de 250 ms de voltaje > 90%
Potencia reactiva de estado estacionario	SSRP	MVArh	Capacidad de MVAR (% de la capacidad de la capacidad de MVAR que puede alcanzar)
Respuesta reactiva dinámica	DRR	MWh	Capacidad de MVAR durante caídas de voltaje grandes (> 30%)

6.9 DEFINICIÓN DE PENETRACIÓN NO SINCRÓNICA DEL SISTEMA

La penetración no sincrónica del sistema (*System Non-Synchronous Penetration, SNSP*) es una medida de la generación no sincrónica en el sistema en un instante de tiempo. Es la relación entre la contribución de MW en tiempo real de la generación no sincrónica y las importaciones netas de HVDC y la demanda más las exportaciones netas de HVDC. La ecuación para expresar SNSP como porcentaje se formula en la ecuación (31) [239]:

$$SNSP (\%) = \frac{\text{Generación No Sincrónica} + \text{Importaciones de interconexiones}}{\text{Demanda} + \text{Exportaciones de interconexiones}} \times 100 \quad (31)$$

Donde:

- Generación no sincrónica = Generación total no sincrónica a gran escala + Representación de la generación no sincrónica total a pequeña escala
 - Generación total no sincrónica a gran escala = Generación total de energía eólica y fotovoltaica en el sistema *All-Island* (y toda la generación no sincrónica adicional, por ejemplo, mareas)
 - La representación de la generación no sincrónica total a pequeña escala se calcula de la siguiente manera:
 $SSGRep = (\text{Capacidad instalada de generación eólica a pequeña escala} * \text{Relación de disponibilidad a capacidad instalada de generación eólica a gran escala} * 0,6) + (\text{Capacidad instalada de generación fotovoltaica a pequeña escala} * \text{Relación de disponibilidad a capacidad instalada de generación fotovoltaica a gran escala})$
- Importaciones / exportaciones netas de interconexiones = El flujo neto de los dos HVDC (Moyle y EWIC), donde los flujos se miden en el extremo SEM (Sistema de Irlanda).
- La demanda se mide en términos generados¹⁵ y, a los efectos del SNSP, se incluye la demanda de bombas de Turlough Hill (central de bombeo). Se calcula de la siguiente manera para cálculos en tiempo real:

¹⁵ Energía generada = Energía exportada + Generación asociada a clientes.

- Demanda = Generación de sistemas para todas las islas (incluida la generación no sincrónica) + Importaciones netas - Exportaciones netas
- Donde *All-Island System Generation*¹⁶ representa la generación requerida para satisfacer la demanda del sistema y cualquier demanda de bombas de Turlough Hill.

6.10 ESCENARIOS DE REGISTRO DE BATERÍAS EN AUSTRALIA

En base a las reglas establecidas en la NER, se establece que:

- Existe un único Participante de Mercado Financieramente Responsable (FRMP) para cada punto de conexión identificado, en el cual un sistema de generación o carga se conecta a la red.
- Una instalación de medición compatible al NER mide los flujos de energía en cada punto de conexión.

De esta forma se distinguen escenarios para el registro de baterías con una potencia menor a 5 MW y baterías para potencias mayores o iguales a 5 MW.

A continuación, se presentan de forma simplificada diferentes opciones para integrar sistemas de baterías en el Mercado Nacional de Electricidad (NEM) australiano según su capacidad y rol participativo (independiente) [240].

1. Batería Autónoma < 5 MW

Gráficamente se puede apreciar en la Figura 47. Se aplica una exención automática del requisito de registrarse en AEMO, si tiene acuerdos minoristas adecuados para la venta de cualquier energía exportada a la red. En este caso no se requiere solicitud. Sin embargo, debe comunicarse con el proveedor de servicios de red correspondiente para abordar temas de conexión.

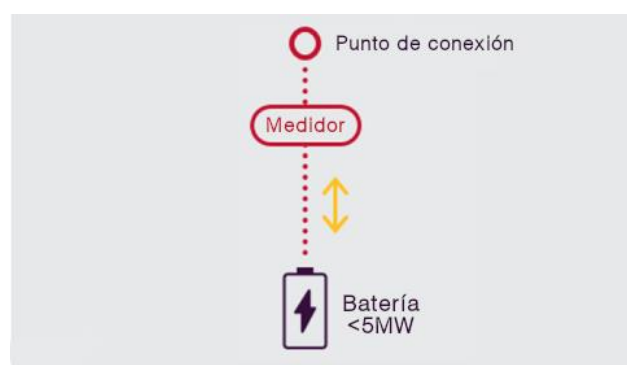


Figura 47. Esquema para baterías autónomas menores a 5 MW [240].

2. Batería < 5 MW como parte de un sistema de generación cuya clasificación se encuentre entre 5 MW y 30 MW

¹⁶ Por ejemplo, si la demanda fuera de 3.000 MW y hubiera dos bombas en carga a 73 MW cada una, la generación del sistema sería de aprox. 3,146MW.

Se puede apreciar el esquema en la Figura 48. En este caso, se puede solicitar a AEMO una exención del requisito de registro. Cuando AEMO no otorga una exención, debe registrarse como generador y clasificar la batería dentro del sistema de generación. No es necesario registrarse como cliente comercial.

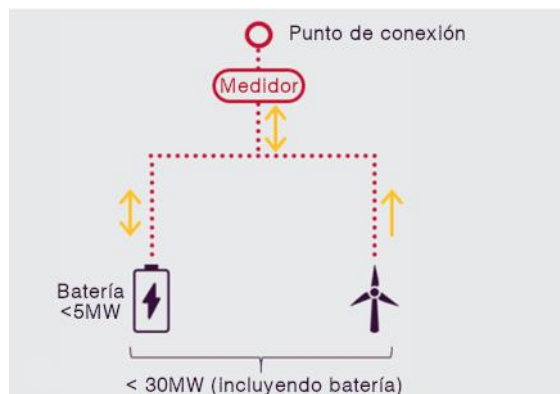


Figura 48. Esquema para baterías menores a 5 MW y parte de un sistema de generación menor a 30 MW [240].

3. Batería < 5 MW como parte de un sistema de generación cuya clasificación sea ≥ 30 MW

Gráficamente se puede ver en la Figura 49. En este caso, debe registrarse en AEMO como “generador” del sistema de generación. El componente de batería del sistema no es elegible para la exención. Dependiendo de los requisitos operativos, puede buscar clasificar las unidades generadoras en el sistema.

- a. Según sus características:
 - Todas las unidades generadoras variables (intermitentes) como una unidad generadora semiprogramada (cada una con su propio objetivo de despacho)
 - La batería como:
 - Una unidad generadora programada (con su propio objetivo de despacho).
 - Una unidad generadora no programada.
- b. Como unidades generadoras programadas, ya sea como unidades generadoras únicas o agregadas. Las unidades generadoras agregadas pueden combinarse como una única oferta en el mercado y recibir un único objetivo de despacho.

No es necesario registrarse como cliente comercial.

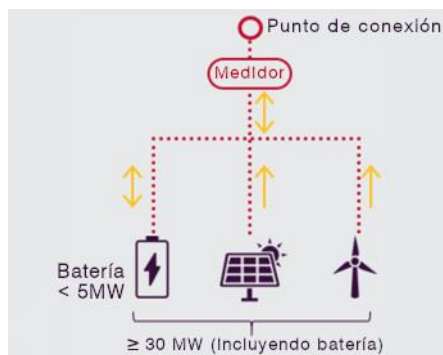


Figura 49. Esquema para baterías menores a 5 MW y sistema de generación mayores o iguales a 30 MW [240].

4. Diferentes FRMP para batería <5 MW y otros sistemas de generación

Cuando el sistema de batería se posea o se opere por separado de un sistema de generación adyacente:

- Cada sistema de generación debe controlarse de forma independiente, con un punto de conexión independiente y una instalación de medición compatible con NER, de modo que los dos sistemas sean distintos (de hecho, lo mismo que el escenario 1).
- Es posible que se requiera el registro con AEMO para el sistema sin generación de baterías, dependiendo de su tamaño y características.
- Se aplica una exención automática de registro para el sistema de baterías, si tiene acuerdos minoristas adecuados para la venta de cualquier electricidad exportada a la red.

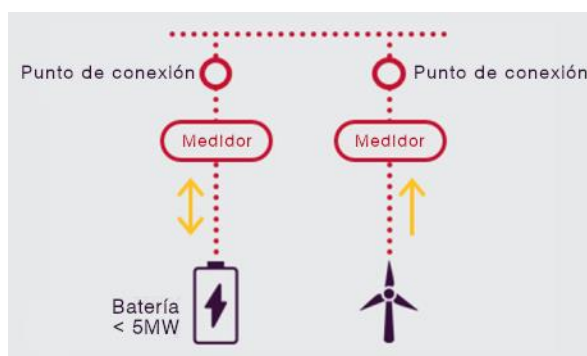


Figura 50. Esquema para baterías menores a 5 MW y sistemas de generación con diferentes puntos de conexión [240].

5. Batería autónoma \geq 5 MW

Debe registrarse en AEMO como generador y cliente comercial. La batería debe clasificarse como unidad generadora programada y carga programada, que se licitarán / ofertarán y se despacharán por separado. Gráficamente se puede ver en la Figura 51.

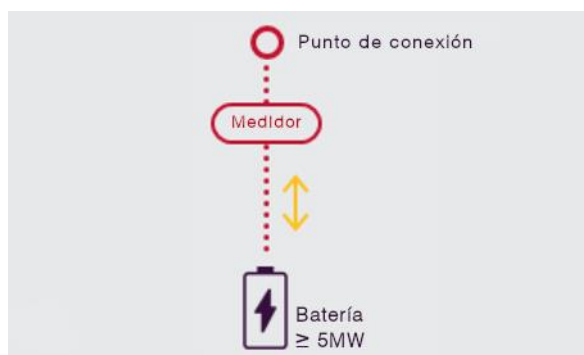


Figura 51. Esquema para baterías autónomas mayores a 5 MW [240].

6. Batería \geq 5 MW como parte de un sistema de generación cuya clasificación se encuentre entre 5 MW y 30 MW

De manera visual se puede apreciar en la Figura 52. Debe registrarse en AEMO como generador y cliente comercial (si compra en la red). Dependiendo de los requisitos operativos, puede buscar clasificar las unidades generadoras en el sistema:

- a. Según sus características:
 - Todas las unidades generadoras variables (intermitentes) como una unidad generadora no programada o semiprogramada.
 - La batería como unidad generadora programada y carga programada. Se requerirá que la batería se programe a través del despacho central para su carga, incluso si no hay ninguna importación de la red.
- b. Como unidades generadoras programadas, ya sea como unidades generadoras únicas o agregadas. Las unidades generadoras agregadas pueden combinarse como una única oferta en el mercado y recibir un único objetivo de despacho.

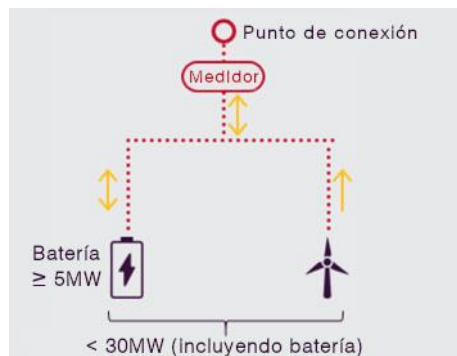


Figura 52. Esquema para baterías mayores a 5 MW y parte de un sistema de generación menor a 30 MW [240].

7. Batería \geq 5 MW como parte de un sistema de generación cuya clasificación sea \geq 30 MW

El esquema se muestra en la Figura 53. Debe registrarse en AEMO como generador y cliente comercial (si compra en la red). Dependiendo de los requisitos operativos, puede buscar clasificar las unidades generadoras en el sistema:

- a. Según sus características:
 - Todas las unidades generadoras variables (intermitentes) como una unidad generadora semiprogramada.
 - La batería como unidad generadora programada. También se requerirá el registro como cliente comercial si está comprando en la red.
- b. Como unidades generadoras programadas, ya sea como unidades generadoras únicas o agregadas. Las unidades generadoras agregadas pueden combinarse como una única oferta en el mercado y recibir un único objetivo de despacho. Se requerirá que la batería se programe a través del despacho central para su carga, incluso si no hay ninguna importación de la red.

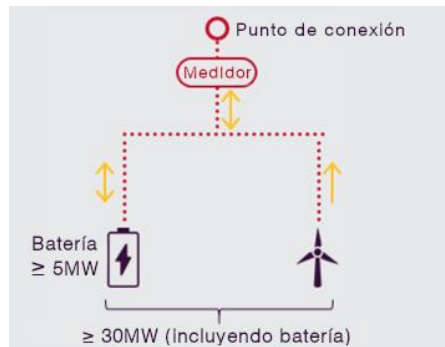


Figura 53. Esquema para baterías mayores a 5 MW y parte de un sistema de generación mayor a 30 MW [240].

8. Diferentes FRMP para sistema de batería ≥ 5 MW y otros sistemas de generación

El esquema se puede apreciar en la Figura 54. Cuando el sistema de batería se posea o se opere por separado de un sistema de generación adyacente:

- Se requieren aplicaciones de registro separadas para cada sistema.
- Cada sistema de generación debe controlarse de forma independiente, con un punto de conexión independiente y una instalación de medición compatible con NER, de modo que los dos sistemas sean distintos.
- Esto es efectivamente lo mismo que el escenario 5. La batería se clasificará como unidad generadora programada y carga programada. Los componentes de generación y carga se ofrecerán y licitarán por separado y recibirán objetivos de despacho individuales.

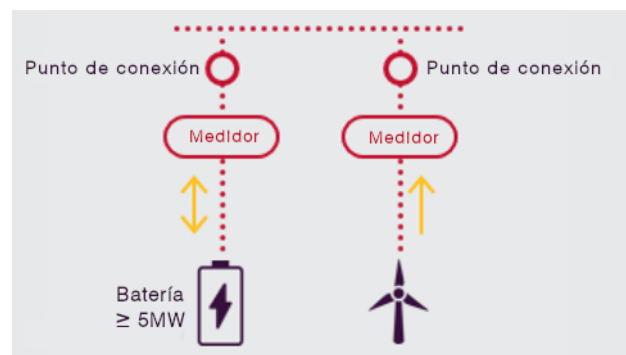


Figura 54. Esquema para baterías mayores a 5 MW y sistemas de generación con diferentes puntos de conexión [240].

9. Participación en los mercados de servicios complementarios de control de frecuencia (FCAS)

Si se registra como generador comercial para un sistema de baterías, puede postularse para clasificar el sistema y proporcionar FCAS como una unidad generadora de servicios complementarios. Actualmente, solo puede clasificar un sistema de batería como una carga de servicio complementario para proporcionar FCAS mientras realiza la importación desde la red si se registra como cliente comercial.

El sistema de batería debe poder cumplir con los requisitos de la Especificación de servicios complementarios del mercado (MASS) publicada por AEMO y participar en el envío central de FCAS.

6.11 GESTIÓN DE ESTADO DE ENERGÍA

A continuación, se presenta un ejemplo de la gestión de energía:

- Cantidad contratada: 50 MW de *Dynamic Containment low* (es decir, solo respuesta de baja frecuencia)
- Requisito mínimo de energía: 12,5 MWh - calculado en 15 minutos a plena potencia: $(15/60) \times 50 = 12,5$ MWh
- Requisito mínimo de recuperación de energía: 2,5 MWh por SP; calculado en 3 minutos a plena potencia: $(3/60) \times 50 = 2,5$ MWh

Con base en los parámetros anteriores, el proveedor del servicio debe administrar el SoE de su unidad de energía limitada de la siguiente manera:

1. Comience el día de entrega del servicio con la capacidad de entregar 12,5 MWh de energía en alguna dirección, en este caso, generación cuando la frecuencia es baja. La entrega puede ocurrir en un solo evento que dure 15 minutos a plena potencia o en cualquier número de eventos consecutivos más cortos (ver Nota 1 al final de la sección). La unidad no debería necesitar recargarse, pausar o interrumpir el suministro en ningún momento antes de que se complete el suministro de 12,5 MWh de energía.
2. Al comienzo de cada (y cada) período de liquidación durante ese día de prestación del servicio, el proveedor del servicio debe calcular la entrega neta de energía durante el período de liquidación anterior. Por ejemplo, si en SP24 la unidad entregó 10 MWh de energía mientras respondía a la frecuencia, al final de SP 24/comienzo de SP25, la energía almacenada ahora es de 2.5MWh.
3. El proveedor del servicio debe enviar una línea de base para reponer al menos 2.5MWh para que la energía almacenada pueda comenzar a regresar al requerimiento mínimo. La línea de base no debe exceder un nivel en el que la unidad no pueda continuar proporcionando *Dynamic Containment*.
 - a. El proveedor del servicio debe crear y enviar esta línea de base antes de que finalice el SP25 para que pueda entrar en vigor a partir del SP28. No puede entrar en vigor antes dada una convención que se aplica en los Mecanismos de Balance (BM).
 - b. La línea de base debe reponer al menos 2,5 MWh porque este es el requisito mínimo de recuperación de energía calculado como el 20% del requisito mínimo de energía (igual a 3 minutos a plena potencia: $(3/60) \times 50 = 2,5$ MWh).

Esto se ilustra a continuación en la Figura 55.

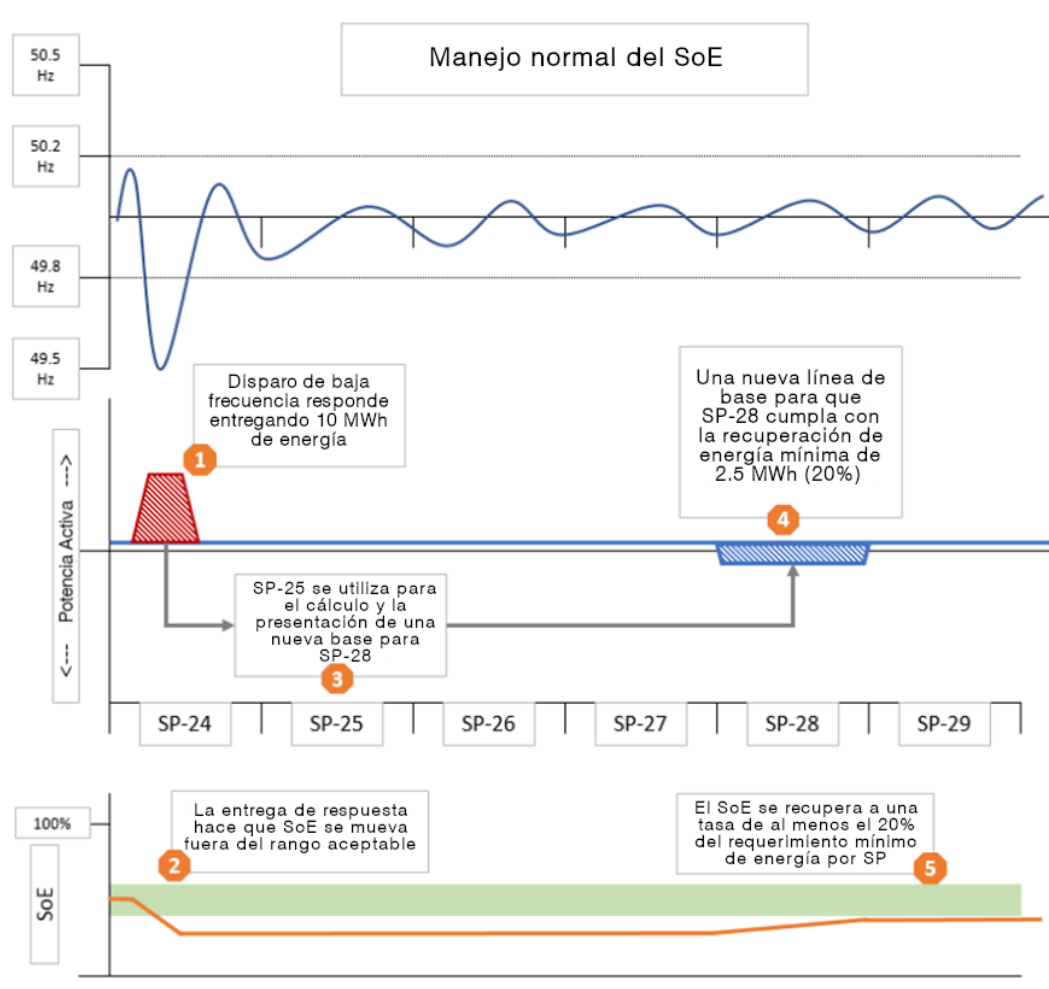


Figura 55. Esquema de manejo normal de SoE [241].

Si no hay más respuesta entregada en SP 25-31 (es decir, la frecuencia permanece en la banda muerta 50 Hz +/- 0.015) entonces la energía almacenada será de 5MWh al final de SP28, 7,5 MWh al final de SP29, 10 MWh al final de SP30 y completamente restaurado a 12.5MWh al final de SP31. Al final de cada período de liquidación, el proveedor de servicios registrado evalúa el nivel de energía almacenada y presenta una línea de base adecuada para recuperar esa energía a una tasa de al menos el 20% por periodo de liquidación.

El proveedor del servicio puede optar por recuperar la energía más rápido, pero debe asegurarse de que cualquier línea de base cumpla con la regla de velocidad de rampa máxima. En nuestro ejemplo, la tasa de rampa máxima se calcula como el 5% de la cantidad contratada, es decir, 2,5 MW/min. Para acceder a más información respecto a las rampas se puede acceder en el Anexo "Dynamic Containment: Participation Guidance Document" [241].

El proveedor del servicio también debe asegurarse de que se pueda entregar *Dynamic Containment* en todo momento durante el día de entrega del servicio, incluso cuando se incrementa o se entrega contra las líneas de base para la recuperación de energía (Ver Nota 2 al final de la sección). Esto significa que una unidad con una capacidad de 50MW no se puede

contratar para entregar 50 MW de *Dynamic Containment* de manera simétrica; debe conservar algo de margen para la recuperación de energía.

La *National Grid* no especifica cuánto espacio para la cabeza debe contener una unidad; la cual dependerá de las características de la unidad, por ejemplo, eficiencia del ciclo. El proveedor del servicio puede evaluar qué cantidad de *Dynamic Containment* puede proporcionar una unidad al considerar:

1. El requisito de recuperar al menos el 20% de la energía mínima requerida en un único período de liquidación.
2. La tasa de rampa máxima para todas las líneas base enviadas durante el día de entrega del servicio.
3. La eficiencia de la unidad y otras consideraciones técnicas y comerciales.

Se puede continuar con el ejemplo, considerando un escenario más favorable donde se entrega una respuesta adicional durante los períodos 25-31. En el siguiente ejemplo, hay otro evento significativo en SP26 que finalmente agota la energía almacenada antes de que la unidad tenga la oportunidad de recuperarse a través de una línea de base.

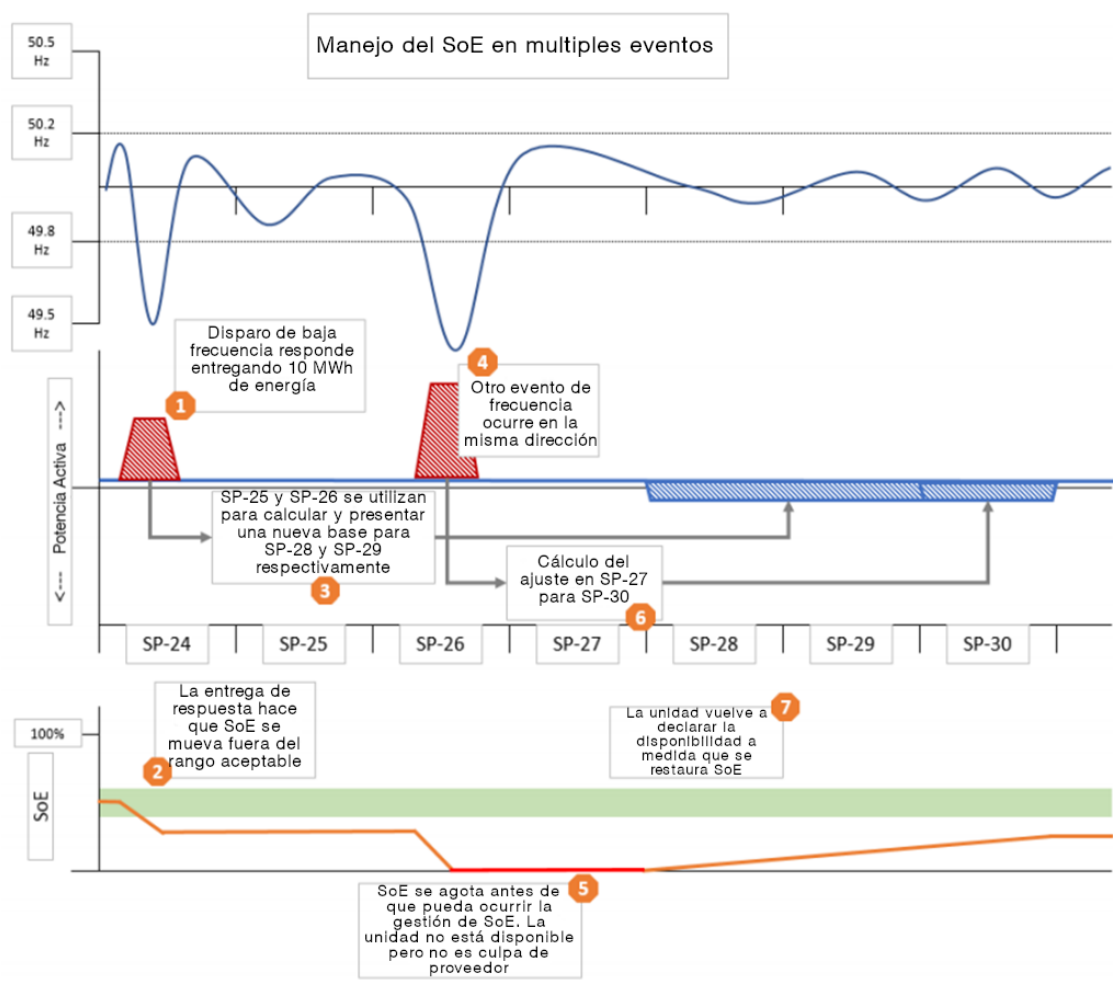


Figura 56. Esquema de manejo del SoE en múltiples eventos [241].

Al comienzo de SP25 y SP26, el proveedor de servicios registrado calcula y envía nuevas líneas de base operativas para SP28 y SP29, respectivamente. Cada uno está dimensionado para reemplazar al menos el 20% del requerimiento mínimo de energía. Sin embargo, durante el SP26 hay otro evento que agota completamente la energía almacenada:

1. La unidad ahora no está disponible. No se aplica ninguna penalización o medición de rendimiento a la unidad porque ha seguido las reglas de SoE y siempre ha buscado recuperar energía en la primera oportunidad. La unidad debe volver a declararse como disponible cuando el SoE se restablezca al requerimiento mínimo de energía (12,5 MWh) o al final del SP32, lo que ocurra primero.
2. Al comienzo de SP27, la unidad debe continuar el proceso de cálculo de la energía almacenada (vacía al final de SP26) y enviar una línea de base, en este caso para SP30. Como siempre, la línea de base debe cumplir con los límites de la tasa de rampa y debe estar dimensionada para recuperar al menos el 20% del requisito de recuperación de energía.

En el ejemplo habrá una parte de no entrega en SP26 cuando la energía se agote por completo pero la frecuencia aún se encuentra en el rango de entrega (<49,985 Hz). En los casos en que se hayan seguido las reglas de SoE, esta falta de entrega no estará sujeta a una penalización de desempeño.

Notas adicionales:

- **Nota 1:** Para unidades de energía limitada, tenga en cuenta que el requisito de energía se define en términos de MWh, no de minutos. Puede calcularse en términos de minutos a plena potencia, pero no debe interpretarse como "el tiempo máximo de entrega es de 15 minutos". Se requiere que las unidades entreguen al menos el requisito mínimo de energía, esto podría ser a máxima potencia durante 15 minutos, pero también podría ser 50% de potencia durante 30 minutos o 10% de potencia durante 150 minutos. No hay un tiempo máximo de entrega a menos que/hasta que el requisito mínimo de energía se entregue por completo en términos netos y / o el volumen de MWh contratado sea inferior a 1MW (es decir, un volumen de *Dynamic Containment* contratado mínimo de 1MW).
- **Nota 2:** Para todos los proveedores del servicio, se calcula la entrega de respuesta como una desviación de la línea de base operativa enviada. Por lo tanto, la capacidad de seguir con precisión una línea de base es primordial. En la banda muerta (+/- 0.015Hz) la unidad debe estar operando en su línea base - esto puede ser 0MW o cualquier otro valor, particularmente si la unidad está siguiendo una línea base para cargar / descargar para propósitos de gestión de SoE. La diferencia entre la línea base de una unidad en su capacidad máxima debe ser mayor o igual que la cantidad contratada de *Dynamic Containment*, de lo contrario, no podría cumplir con su obligación si la frecuencia se moviera a +/- 0.5Hz.

6.12 RECOMENDACIÓN DE IMPLEMENTACIÓN DE SERVICIOS EN IRLANDA.

- Se requiere una respuesta de sobrefrecuencia a un mínimo del 15% del volumen de un proveedor por subfrecuencia para los mismos períodos de tiempo en los servicios FFR, POR y SOR (es decir, hasta 90 segundos).
- La obligación de disponibilidad del servicio será del 97%, excluyendo los períodos planificados de mantenimiento, y se medirá durante un período de 12 meses.
- Para ingresar al proceso de competencia, los solicitantes deben tener un punto de conexión legalmente válido o estar en proceso de recibir una oferta de conexión, o tener la confirmación de que recibirán una oferta de conexión adecuada para la entrega por contrato
- Los proveedores de servicios con conexiones “no firmes” asumirán el riesgo de indisponibilidad de la red debido a limitaciones de la red y no serán remunerados si no están disponibles debido a limitaciones de la red.
- El volumen máximo contratado por punto de conexión bajo contrato regulado será de 50 MW.
- Se llevará a cabo un proceso de adquisiciones por etapas con un mínimo total de 91 MW hasta un máximo de 140 MW adquiridos en la primera ronda.
- La última oferta completa aceptada será la que lleve el volumen total adquirido a más de 90 MW.
- La entrega del servicio debe comenzar a más tardar dos años a partir de la fecha de ejecución del contrato.
- Los solicitantes deberán presentar un factor de descuento porcentual contra las tarifas, siendo este factor el mismo para los cinco servicios. Las ofertas se evaluarán para el servicio incluido y se clasificarán según el precio.
- Las ofertas no deben exceder las tarifas descritas presentadas en el Informe 1 y el factor de descuento aplicado al paquete debe ser positivo.
- Se utilizará como precio para determinar la subasta el mecanismo *Pay-as-bid*.
- Se requerirá una fianza de cumplimiento de €12,000/MW (o GBP equivalente) antes de la ejecución del contrato.
- El escalar de producto para una respuesta más rápida de la provisión de FFR se aplicará a la remuneración del proveedor de servicios, pero no se aplicará en la evaluación de la oferta.
- No se aplicarán los escalares de producto para la entrega mejorada de FFR, POR, SOR y TOR1 y la provisión continua de reserva de FFR a TOR1.
- El requisito de disponibilidad del 97% se medirá durante un período de 12 meses con un escalar de rendimiento de disponibilidad y los proveedores también se evaluarán con un escalar de rendimiento de eventos.
- Los escalares de escasez temporal se aplicarán en base a un año eólico promedio en lugar del SNSP operativo. El SEMC solicita a los TSO que brinden claridad a la industria sobre cómo se determinará y aplicará este enfoque de año eólico promedio antes del inicio del proceso de adquisición.

- Los escalares de ubicación no se aplicarán en esta primera ronda de adquisiciones. No habrá volúmenes mínimos por jurisdicción en esta primera ronda de adquisiciones.
- Los proveedores de servicios deberán cumplir con los requisitos del Código de Red o del Código de Distribución y se aplicarán todos los cargos de red relevantes.
- Los proveedores de servicios deberán administrar sus propias posiciones en la energía y mercados de capacidad para cumplir con sus requisitos de disponibilidad.

6.13 EJEMPLO PARA RESTRICCIONES DE ORDEN DE SUBASTAS.

Algunos conceptos claves para explicar cómo se definen las restricciones de orden de mérito son:

- Bloques básicos y no básicos
- ID de orden de mérito
- Ofertas inferiores y superiores.

Para entender las subastas cabe mencionar que se realizan en bloques horarios, cada uno de cuatro horas, siendo un total de 6 bloques para un día a los cuales se puede subastar. A continuación se procede a describir con mayor profundidad los conceptos claves de las subastas con ejemplos que puedan servir de apoyo para su entendimiento.

6.13.1 BLOQUES BÁSICOS Y NO BÁSICOS.

Los bloques básicos se definen como:

- a. Bloque de período único no recortable
 - Modelado como un bloque C01 de período único
- b. Bloque de período único parcialmente recortable
 - Modelado como un bloque C01 de período único vinculado a un bloque C02
 - Los bloques C01 y C02 se consideran cada uno como un bloque básico
 - Ambos bloques deben tener el mismo período y precio. De lo contrario, no se consideran bloque básico.

Como ejemplo, se asume 9 ordenes (Orden A-I) son recibidas en el bloque EFA1, cada bloque corresponde a un bloque de 4 horas, equivalente a 6 bloques EFA en un día.

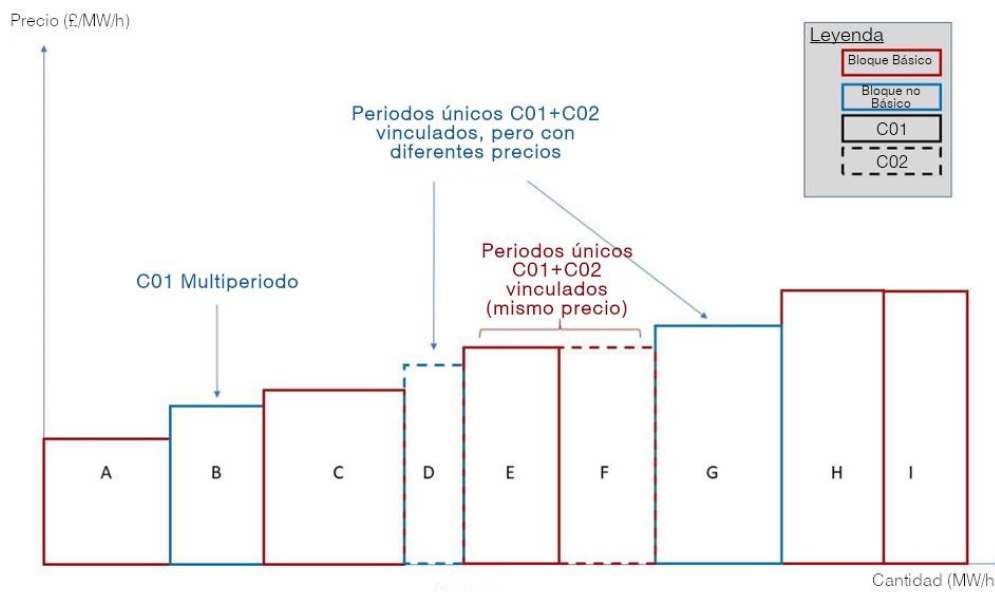


Figura 57. Bloques básicos y no básicos [203].

A considerar:

- Hay 6 bloques básicos en este ejemplo (delineados en rojo): A, C, E, F, H, I. Ordenes B, D y G son bloques no básicos (delineados en azul).
- Los pedidos A, C, H e I son bloques de período único no restringibles (definición a).
- Los pedidos E y F son bloques de período único parcialmente restringibles (definición b), modelados como un bloque C01 de período único (E) vinculado a un bloque C02 (F) y que tienen el mismo período EFA y precio, por lo que pueden tratarse como bloques básicos.
- La orden B es un bloque C01 de varios períodos. Por tanto, es un bloque no básico.
- Los pedidos D y G son bloques familiares vinculados parcialmente restringibles que se encuentran en el mismo período de EFA pero con precios diferentes, por lo que no pueden considerarse bloques básicos.

6.13.2 ID DE ORDEN DE MÉRITO.

El algoritmo establece un ID de orden de mérito (ID de MO) para cada bloque básico (el bloque no básico no tiene ID de orden de mérito). Para el bloque de período único parcialmente restringible, ambos bloques que constituyen este bloque básico, C01 y C02, tienen el mismo ID de MO.

De acuerdo con esto, existe una descripción de la identificación de la orden de mérito que señala:

- Los identificadores de orden de mérito son números enteros positivos
- Los identificadores de las órdenes de mérito están definidos por el período EFA
- La identificación de la orden de mérito aumenta con el precio del bloque (ya que aquí solo se consideran las órdenes de venta)

Para el bloque de período único parcialmente restringible, ambos bloques que constituyen este bloque básico, C01 y C02, tienen el mismo ID de MO (ordene E y F en el siguiente ejemplo).

En el siguiente ejemplo (Figura 58), solo el orden A, C, E, F, H e I son bloques básicos y reciben ID de MO.

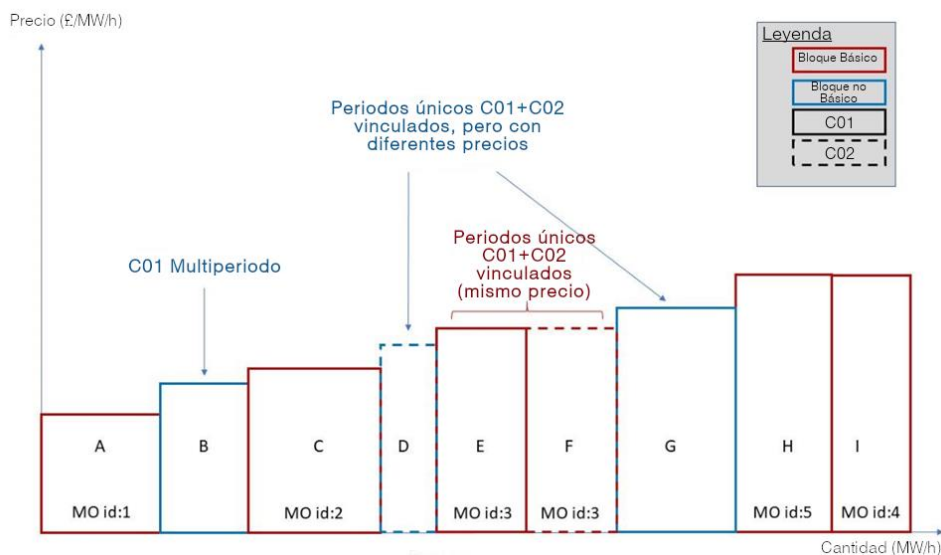


Figura 58. ID de orden de mérito [203].

MO id del bloque básico "A" <id de orden de mérito del bloque básico "C", esto significa que el orden A es "mejor" que el orden C. Por lo tanto, A tendrá prioridad sobre C.

Cuando varios bloques básicos tienen el mismo precio, sus ID de orden de mérito se darán aleatoriamente (aunque siguen siendo más bajos que los bloques más caros y altos que los bloques menos caros). Consulte el pedido H e I en la figura siguiente como ejemplo.

6.13.3 OFERTAS INFERIORES Y SUPERIORES.

Haciendo el supuesto que se tiene un bloque de referencia, Bloque "R" (solo un bloque básico puede ser el bloque de referencia). En la Tabla 19 se muestra la descripción de los límites de ofertas en las subastas.

Tabla 19. Descripción de límites ofertas en la subasta [203].

Tipo de oferta		Descripción
Ofertas más bajas¹⁷		<p>Conjunto de ofertas definidas en el mismo período que el bloque "R", que incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Todos los bloques básicos con ID de orden de mérito estrictamente menor que el ID de orden de mérito de "R" - El bloque principal C01 de "R", en caso de que "R" sea un bloque C02 - Todos los bloques C01 no básicos con un precio estrictamente

¹⁷ El precio del bloque principal C01 solo se considera si este bloque C01 también está definido en el mismo período "R". De lo contrario, solo se considera el precio del bloque de C02.

Tipo de oferta	Descripción
	<p>inferior al precio de "R"</p> <ul style="list-style-type: none"> - Todos los bloques de C02 no básicos que tanto su precio como el precio del bloque C01 matriz sean estrictamente más bajo que el precio de "R"
<p>Ofertas superiores¹⁸</p>	<p>Conjunto de ofertas definidas en el mismo período que "R", que incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Todos los bloques básicos con ID de orden de mérito estrictamente mayor que el ID de orden de mérito de "R" - El bloque secundario C02 de "R" si "R" es un bloque C01 - Todos los bloques C01 no básicos con un precio mayor o igual al precio de "R" - Todos los bloques de C02 no básicos de manera que su precio o el precio del bloque C01 matriz sea mayor o igual al precio de "R" si se define en el período de "R".

Ejemplo 1:

- Si el bloque de referencia "R" es un bloque C01
- Suponga que el orden E es nuestro bloque de referencia "R".
- Los pedidos A y C son sus ofertas más bajas, ya que sus ID de pedidos de mérito son estrictamente más bajos que "R".
- Ordene B ya que es un bloque C01 no básico con un precio estrictamente más bajo que el precio de "R".
- Aunque el precio de la orden D es menor que "R", la orden D es la oferta superior. Esto se debe a que la orden D es el bloque C02 no básico, el precio de su bloque C01 padre (orden G) es mayor que el precio de "R".
- El pedido G es un bloque C01 no básico con un precio mayor que "R", por lo que G es también la oferta superior.
- La orden F es el bloque hijo de "R". Incluso si tiene el mismo ID de MO que "R", es la oferta superior de "R".
- La orden H e I son las ofertas superiores, ya que sus ID de orden de mérito son estrictamente superiores a "R".

¹⁸ El precio del bloque principal C01 solo se considera si este bloque C01 también se define en el mismo período "R". De lo contrario, solo se considera el precio del bloque de C02.

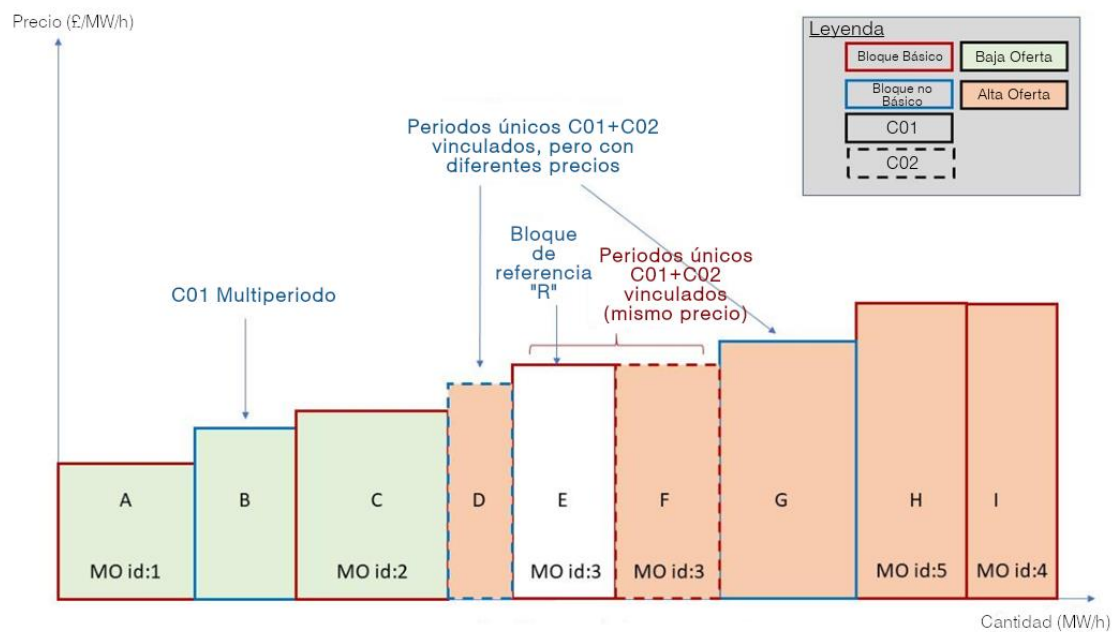


Figura 59. Oferta superior e inferior asociado al bloque básico C01 [203].

Ejemplo 2:

- Si el bloque de referencia "R" es un bloque C02
- Suponga que el orden F es nuestro bloque de referencia "R".
- Los pedidos A y C son sus ofertas más bajas, ya que sus ID de pedidos de mérito son estrictamente más bajos que "R".
- Ordene B ya que es un bloque C01 no básico con un precio estrictamente más bajo que el precio de "R".
- El orden E es el bloque padre de "R". Incluso si tiene el mismo ID de MO que "R", es la oferta más baja de "R".
- Aunque el precio de la orden D es menor que "R", la orden D es la oferta superior. Esto se debe a que la orden D es el bloque C02 no básico, el precio de su bloque C01 padre (orden G) es mayor que el precio de "R".
- El pedido G es un bloque C01 no básico con un precio mayor que "R", por lo que G es también la oferta superior.
- La orden H e I son las ofertas superiores, ya que sus ID de orden de mérito son estrictamente superiores a "R".

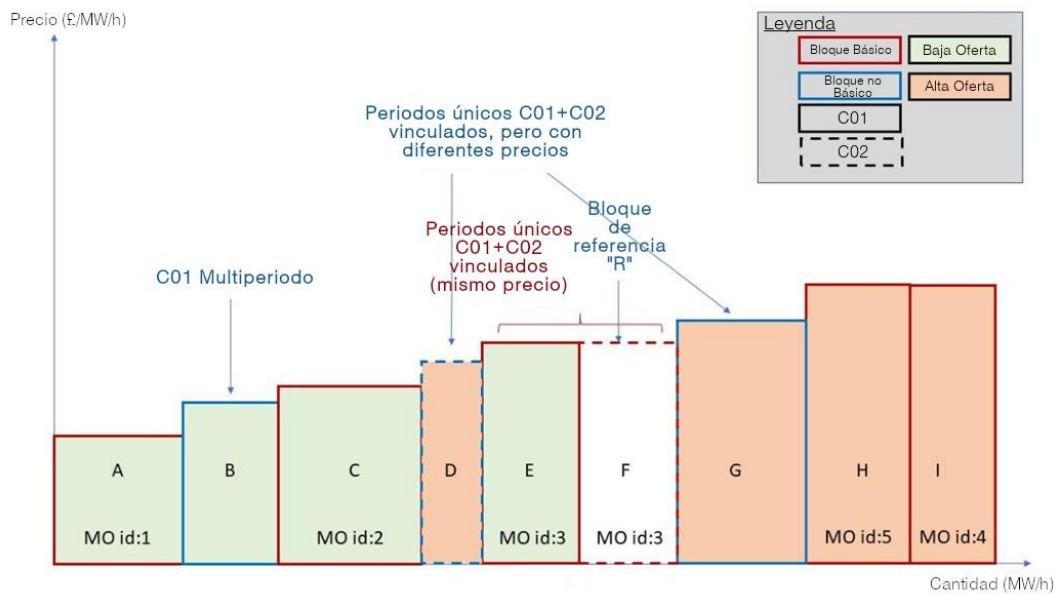


Figura 60. Oferta superior e inferior asociada al bloque básico C02 [203].

6.13.4 FUNCIONAMIENTO DE LAS RESTRICCIONES DE ORDEN DE MÉRITO

Para cualquier bloque básico, se aplicarán dos restricciones en caso de ser rechazada:

1. Satisfacción de las limitaciones de las órdenes de mérito dentro de las órdenes de bloqueo
2. Maximización del volumen negociado en bloques básicos

En la Tabla 20 se muestra un cuadro con los tipos de bloques y sus restricciones.

Tabla 20. Tipos de bloques y sus restricciones [203].

Tipo de bloque	Restricciones
Bloque básico C01 no recortable	Si se rechaza un bloque C01 básico no recortable, se activarán las siguientes 2 restricciones: <ol style="list-style-type: none"> 1. La suma de las cantidades aceptadas de las ofertas superiores debe ser menor que la cantidad del bloque. 2. La demanda al precio del bloque o más cara que el precio del bloque menos la suma de las cantidades aceptadas de las ofertas más bajas debe ser menor que la cantidad del bloque.
Bloque básico C02 totalmente recortable	Si un bloque C02 básico totalmente recortable se rechaza o se acepta parcialmente mientras se acepta su bloque C01 principal, se activarán las siguientes 2 restricciones: <ol style="list-style-type: none"> 1. Todas sus ofertas superiores deben ser rechazadas. 2. La demanda no atendida al precio de bloque debe ser 0

Bloque básico C01 no recortable

Suponiendo una curva de compra de 2 pasos/segmentos. Además, se supone que el bloque de referencia "R" (es decir, la orden E) se rechaza.

Para satisfacer la primera restricción, solo se puede aceptar el orden I porque es el único bloque superior con un volumen menor que "R". Pero esta situación no es factible porque el precio de venta de la orden I es mayor que el precio de compra de ESO (precio del segmento 2), por lo que no se puede aceptar paradójicamente (es decir, restricción de bloques aceptados paradójicamente). No se puede aceptar la orden D ya que es el bloque menor de la orden G el que se rechaza.

Se observa que aceptar "R" no agrega ningún excedente / bienestar a la subasta (porque su precio es el mismo que el precio de compra de NGESO en el segmento 2). Entonces, desde el punto de vista de la maximización del bienestar puro, en un nivel óptimo podría ser aceptado o rechazado.

Pero debido a la segunda restricción, solo cuando la demanda al precio del bloque o más cara que el precio del bloque (segmento 2 + volumen del segmento 1) es menor que la suma de las cantidades aceptadas de las ofertas inferiores + volumen de bloque de referencia "R" (Vol. A + Vol. B), la "R" puede rechazarse. En este ejemplo, no es el caso. Por lo tanto, debemos aceptar "R".

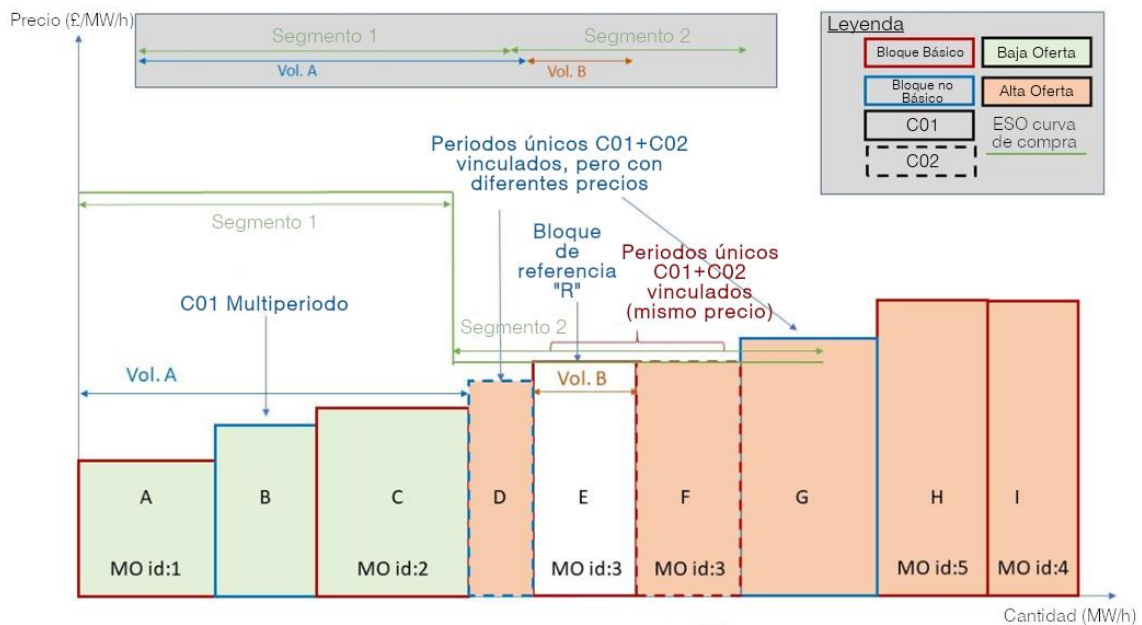


Figura 61. Restricciones para el bloque C01 [203].

Como conclusión, en este caso la aplicación de restricciones de orden de mérito llevó a aceptar el bloque de referencia (E), incluso si no genera ningún bienestar de mercado.

Bloque básico C02 totalmente recortable

Suponiendo una curva de compra de 2 pasos/segmentos. Suponga que el bloque de referencia "R" (es decir, la orden F) se rechaza mientras que su orden principal E es aceptada.

Para cumplir con la restricción 1, todas sus ofertas superiores (bloques en color naranja - orden D, G, H e I) serán rechazadas.

Se observa que aceptar este bloque de referencia no agrega ningún excedente / bienestar a la subasta (porque su precio es el mismo que el precio de compra de NGESO en el segmento 2). Por lo tanto, desde un punto de vista puro de maximización del bienestar, "R" podría aceptarse o rechazarse.

Pero usando la restricción 2, el rechazo solo es posible si la "demanda no atendida al precio de bloque" es igual a cero. En otras palabras, el segmento 2 debería aceptarse totalmente. Esta situación no es factible sin violar otras restricciones del algoritmo (por ejemplo, restricciones de bloques aceptados paradójicamente, lo que significa que el pedido G no puede aceptarse a un precio inferior a su precio de venta). Por tanto, el bloque de referencia "R" será aceptado en su totalidad.

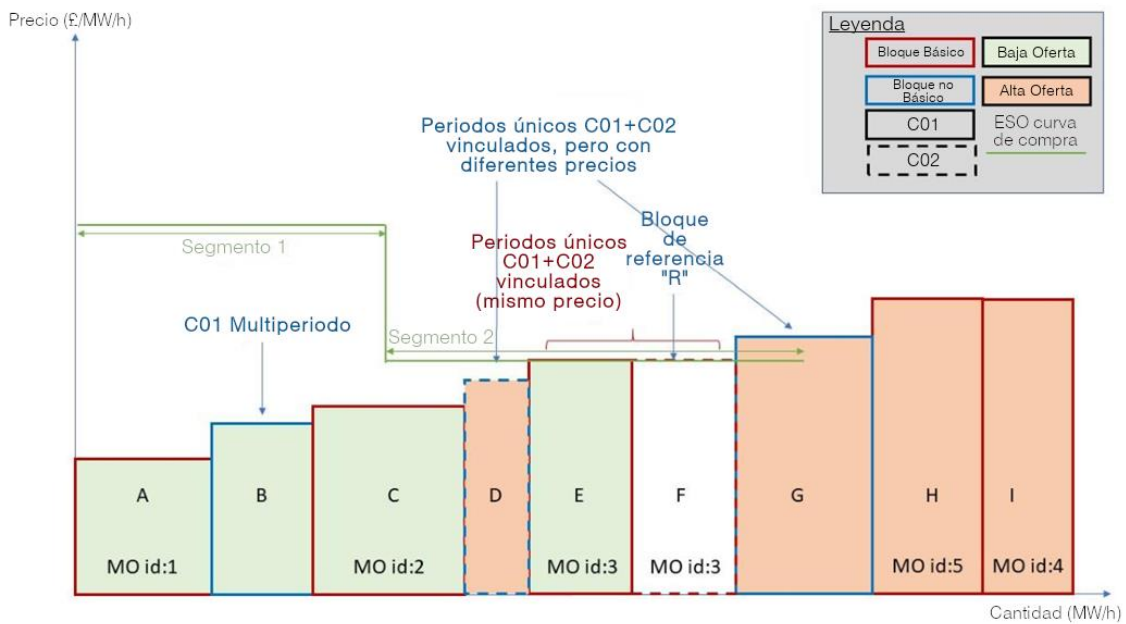


Figura 62. Restricciones para bloque C02 [203].

Como conclusión, en este caso la aplicación de restricciones de orden de mérito llevó a aceptar el bloque de referencia (F), incluso si no genera ningún bienestar de mercado.

6.14 NUEVAS DEFINICIONES PARA REQUISITOS TÉCNICOS EN LA PROVISIÓN DE GRID-FORMING EN GRAN BRETAÑA

A continuación, en la Tabla 21 se presentan nuevas definiciones introducidos para GC0137, que buscan ayudar a la incorporación de fuentes de generación de energía con capacidad *grid-forming* [216].

Tabla 21. Nuevas definiciones otorgadas para la provisión de grid-forming [216].

Concepto		Definición
Capacidad Forming	Grid-	Es un Módulo Generador de Energía, Convertidor HVDC (que podría formar parte de un Sistema HVDC), Unidad Generadora, Módulo de parque de potencia, Convertidor DC, Planta de Trabajo de usuario de desarrollo de sistemas de transmisión (OTSDUW), Módulo de Almacenamiento de Electricidad o Equipo de Compensación Reactiva Dinámica cuya salida de Potencia Activa es directamente proporcional

Concepto	Definición
	<p>a la magnitud y fase de su Fuente de Voltaje Interna, la magnitud y fase del voltaje en el Punto de Entrada a la Red o el Punto de Entrada del Sistema de Usuario y el seno del Ángulo de Carga. Como consecuencia, una planta que tiene una capacidad <i>grid-forming</i> es aquella en la que la frecuencia de rotación de la fuente de voltaje interno es la misma que la frecuencia del sistema para el funcionamiento normal, y solo el ángulo de carga define la posición relativa entre los dos.</p> <p>Para fuentes de generación GBGF-I, el sistema de control, que determina la amplitud y fase de la Fuente de Voltaje Interna, tendrá una respuesta al voltaje y la Frecuencia del Sistema en el Punto de Entrada a la Red o el Punto de Entrada del Sistema del Usuario) con un ancho de banda menor que el valor definido en el gráfico NFP del sistema.</p> <p>Se permiten excepciones a esta regla solo durante transientes causados por fallas del sistema, caídas/sobrecargas de voltaje y / o cambios de escalón o rampa en el ángulo de fase que son lo suficientemente grandes como para causar daños a la fuente de generación con capacidad <i>grid-forming</i> a través de corrientes excesivas.</p>
Potencia de respuesta RoCoF	<p>La potencia de respuesta RoCoF se define como la potencia de inercia real basada en la fase más la potencia de caída real basada en el control que puede ser suministrada por una fuente de generación con capacidad <i>grid-forming</i> cuando está sujeta a una tasa de cambio de la frecuencia del sistema.</p>
Potencia activa de cambio de fase	<p>Potencia activa transitoria transferida desde una fuente de generación con capacidad <i>grid-forming</i> al sistema total como resultado de cambios en el ángulo de fase entre la fuente de voltaje interno de la fuente de generación con capacidad <i>grid-forming</i> y el punto de entrada a la red o el punto de entrada al sistema del usuario.</p> <p>En el caso de una perturbación o falla en el sistema completo, una fuente de generación con capacidad <i>grid-forming</i> suministrará instantáneamente potencia activa de cambio de fase al sistema como resultado del cambio de ángulo de fase.</p> <p>Para la fuente de generación GBGF-I, como valor mínimo, esto depende de la potencia límite del ángulo de cambio de fase.</p> <p>La potencia activa de cambio de fase es una capacidad inherente de una fuente de generación con capacidad <i>grid-forming</i> que comienza a responder de forma natural, en menos de 5 ms, y puede tener componentes de frecuencia por encima de 1000 Hz.</p>
Potencia Activa de amortiguación	<p>Potencia activa suministrada naturalmente por una fuente de generación con capacidad <i>grid-forming</i> como resultado de las oscilaciones en el sistema total. Más específicamente, la potencia activa de amortiguación es el resultado de una oscilación entre el voltaje en los terminales de una unidad con capacidad <i>grid-forming</i> y el voltaje de la fuente de voltaje interno de la unidad con capacidad <i>grid-forming</i>.</p> <p>Para evitar dudas, la potencia activa de amortiguación es una capacidad inherente de una fuente de generación con capacidad <i>grid-forming</i> que comienza a responder de forma natural, en menos de 5</p>

Concepto	Definición
	ms.
Control Basado	<p>Control Basado son cambios en la secuencia de fase positiva de potencia activa RMS o potencia reactiva RMS producida a la frecuencia fundamental del sistema por el sistema de control de una unidad con capacidad grid-forming que ocurren debido a cambios en los circuitos de control externos de una fuente de generación con capacidad grid-forming o como resultado de un cambio en un punto de ajuste o parámetro suministrado externamente (como potencia activa, potencia reactiva, voltaje, frecuencia del sistema, caída o pendiente) o en un parámetro en el punto de entrada a la red o el punto de entrada del sistema del usuario (si está integrado) conectado al control sistema.</p> <p>Para fuentes GBGF-I, estos cambios basados en control tienen un ancho de banda limitado a 5 Hz.</p> <p>Los lazos de control externos de una fuente de generación con capacidad grid-forming se refieren a aquellas funciones que clásicamente se proporcionan en una unidad generadora sincrónica por un gobernador tradicional acoplado a su motor primario, o por un regulador automático de voltaje (AVR) acoplado a su sistema de excitación.</p> <p>Los lazos de control externos no incluyen las partes internas del sistema de control de un GBGF-I que emulan las funciones de inercia y amortiguación proporcionadas por una unidad generadora sincrónica real.</p> <p>Un sistema GBGF-I tiene la capacidad de proporcionar factores de amortiguación más altos que una unidad generadora sincrónica típica y constantes de inercia más altas o más bajas que una unidad generadora sincrónica típica.</p>
Potencia <i>droop</i> basada en control	<p>La Potencia <i>droop</i> basada en control es la transferencia de potencia activa inyectada o absorbida por una fuente de generación con capacidad <i>grid-forming</i> hacia y desde el sistema eléctrico durante una desviación de frecuencia del sistema fuera de la frecuencia normal del sistema.</p> <p>Para una fuente GBGF-I, esto es muy similar a la respuesta primaria, pero con un tiempo de respuesta para alcanzar la capacidad máxima o la capacidad registrada en 1 segundo.</p> <p>Para la fuente GBGF-I, esto puede agregar rápidamente potencia de respuesta RoCoF adicional además de potencia de inercia basada en fase para proporcionar un sistema con características NFP deseables.</p>

6.15 REQUISITOS DE DATOS Y MODELOS PARA PROVISIÓN DE GRID-FORMING EN GRAN BRETAÑA

A continuación, se muestra un extracto del borrador propuesto del Código de Red de Gran Bretaña sobre los datos que se esperaría que un desarrollador proporcione con respecto a su fuente de generación con capacidad *grid-forming*. Esto tiene por finalidad evaluar los beneficios para el sistema de transmisión y también formaría la base de un mercado futuro de unidades *grid-forming* [216].

Tabla 22. Datos relacionados a la operación de la fuente de generación con capacidad grid-forming [216].

Cantidad	Unidades	Rango	Parámetro definido por el usuario
Tipo de Planta (Unidad Generadora, Módulo de Almacenamiento de Electricidad, Equipo de Compensación Reactiva Dinámica)	N/A		
Clasificación continua máxima			
Reactancia primaria X	Pu en MVA		
Reactancia adicional Xtr	Pu en MVA		
Capacidad Máxima	MW		
Potencia de respuesta RoCoF (MW) suministrada o absorbida a un cambio de frecuencia del sistema igual a 1 Hz / s			
Resistencia al ángulo de cambio de fase	grados		60 grados especificados
Límite de ángulo de cambio de fase	grados		5 grados recomendados
Clasificación de ángulo de cambio de fase para límite de corriente	grados		
Potencia de cambio de fase (MW) en el ángulo nominal	MW		
Potencia activa de amortiguación definida para un valor de oscilación de red de 0,5 Hz <i>peak to peak</i> a 1 Hz	MW		
Energía acumulada entregada para una caída en la frecuencia del sistema de 1Hz / s, desde 52 Hz a 47 Hz. Esta es la salida transitoria real total de la fuente <i>grid-forming</i>	MWs		
Constante de Inercia	H		
Capacidad de sobrecarga continua	% en MVA		
Capacidad de sobrecarga de corta duración			
Duración de la capacidad de sobrecarga a corto plazo	s		
Clasificación de corriente máxima	pu		
Voltaje nominal del punto de entrada a la red o del punto de entrada del sistema del usuario	kV		
Punto de entrada a la red o punto de entrada al sistema del usuario	Localización		
Tiempo de duración continuo o definido de potencia nominal en MW	s		
Para una fuente GBGF-I, la fuente de voltaje interna máxima del inversor (IVS) para el peor de los casos	pu		
Máxima alimentación trifásica de cortocircuito en el punto de entrada a la red o en el punto de entrada del sistema del usuario	kA		

Cantidad	Unidades	Rango	Parámetro definido por el usuario
Alimentación máxima de cortocircuito monofásico en el punto de entrada a la red o en el punto de entrada del sistema del usuario	kA		
¿Contribuirá fuente con capacidad <i>grid-forming</i> a cualquier otra forma de servicio comercial, por ejemplo, contención dinámica, respuesta de frecuencia firme?	Detalles que se proporcionarán		
Factor de amortiguación equivalente.	ζ		0,2 a 5,0 permitido

6.16 EXIGENCIAS TÉCNICAS EXTRAS PARA LA PROVISIÓN DE FFR

I. Provisión FFR con capacidad dinámica

Las unidades proveedoras deberán cumplir con todos estos requisitos operativos, a menos que se acuerde lo contrario con el operador del sistema [172]:

- La unidad proveedora debe mantener la capacidad de operar a su capacidad de activación de reserva, que deberá tener un valor entre 49,80 Hz y un umbral superior limitado a 49,985 Hz;
- La unidad proveedora proporcionará su respuesta esperada dentro de los 2 segundos posteriores a la caída de la frecuencia del sistema de transmisión a través de su disparador de reserva. Cuando la unidad proveedora se ha comprometido a una respuesta más rápida que 2 segundos y es elegible para un escalar de respuesta rápida FFR mayor que 1, la unidad proveedora proporcionará su respuesta esperada dentro de su tiempo de respuesta.
- La unidad proveedora deberá rastrear los cambios en la frecuencia de forma dinámica;
- Una unidad proveedora que proporcione respuestas en pasos discretos responderá a un disparador de reserva con al menos 10 pasos discretos, sin que ningún paso individual sea mayor de 5 MW; la respuesta se proporcionará de manera lineal y monótonamente creciente; idealmente, todos los pasos serán iguales, pero se aplica una tolerancia de 1 MW del tamaño de paso promedio, donde el tamaño de paso promedio es el volumen disponible de FFR dividido por el número de pasos discretos en respuesta.
- La unidad proveedora podrá operar con una Capacidad de Trayectoria FFR mínima de 2 Hz en respuesta a un Disparo de Reserva.
- La provisión de otros servicios contratados tales como POR, SOR, TOR1 (ver Anexo 6.8), la unidad proveedora debe tener la capacidad de mantener su respuesta rápida de frecuencia estipulada.
- La unidad proveedora podrá operar sin recuperar su recurso hasta que se haya recuperado la frecuencia del sistema.

- La unidad proveedora deberá contar con equipos de monitoreo para permitir el monitoreo del desempeño de la prestación del servicio¹⁹.

II. Provisión FFR con capacidad estática

Los siguientes requisitos operativos se aplican a una unidad proveedora que tiene capacidad de respuesta estática para proporcionar FFR. Al igual que en la capacidad dinámica deberán cumplir con todos sus requisitos operativos, a menos que el operador diga lo contrario:

- La unidad proveedora deberá mantener la capacidad de operar a su capacidad de activación de reserva, que deberá tener un valor entre 49,3 Hz y un umbral superior de 49,8 Hz.
- La unidad proveedora deberá tener la capacidad de responder a un disparador de reserva con una respuesta no mayor a 75 MW, que es la respuesta máxima permitida en MW para un solo paso discreto.
- El operador tiene derecho a optar por utilizar todo el volumen disponible de FFR de la unidad proveedora en un solo activador de reserva, o en cualquier número de pasos entre 1 y el número máximo de pasos discretos de la unidad proveedora.
- El paso discreto más pequeño disponible en respuesta en cualquier momento no debe ser menor al 20% del valor de MW del paso más grande disponible de la unidad proveedora en ese momento. En el caso de una unidad proveedora que proporciona 50 MW en un paso discreto durante un evento de frecuencia, el tamaño del paso discreto más pequeño no debe ser menor de 10 MW durante el mismo evento de frecuencia.
- La provisión de otros servicios contratados tales como POR, SOR, TOR1, la unidad proveedora debe tener la capacidad de mantener su respuesta rápida de frecuencia estipulada.
- La unidad prestadora deberá contar con equipos de monitoreo para permitir el monitoreo del desempeño [172] de la prestación del servicio.

¹⁹ Las especificaciones de dicho servicio de monitoreo se pueden encontrar en el documento “DS3 System Services Protocol – Regulated Arrangements”.

7 REFERENCIAS

- [1] MIGRATE, «Report on systemic issues,» 2016.
- [2] ENTSO-E, «Memorandum entitled: Minimum required inertia for Continental Europe».
- [3] NERC, «Improvements to Interconnection Requirements for BPS-Connected Inverter Based Resources,» 2019.
- [4] Power System Dynamic Performance Committee, «Task Force on Stability definitions and characterization of dynamic,» 2020.
- [5] MIGRATE, «Power system risks and mitigation measures».
- [6] S. I. Chamas Ferretto, «Metodología para determinar requerimientos de respuesta inercial en centrales ERNC desde una perspectiva sistémica,» Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica. Universidad de Chile., 2019.
- [7] R. a. Z. J. a. R. A. J. a. Y. M. a. D. A. a. B. C. D. a. U. H. Ierna, «Effects of VSM convertor control on penetration limits of non-synchronous generation in the GB power system.,» de *15th Wind Integration Workshop*, 2016.
- [8] J. Matevosyan y e. al., «Grid-forming inverters,» *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 19, pp. 89-98, 2019.
- [9] U. M. a. D. G. T. Jouini, «Control and operation of a grid with 100% converter-based devices—New options for existing system services and needs for new system services-,» MIGRATE project, 2018.
- [10] Ministerio de Energía Gobierno de Chile, «Energía 2050,» 2016.
- [11] M. J. Erickson, «Improved Power Control of Inverter Sources in Mixed-Source Microgrids,» Madison, 2012.
- [12] J. a. B. B. a. P. T. a. Q. E. a. R. D. a. U. H. a. A. S. a. M. J. a. H. S. H. a. V. V. a. O. J. a. Q. R. Matevosyan, «Grid-Forming Inverters: Are They the Key for High Renewable Penetration?,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 17, nº 6, pp. 89-98, 2019.
- [13] Y. Y. C. W. Z. Z. C. J. C. S. J. Y. Y. Liu, «Review on Synchronous Condenser Modeling Study,» *China International Conference on Electricity Distribution (CIED)*, vol. 2018, pp. 227-232, 2018.
- [14] R. A. R. a. M. H. A. Stiger, «Synchronous Condensers Contribution to Inertia and Short Circuit Current in Cooperation with STATCOM,» *IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, pp. 955-959, 2019.
- [15] ENTSO-E, «High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters,» 2020.

- [16] NGESO, «Expert workgroup on fast fault current injection - terms of reference».
- [17] W. S. E. T. E. ENTSO-E, «High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters,» 2020.
- [18] S. Z. R. K. Stanislav Cherevatskiy, «A 30MW Grid Forming BESS Boosting Reliability in South Australia and Providing Market Services on the National Electricity Market,» de *18th Int'l Wind Integration Workshop*, Dublin, Irlanda, 2019.
- [19] T. a. P. T. a. V. V. a. R. A. J. a. M. J. a. M. N. Ackermann, «Paving the Way: A Future Without Inertia Is Closer Than You Think,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, nº 6, pp. 61-69, 2017.
- [20] J. Keller y B. Kroposki, «Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources,» Technical Report; NREL/TP-550-46698, 2010.
- [21] M. J. R. R. G. H. a. D. M. D. A. D. Paquette, «Sharing Transient Loads: Causes of Unequal Transient Load Sharing in Islanded Microgrid Operation,» *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 20, nº 2, pp. 23-24, 2014.
- [22] S. a. V. V. a. H. G. T. a. K. B. a. L. J. Eftekharijad, «Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, nº 2, pp. 893-901, 2013.
- [23] A. Fernández-Guillamóna, E. Gómez-Lázaro, E. Muljadi y Á. Molina-García, «Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 115, 2019.
- [24] T. Kerdphol, F. Rahman, M. Watanabe y M. Yasunori, *Virtual Inertia Synthesis and Control*, Springer, 2021.
- [25] H. Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*, Springer US, 2009.
- [26] T. a. R. F. S. a. W. M. a. M. Y. a. T. D. a. B. H.-P. Kerdphol, «Enhanced Virtual Inertia Control Based on Derivative Technique to Emulate Simultaneous Inertia and Damping Properties for Microgrid Frequency Regulation,» *IEEE Access*, vol. 7, pp. 14422-14433, 2019.
- [27] B. F. T. I. Hassan Bevrani, *Microgrid Dynamics and Control*, Hoboken, New Jersey: Wiley, 2017.
- [28] V. a. d. H. S. a. Z. K. Karapanos, «Real time simulation of a power system with VSG hardware in the loop,» de *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Melbourne, VIC, Australia, 2011.
- [29] X. a. Y. M. Wang, «Design of energy storage system to improve inertial response for large scale PV generation,» de *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA, 2016.

- [30] H. a. L. Y. a. W. Z. a. G. D. a. Y. T. Xin, «A New Frequency Regulation Strategy for Photovoltaic Systems Without Energy Storage,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, n° 4, pp. 985-993, 2013.
- [31] H. a. M. A. a. M. E. a. H. G. a. E. J. Alatrash, «Generator Emulation Controls for Photovoltaic Inverters,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, n° 2, pp. 996-1011, 2012.
- [32] P. P. a. M. S. a. S. P. C. Zarina, «Deriving inertial response from a non-inertial PV system for frequency regulation,» de *2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, Bengaluru, India, 2012.
- [33] P. a. M. S. a. S. P. Zarina, «Photovoltaic system based transient mitigation and frequency regulation,» de *2012 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, Kochi, India, 2012.
- [34] P. a. V. A. a. S. A. a. H. N. D. Moutis, «DC Switch Driven Active Power Output Control of Photovoltaic Inverters for the Provision of Frequency Regulation,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, n° 4, pp. 1485-1493, 2015.
- [35] A. C. Claudia Rahmann, «Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions,» *Energies*, vol. 7, n° 10, pp. 6306-6322, 2014.
- [36] S. M. P. S. P.P. Zarina, «Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system,» *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 60, pp. 258-267, 2014.
- [37] S. M. P. S. P.P. Zarina, «Photovoltaic System based Transient Mitigation and Frequency Regulation,» de *Annual IEEE India Conference (INDICON)*, 2012.
- [38] S. M. P. S. P. P. Zarina, «Deriving Inertial Response from a Non-Inertial PV System for Frequency Regulation,» de *IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems*, Bengaluru, India, 2012.
- [39] A. M. E. M. G. H. J. E. H. Alatrash, «Generator Emulation Controls for Photovoltaic Inverters,» *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 3, n° 2, pp. 996-1011, 2012.
- [40] X. a. Z. X. a. Y. S. a. C. Y. Zhang, «A Frequency Regulation Strategy for Wind Power Based on Limited Over-Speed De-Loading Curve Partitioning,» *IEEE Access*, vol. 6, pp. 22938-22951, 2018.
- [41] X. Yingcheng y T. Nengling, «Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine,» *Renew. Energy*, vol. 36, p. 1671–1677, 2011.
- [42] P. a. L. E. a. P. S. a. H. N. D. Moutis, «Primary load-frequency control from pitch-controlled wind turbines,» de *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, Bucharest, Romania, 2009.
- [43] L. M. a. F.-E. C. R. a. T.-H. J. H. Castro, «Solution of Power Flow With Automatic Load-Frequency Control Devices Including Wind Farms,» *IEEE Transactions on Power Systems*,

vol. 27, nº 4, pp. 2186-2195, 2012.

- [44] Z. G. W. G. T. WU, «State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems,» *Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 6, pp. 1-16, 2018.
- [45] J. Lin, «Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 6, nº 1, p. 38.47, 2012.
- [46] J. S. J. S.-G. F. Wilches-Bernal, «A Fundamental Study of Applying Wind Turbines for Power System Frequency Control,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 31, nº 2, pp. 1496-1505, 2016.
- [47] F. a. C. E. a. R. E. Gonzalez-Longatt, «Effects of the Synthetic Inertia from wind power on the total system inertia after a frequency disturbance,» de *2013 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Cape Town, South Africa, 2013.
- [48] K. a. Q. Y. a. K. H.-M. a. S. H. Liu, «Avoiding Frequency Second Dip in Power Unreserved Control During Wind Power Rotational Speed Recovery,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, nº 3, pp. 3097-3106, 2018.
- [49] M. & M. H. & M. S. Dreidy, «Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier*, vol. 69, pp. 144-155, 2017.
- [50] F. & H. M. & S. A. & G.-B. O. Díaz-González, «Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier*, vol. 34, pp. 551-564, 2014.
- [51] G. C. a. K. P. C. a. S. P. E. a. O. J. Tarnowski, «Variable speed wind turbines capability for temporary over-production,» de *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, Calgary, AB, Canada, 2009.
- [52] M. a. K. K. a. M. E. a. P. J.-W. a. K. Y. C. Kang, «Frequency Control Support of a Doubly-Fed Induction Generator Based on the Torque Limit,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 6, pp. 4575-4583, 2016.
- [53] K. a. Q. Y. a. K. H.-M. a. S. H. Liu, «Avoiding Frequency Second Dip in Power Unreserved Control During Wind Power Rotational Speed Recovery,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, nº 3, pp. 3097-3106, 2018.
- [54] A. F.-G. & A. V.-R. & E. G.-L. & Á. Molina-García, «Fast Power Reserve Emulation Strategy for VSWT Supporting Frequency Control in Multi-Area Power Systems,» *Energies, MDPI, Open Access*, vol. 11, nº 10, pp. 1-20, 2018.
- [55] Z. a. G. D. W. a. Z. H. a. Y. S. a. W. X. Wu, «Coordinated Control Strategy of Battery Energy Storage System and PMSG-WTG to Enhance System Frequency Regulation Capability,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, nº 3, pp. 1330-1343, 2017.
- [56] A. H. B. a. H. M. E. Abdulhameed S. Alsharafi, «Primary Frequency Response Enhancement for Future Low Inertia Power Systems Using Hybrid Control Technique,»

Energies, vol. 11, nº 4, p. 699, 2018.

- [57] H. a. P. W. a. Q. Z. Ye, «Analytical Modeling of Inertial and Droop Responses From a Wind Farm for Short-Term Frequency Regulation in Power Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 5, pp. 3414-3423, 2016.
- [58] J. W. M. D. J. C. Xing Luo, «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.
- [59] T. N. C. W. Y. C. T. Y. L. Y. D. Haisheng Chen, «Progress in electrical energy storage system: A critical review,» *Progress in Natural Science*, vol. 19, pp. 291-312, 2009.
- [60] Z. Zhao, H. Xiao y Y. Yang, «Improved coordinated control strategy of hybrid energy storages in PV Power Smoothing,» *Energy Procedia*, vol. 145, pp. 151-156, 2018.
- [61] J. Marcos, O. Storkël, L. Marroyo, M. Garcia y E. Lorenzo, «Storage requirements for PV power ramp-rate control,» *Solar Energy*, vol. 99, pp. 28-35, 2014.
- [62] S. You, Y. Liu y J. Tan, «Comparative Assessment of Tactics to Improve Primary Frequency Response Without Curtailing Solar Output in High Photovoltaic Interconnection Grids,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, nº 2, pp. 718 - 728, 2019.
- [63] Z. Zhao, H. Xiao y Y. Yang, «Improved coordinated control strategy of hybrid energy storages in PV Power Smoothing,» *Energy Procedia*, vol. 145, pp. 151-156, 2018.
- [64] K. R. Pullen, «The Status and Future of Flywheel Energy Storage,» *Joule*, vol. 3, pp. 1394-1399, 2019.
- [65] R. R. D.O. Akinyele, «Review of energy storage technologies for sustainable power networks,» *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 8, pp. 74-91, 2014.
- [66] L. X. & Y. L. & Y. Z. & P. Y. & Z. Xu, «Coordinated Control Schemes of Super-Capacitor and Kinetic Energy of DFIG for System Frequency Support,» *Open Access*, vol. 11, nº 1, pp. 1-16, 2018.
- [67] C. a. H. S. Jauch, «Hydraulic–pneumatic flywheel system in a wind turbine rotor for inertia control,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, pp. 33-41, 2016.
- [68] J. W. W. Y. Y. L. Ju Liu, «Solution to short-term frequency response of wind farms by using energy storage systems,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, pp. 669-678, 2016.
- [69] F. M. a. A. S. M. Gonzalez-Longatt, «Enabling inertial response in utility-scale battery energy storage system,» de *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, Melbourne, VIC, Australia, 2016.
- [70] M. Y. W. G. X. Z. Jun Yao, «Frequency regulation control strategy for PMSG wind-power generation system with flywheel energy storage unit,» *IET Renewable Power*

Generation, vol. 11, pp. 1082-1093, 2017.

- [71] Q. W. S. H. H. X. C. N. R. Haoran Zhao, «Review of energy storage system for wind power integration support,» *Applied Energy*, vol. 137, pp. 545-553, 2015.
- [72] Y. Chen, R. Hesse, D. Turschner y H. Beck, «Improving the grid power quality using virtual synchronous machines,» de *2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, Malaga, España, 2011.
- [73] D. S. M. M. B. P. B. T. M. H. R. T. Ujjwol Tamrakar, «Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions,» *Applied Sciences*, vol. 7, nº 7, 2017.
- [74] CDEC-SIC, «Esquema de Regulación Distribuida de Frecuencia en el SIC,» 2009.
- [75] S. a. S. J. A. D'Arco, «Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids,» de *2013 IEEE Grenoble Conference*, Grenoble, France, 2013.
- [76] M. V. Wesenbeeck, S. D. Haan, P. Varela y K. Visscher, «Grid tied converter with virtual kinetic storage,» de *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, Bucarest, Rumania, 2009.
- [77] J. Driesen y K. Visscher, «Virtual synchronous generators,» de *9th IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Pittsburgh, PA, USA, 2008.
- [78] D. V. H. Pieter Tielens, «The relevance of inertia in power systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999-1009, 2016.
- [79] M. VanWesenbeeck, S. de Haan, P. Varela y K. Visscher, «Grid tied converter with virtual kinetic storage,» de *IEEE Bucharest PowerTech*, Bucarest, Rumania, 2009.
- [80] T. V. a. V. K. a. D. J. a. K. V. a. W. A. a. A. M. a. B. J. a. L. T. a. F. D. Van, «Virtual synchronous generator: An element of future grids,» de *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Gothenburg, Sweden, 2010.
- [81] L. L. M. Torres, «Virtual synchronous generator: A control strategy to improve dynamic frequency control in autonomous power systems,» *Energy Power Eng.*, vol. 5, pp. 2A:1-2A:7, 2013.
- [82] D. B. R. B. P. M. Z. S. B. Wen, «Small-Signal Stability Analysis of Three-Phase AC Systems in the Presence of Constant Power Loads Based on Measured d-q Frame Impedances,» *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, pp. 5952-5963, 2015.
- [83] W. a. C. A. M. a. R. J. a. L. A. a. R. P. Zhang, «Synchronous Power Controller With Flexible Droop Characteristics for Renewable Power Generation Systems,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, nº 4, pp. 1572-1582, 2016.
- [84] R. T. M. L. A. T. F. Blaabjerg, «Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems,» *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, pp. 1398-1409, 2006.

- [85] S. Shinnaka, «A Robust Single-Phase PLL System With Stable and Fast Tracking,» *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 44, pp. 624-633, 2008.
- [86] J. Svensson, «Synchronisation methods for grid-connected voltage source converters,» *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 148, pp. 229-235, 2001.
- [87] Y. M. T. I. K. Sakimoto, «Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function,» de *Proceedings of the 8th International Conference on Power Electronics*, Jeju, Korea, 2011.
- [88] K. Sakimoto, Y. Miura y T. Ise, «Stabilization of a power system with a distributed generator by a virtual synchronous generator function,» de *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia*, Jeju, Corea del Sur, 2011.
- [89] P. Rodriguez, I. Candela y A. Luna, «Control of PV generation systems using the synchronous power controller,» de *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, Denver, CO, USA, 2013.
- [90] J. a. M. Y. a. I. T. Alipoor, «Power System Stabilization Using Virtual Synchronous Generator With Alternating Moment of Inertia,» *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 3, nº 2, pp. 451-458, 2015.
- [91] Q.-C. Zhong y G. Weiss, «Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, nº 4, pp. 1259 - 1267, 2011.
- [92] Q.-C. Zhong, «Virtual Synchronous Machines: A unified interface for grid integration,» *IEEE Power Electronics Magazine*, vol. 3, nº 4, pp. 18-27, 2016.
- [93] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc..
- [94] T. H. Q. C. Zhong, «Sinusoid-Locked Loops,» de *Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration*, NJ, USA, 2012.
- [95] Y. Chen, R. Hesse, D. Turschner y H.-P. Beck, «Investigation of the Virtual Synchronous Machine in the Island Mode,» de *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Berlin, Alemania, 2012.
- [96] Y. Hirase, K. Abe, K. Sugimoto y Y. Shindo, «A Grid-Connected Inverter with Virtual Synchronous Generator Model of Algebraic Type,» *IEEJ Transactions on Power and Energy*, vol. 132, nº 4, pp. 371-380, 2012.
- [97] S. C. G. A. A. F. John Glassmire, «A Virtual Synchronous Generator Approach to Resolving Microgrid and Battery Protection Challenges,» 2020.
- [98] Everoze, «Batteries: Beyond the spin,» 10 2017. [En línea]. Available: http://everoze.com/app/uploads/2019/11/Batteries_Beyond_the_Spin.pdf.
- [99] Fluence, «'Digital inertia': Energy storage can stabilize grid with 1/10 the capacity of thermal generation,» 02 2018. [En línea]. Available: <https://blog.fluenceenergy.com/>

digital-inertia-energy-storage-can-stabilise-grid-with-1/10-the-capacity-of-thermal-generation. [Último acceso: 15 05 2021].

- [100] I. Spectrum, «Can Synthetic Inertia from Wind Power Stabilize Grids?,» 07 11 2016. [En línea]. Available: <https://spectrum.ieee.org/energywise/energy/renewables/can-synthetic-inertia-stabilize-power-grids>. [Último acceso: 15 05 2021].
- [101] CNE, «ESTUDIO DE COSTOS DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2020-2023,» 2019.
- [102] CNE, «NORMA TÉCNICA DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS,» Santiago de Chile, 2019.
- [103] «ARENA,» [En línea]. Available: <https://arena.gov.au/knowledge-bank/escr-sa-battery-energy-storage-final-report/>.
- [104] A. A. ElectraNet, «ESCR-SA Battery Energy Storage Final Knowledge Sharing Report,» 2021.
- [105] P. Tielens, P. Henneaux y S. C. (Tractebel), «Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions,» 11 2018. [En línea]. Available: https://asset-ec.eu/wp-content/uploads/2018/12/EC_EUES_4NT_0631748_000_01_NTE.pdf. [Último acceso: 25 05 2021].
- [106] L. Mehigan, D. A. Kez, S. Collins, A. Foley, B. Ó'Gallachóir y P. Deane, «Renewables in the European power system and the impact on system rotational inertia,» *Energy*, vol. 203, 2020.
- [107] T. Inoue, H. Taniguchi, Y. Ikeguchi y K. Yoshida, «Estimation of power system inertia constant and capacity of spinning-reserve support generators using measured frequency transients.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, nº 1, pp. 136 - 143, 1997.
- [108] Y. Zhang, J. Bank, Y. Wan, E. Muljadi y D. S. Corbus, «Measurement-Based Wind Plant Inertia Estimation,» de *IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, Denver, CO, USA, 2013.
- [109] J. Lara-Jimenez y J. Ramirez, «nertial frequency response estimation in a power system with high wind energy penetration,» de *IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, The Netherlands, 2015.
- [110] P. Wall, P. Regulski, Z. Rusidovic y V. Terzija, «Inertia estimation using PMUs in a laboratory,» de *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies (ISTG-Europe)*, Istanbul, Turkey, 2014.
- [111] G. Delille, B. François y G. Malarange, «Dynamic frequency control support: A virtual inertia provided by distributed energy storage to isolated power systems,» de *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, Gothenberg, Sweden, 2010.

- [112] M. Torres y L. Lopes, «Virtual synchronous generator: A control strategy to improve dynamic frequency control in autonomous power systems,» *Energy and Power Engineering*, vol. 5, nº 2, pp. 32-38, 2013.
- [113] A. Baisden y A. Emadi, «ADVISOR-based model of a battery and an ultra-capacitor energy source for hybrid electric vehicles,» *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 53, nº 1, pp. 199-205, 2004.
- [114] R. Pena-Alzola, D. Campos-Gaona y M. Ordonez, «Control of flywheel energy storage systems as virtual synchronous machines for microgrids,» de *IEEE 16th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*, Vancouver, BC, Canada, 2015.
- [115] K. C. R. K. S. S. A. G. V. R. P. R. N. Q. Q. Ashim Gurung, «Highly Efficient Perovskite Solar Cell Photocharging of Lithium Ion Battery Using DC–DC Booster,» *Advanced Energy Materials*, vol. 7, nº 11, 2017.
- [116] H. Li, «A modified sequential deposition method for fabrication of perovskite solar cells,» *Solar Energy*, vol. 126, pp. 243-251, 2016.
- [117] J. Cartwright, «A Flat-Out Major Advance for an Emerging Solar Cell Technology,» 13 11 2013. [En línea]. Available: <https://www.sciencemag.org/news/2013/09/flat-out-major-advance-emerging-solar-cell-technology#:~:text=A%20Flat%20Out%20Major%20Advance%20for%20an%20Emerging%20Solar%20Cell%20Technology,-By%20Jon%20Cartwright&text=A%20promising%20solar%20cell%20material,be>. [Último acceso: 15 05 2021].
- [118] M. Liu, M. B. Johnston y H. J. Snaith, «Efficient planar heterojunction perovskite solar cells by vapour deposition,» *Nature*, vol. 501, p. 395–398, 2013.
- [119] H. Hao, Y. Lin, A. Kowli, P. Barooah y S. Meyn, «Ancillary Service to the Grid Through Control of Fans in Commercial Building HVAC Systems,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, nº 4, p. 2066–2074, 2014.
- [120] S. D’Arco, J. Suul y O. Fosso, «Small-signal modeling and parametric sensitivity of a virtual synchronous machine in islanded operation,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 72, pp. 3-15, 2015.
- [121] P. Piya y M. Karimi-Ghartemani, «A stability analysis and efficiency improvement of synchronverter.,» de *IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Long Beach, CA, USA, 2016.
- [122] H. Golpîra, H. Seifi, A. Messina y M. Haghifam, «Maximum Penetration Level of Micro-Grids in Large-Scale Power Systems: Frequency Stability Viewpoint,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 6, pp. 5163 - 5171, 2016.
- [123] D. Chen, Y. Xu y A. Huang, «Integration of DC Microgrids as Virtual Synchronous Machines into the AC Grid,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, nº 9, pp.

7455 - 7466, 2017.

- [124] S. Awasthi, S. Chalise y R. Tonkoski, «Operation of datacenter as virtual power plant,» de *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Montreal, QC, Canada, 2015.
- [125] F. Teng y G. Strbac, «Evaluation of synthetic inertia provision from wind plants,» de *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, USA, 2015.
- [126] R. Yan y T. Saha, «Frequency response estimation method for high wind penetration considering wind turbine frequency support functions,» *IET Renew. Power Gen.*, vol. 9, p. 775–782, 2015.
- [127] W. Kempton y J. Tomić, «Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue,» *J. Power Sources*, vol. 144, p. 268–279, 2005.
- [128] J. Meng, Y. Mu, J. Wu, H. Jia, Q. Dai y X. Yu, «Dynamic frequency response from electric vehicles in the Great Britain power system,» *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 3, p. 203–211, 2015.
- [129] J. Banks, A. Bruce y I. MacGill, «Fast Frequency Response Markets for High Renewable Energy Penetrations in the Future Australian NEM,» 2017.
- [130] H. Thiesen, C. Jauch y A. Gloe, «Design of a System Substituting Today’s Inherent Inertia in the European Continental Synchronous Area,» *Energies*, vol. 9, p. 582, 2016.
- [131] T. Xu, W. Jang y T. Overbye, «An Economic Evaluation Tool of Inertia Services for Systems with Integrated Wind Power and Fast-Acting Storage Resources,» de *9th Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS)*, Koloa, HI, USA, 2016.
- [132] S. Garg, S. Versteeg y R. Buyya, «A framework for ranking of cloud computing services,» *Future Gen. Comput. Syst.*, vol. 29, p. 1012–1023, 2013.
- [133] Brogan, «Experience of Grid Forming Power Converter Control,» de *17th Wind Integration Workshop*, Stockholm, 2018.
- [134] A. Roscoe, «Practical Experience of Operating a Grid Forming wind power park and its response to System Event,» de *18th Wind Integration Workshop*, Dublin, 2019.
- [135] S. Laudahn, «Substitution of Synchronous Generator Based Instantaneous Frequency Control Utilizing Inverter coupled DER,» de *7th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, Vancouver, 2016.
- [136] T. Bülo, «Possible Ways forward for Solar PV Contribution to coping with impact of high penetration,» de *Wind Integration Workshop*, Berlin, 2017.
- [137] O. Schömann, «Experiences with Large-Grid Forming Inverters on Various Islands and Microgrid Projects,» de *4th International Hybrid Power Systems Workshop*, Creta, Grecia, 2019.

- [138] Cherevatskiy, «A 30MW Grid Forming BESS Boosting Reliability in South Australia and Providing Market Services on the National Electricity Market,» de *18th Wind Integration Workshop*, Dublin, 2019.
- [139] ElectraNet, «ESCRI-SA Battery Energy Storage Final Knowledge Sharing Report,» 03 2021. [En línea]. Available: <https://arena.gov.au/assets/2021/04/escr-sa-battery-energy-storage-final-report.pdf>. [Último acceso: 26 05 2021].
- [140] ElectraNet, «SA ELECTRICITY TRANSMISSION CODE,» [En línea]. Available: <https://www.electranet.com.au/what-we-do/network/sa-electricity-transmission-code/>. [Último acceso: 31 05 2021].
- [141] N. G. ESO, «Minimum Specification Required for Provision of Virtual Synchronous Machine (VSM) Capability,» 25 11 2019. [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/158721/download>. [Último acceso: 31 05 2021].
- [142] National Renewable Energy Laboratory, «Concentrating Solar Power Impact on Grid Reliability,» Agosto 2018.
- [143] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, «Concentrating Solar Power Could Provide the Flexibility and Reliability the U.S. Electric Grid Needs,» Nov 2017. [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/articles/concentrating-solar-power-could-provide-flexibility-and-reliability-us-electric-grid>.
- [144] DLR, «Webinar on Carnot Batteries».
- [145] EirGrid, «DS3 System Services Proven Technologies List».
- [146] H. J. S. H. JeongHyeon Choi, «BESS life span evaluation in terms of battery wear through operation examples of BESS for frequency Regulation,» 2017.
- [147] F. a. G. A. a. L. R. a. L. S. a. M. M. a. P. F. a. R. M. a. R. A. Gatta, «Application of a LiFePO4 Battery Energy Storage System to Primary Frequency Control: Simulations and Experimental Results,» *Energies*, vol. 9, p. 887, 2016.
- [148] Solar Millennium, «The parabolic trough power plants Andasol 1 to 3».
- [149] A. Boretti, «A realistic expectation of electricity production from current design concentrated solar power solar tower with thermal energy storage,» 2019.
- [150] Power Technology, «Crescent Dunes Solar Energy Project, Nevada,» [En línea]. Available: <https://www.power-technology.com/projects/crescent-dunes-solar-energy-project-nevada/>.
- [151] United Nations Climate Change, «Project 7379 : Solar Thermal Power Plant by Godawari Green Energy Limited,» [En línea]. Available: https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/KBS_Cert1348206450.84/view.

- [152] G. Energy, «CERRO DOMINADOR SOLAR THERMAL PLANT,» 06 12 2017. [En línea]. Available: <https://www.gsenenergy.eu/cerro-dominador-solar-thermal-plant/>. [Último acceso: 04 08 2021].
- [153] Deutsche Gessellschaft für Interinacionale Zusammenarbeit (GIZ), «Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile,» Agosto 2020.
- [154] Australian Energy Market Operator, «Fact Sheet, The National Electricity Market,» 2019-2020.
- [155] System Operator Northern Ireland / Eirgrid, «Shaping our electricity future, Technical report,» 2021. [En línea]. Available: <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Full-Technical-Report-on-Shaping-Our-Electricity-Future.pdf>.
- [156] National Grid ESO, «Record-breaking 2020 becomes greenest year for Britain's electricity,» [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/news/record-breaking-2020-becomes-greenest-year-britains-electricity>.
- [157] Coordinador Eléctrico Nacional, «Histórico de Capacidad Instalada por Tecnología,» 2020.
- [158] National Grid, «Markets Roadmap to 2025».
- [159] National Grid ESO, «Dynamic Containment,» [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-containment?overview>.
- [160] National Grid ESO, «Frequency Response Products Market Information Report,» April 2021.
- [161] National Grid, «Future of Frequency Response, Industry update,» Feb. 2019.
- [162] National Grid ESO, *Dynamic Containment (DC) webinar procurement changes*.
- [163] National Grid, «Frequency Risk and Control Report & Methodology».
- [164] National Grid, «Frequency Response Products Market Information Report,» Jun. 2021.
- [165] National Grid , «Accelerated Loss of Mains Change Programme,» [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/accelerated-loss-mains-change-programme-alomcp>.
- [166] National Grid, «NOA Stability Pathfinder,» [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/future-of-energy/projects/pathfinders/stability>.
- [167] National Grid, «NOA Stability Pathfinder - Phase 1 updates,» [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/future-of-energy/projects/pathfinders/stability/Phase-1>.

- [168] EirGrid, SEMO, SONI, «The DS3 Programme».
- [169] EirGrid, SONI, «DS3 System Services Scalar Design RECOMMENDATIONS PAPER,» Oct. 2017.
- [170] EirGrid, «Fast Frequency Response (FFR), Primary, Secondary and Tertiary Reserve (POR, SOR, TOR1) System Services Test Report».
- [171] EirGrid, SONI, *Clarification Note on Dynamic versus Static Response*, May 2016.
- [172] EirGrid, «DS3 System Services Protocol – Regulated Arrangements,» Oct. 2020.
- [173] EirGrid, «DS3 System Services Scalar Design, Recommendations Paper,» 2017.
- [174] EirGrid, SONI, «DS3 System Services Scalar Design, Recommendations Paper».
- [175] EirGrid, «Implementation Paper: Locational Scarcity Scalars for System Services,» 2020.
- [176] O. a. K. P. a. B. M. M. a. A. O. a. H. Y. a. H. N. Agbonaye, «Value of Demand Flexibility for Providing Ancillary Services: A Study of the Irish DS3 Market,» 10 2019.
- [177] EirGrid / SONI, «DS3 System Services Tariffs for Regulated Arrangements - RECOMMENDATIONS PAPER,» Oct. 2017.
- [178] PhilipLee, «Battery Storage and the DS3 System Services Volume Capped Fixed Contracts,» 16 May 2019. [En línea]. Available: <https://www.philiplee.ie/battery-storage-and-the-ds3-system-services-volume-capped-fixed-contracts/>.
- [179] EirGrid Group, «DS3 System Services Protocol – Interim Arrangements,» Jun. 2017.
- [180] Single Electricity Market Committee, «DS3 System Services Tariffs and Scalars SEM-17-080,» 24 Oct. 2018.
- [181] Australian Energy Market Operator, «Renewable Integration Study: Stage 1 Report,» April 2020.
- [182] Australian Energy Market Operator, «2020 System Strength and Inertia Report,» December 2020.
- [183] Australian Energy Market Operator, «Renewable Integration Study (RIS),» 2019. [En línea]. Available: <https://aemo.com.au/en/energy-systems/major-publications/renewable-integration-study-ris>.
- [184] Australian Energy Market Operator, «NEM Engineering Framework,» March 2021.
- [185] Australian Energy Market Operator, «Frequency Control Work Plan,» March. 2021.
- [186] Australian Energy Market Commission, «Mandatory primary frequency response,» [En línea]. Available: <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/mandatory-primary-frequency-response>.

- [187] Australian Energy Market Operator , «Primary frequency response,» [En línea]. Available: <https://aemo.com.au/en/initiatives/major-programs/primary-frequency-response>.
- [188] Australian Energy Market Commission, «Primary frequency response incentive arrangements,» [En línea]. Available: <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/primary-frequency-response-incentive-arrangements>.
- [189] Australian Energy Market Operator, «2020 System Strength and Inertia Report,» Dec. 2020.
- [190] Australian Energy Market Commission, «Fast Frequency Response Market Ancillary Service,» [En línea]. Available: <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/fast-frequency-response-market-ancillary-service>.
- [191] Australian Energy Market Operator, «Amendment of the Market Ancillary Service Specification (MASS) – DER and General consultation,» [En línea]. Available: <https://aemo.com.au/en/consultations/current-and-closed-consultations/mass-consultation>.
- [192] Australian Energy Market Operator, «ELECTRICITY RULE CHANGE PROPOSAL - INTEGRATING ENERGY STORAGE SYSTEMS INTO THE NEM,» 2019.
- [193] A. E. M. Operator, «AEMO,» [En línea]. Available: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/participate-in-the-market/registration/exemption-from-registering-as-a-generator-in-the-nem>.
- [194] AEMO, «FINAL REPORT - STRUCTURE OF PARTICIPANT FEES IN AEMO'S ELECTRICITY MARKETS 2016,» 2016.
- [195] A. Aurecon, «Large-Scale Battery Storage Knowledge Sharing Report,» 2019.
- [196] Australian Energy Market Operator, «Australian Energy Market Operator,» [En línea]. Available: <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/forecasting-and-planning-data/generation-information>.
- [197] Australian Energy Market Commission, «Frequency control rule changes,» Dec. 2020.
- [198] Australian Energy Market Operator, «Fast Frequency Response Implementation Options,» April 2021.
- [199] A. E. M. Operator, «ELECTRICITY RULE CHANGE PROPOSAL - Integrating Energy Storage Systems into the NEM,» 2019.
- [200] Australian Energy Market Commission, «Energy Rules AEMC,» [En línea]. Available: <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/3>.
- [201] Australian Energy Market Operator, «AEMO,» [En línea]. Available: <https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/nem-distributed-energy-resources->

der-program/der-demonstrations/virtual-power-plant-vpp-demonstrations.

- [202] Single Electricity Market Committee, «DS3 System Services, Fixed Contracts Procurement Arrangements Decision Paper,» Sep. 2018.
- [203] National Grid ESO, «The Merit Order Constraints Explanation,» Mar. 2021.
- [204] EirGrid / SONI, «Battery ESPS Grid Code Implementation Note,» June 2020.
- [205] «Icelandic Operational Experience of Synchrophasor-based Fast Frequency Response and Islanding Defence,» *CIGRE C2-123*, 2018.
- [206] National Grid ESO, «The Enhanced Frequency Control Capability (EFCC) project closing down report,» April 2019.
- [207] Energy Analysis and Environmental Impacts Division - Lawrence Berkeley National Laboratory, «Review of International Grid Codes,» 2018. [En línea]. Available: https://certs.lbl.gov/sites/default/files/international_grid_codes_lbnl-2001104.pdf.
- [208] Australian Energy Market Operator, «Battery Energy Storage System Requirements for Contingency FCAS Registration,» 14 Jan. 2019.
- [209] Australian Energy Market Operator, «Fast Frequency Response Specification,» March 2017.
- [210] National Grid ESO, «DC Testing Guidelines,» Mar. 2021.
- [211] National Grid ESO, «national grid ESO,» [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/grid-code-old/modifications/gc0137-minimum-specification-required>.
- [212] A. D. R. I. C. I. J. Z. D. R. H Urdal, «System Strength Considerations in a converter Dominated Power System,» de *12th Wind Integration Workshop*, Londres, 2013.
- [213] National Grid ESO, «National Grid ESO,» [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/grid-code/modifications/gc0100-eu-connection-codes-gb-implementation-mod>.
- [214] National Grid ESO, «National Grid ESO,» [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/codes/grid-code/meetings/vsm-expert-workshop>.
- [215] M. S. S. P. C. L. R Ierna, «VSM (Virtual Synchronous Machine) Control System Design, Implementation, Performance, Models and Possible Implications for Grid Codes,» de *18th Wind Integration Workshop*, Dublin, 2019.
- [216] National Grid ESO, «GC0137: Minimum Specification for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability (formerly Virtual Synchronous Machine/VSM Capability),» 2021.
- [217] National Grid ESO, «National Grid ESO,» [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/future-of-energy/projects/pathfinders/stability>.

- [218] N. G. ESO, «GC0100, GC0101 AND GC0102 - COMPLETE EUROPEAN CONNECTION CONDITIONS (ECC) LEGAL TEXT,» 2018.
- [219] N. G. ESO, «National Grid ESO,» [En línea]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/codes/grid-code/modifications/gc0111-fast-fault-current-injection-specification-text>.
- [220] National Grid ESO, «DYNAMIC SYSTEM MONITORING (DSM),» 2018.
- [221] T. M. R. W. K. B. K. M. O. Paul Denholm, «Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin,» 05 2020. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>. [Último acceso: 15 05 2021].
- [222] P. Rodriguez, E. Rakhshani, A. Mir Cantarellas y D. Remon, «Analysis of derivative control based virtual inertia in multi-area high-voltage direct current interconnected power systems,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, nº 6, p. 1458–1469, 2016.
- [223] E. a. R. D. a. C. A. M. a. G. J. M. a. R. P. Rakhshani, «Virtual Synchronous Power Strategy for Multiple HVDC Interconnections of Multi-Area AGC Power Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 3, pp. 1665-1677, 2017.
- [224] E. a. R. P. Rakhshani, «Inertia Emulation in AC/DC Interconnected Power Systems Using Derivative Technique Considering Frequency Measurement Effects,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 5, pp. 3338-3351, 2017.
- [225] H. a. F. M. R. a. A. S. Bevrani, «Robust Frequency Control in an Islanded Microgrid: H_∞ and μ -Synthesis Approaches,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, nº 2, pp. 706-717, 2016.
- [226] J. a. N. I. Pahasa, «Coordinated Control of Wind Turbine Blade Pitch Angle and PHEVs Using MPCs for Load Frequency Control of Microgrid,» *IEEE Systems Journal*, vol. 10, nº 1, pp. 97-105, 2016.
- [227] E. A. Espina González, «Control droop por fase aplicado a Micro-Redes de 4 hilos,» Tesis Postgrado: Magíster en Ciencias de la Ingeniería - Mención Eléctrica - Universidad de Chile, 2017.
- [228] U. a. T. R. a. Z. N. a. H. T. M. a. T. I. Tamrakar, «Current control techniques for applications in virtual synchronous machines,» de *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, New Delhi, India, 2016.
- [229] L. a. T. P. Malesani, «PWM current control techniques of voltage source converters-a survey,» de *Proceedings of IECON '93 - 19th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, Maui, HI, USA, 1993.
- [230] D. a. T. U. a. N. Z. a. T. R. Shrestha, «Experimental verification of virtual inertia in diesel generator based microgrids,» de *2017 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Toronto, ON, Canada, 2017.

- [231] U. a. G. D. a. T. R. a. T. I. Tamrakar, «Improving transient stability of photovoltaic-hydro microgrids using virtual synchronous machines,» de *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, Netherlands, 2015.
- [232] Y. a. I. T. Jia Liu and Miura, «Dynamic characteristics and stability comparisons between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators,» de *2014 International Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014 - ECCE ASIA)*, Hiroshima, Japan, 2014.
- [233] Y. M. T. I. Kenichi Sakimoto, «Characteristics of Parallel Operation of Inverter Type Distributed Generators Operated by a Virtual Synchronous Generator,» *IEEE Transactions on Power and Energy*, vol. 133, pp. 186-194, 2013.
- [234] P. a. K.-G. M. Piya, «A stability analysis and efficiency improvement of synchronverter,» de *2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Long Beach, CA, USA, 2016.
- [235] ENTSO-E, «Planning the future grid: Discover the TYNDP, Europe's Network Development Plan to 2025, 2030 and 2040,» 2019. [En línea]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/>. [Último acceso: 31 05 2021].
- [236] National Infrastructure Commission, «Smart Power,» March. 2016.
- [237] OFGEM, «List of all electricity licensees including suppliers,» [En línea]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/list-all-electricity-licensees-including-suppliers>.
- [238] OFGEM, «Electricity Generation Licence: Standard Conditions,» [En línea]. Available: <https://epr.ofgem.gov.uk//Content/Documents/Electricity%20Generation%20Standard%20Licence%20Conditions%20Consolidated%20-%20Current%20Version.pdf>.
- [239] EirGrid, «System Non-Synchronous Penetration, Definition and Formulation,» 2018.
- [240] Australian Energy Market Operator, «Registering a Battery System in the NEM - Fact Sheet,» 2018.
- [241] National Grid ESO, «Dynamic Containment Participation Guidance Document».