



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROSPECTIVA DE LA TECNOLOGÍA DE LOS INVERSORES TIPO GRID-FORMING Y SU INTEGRACIÓN A LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

ROSARIO PAZ MOLINARI MAYER-BECKH

PROFESOR GUÍA:
PATRICIO MENDOZA ARAYA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CONSTANZA AHUMADA SANHUEZA
PABLO TELLO GUERRA

ESTE TRABAJO FORMA PARTE DEL PROYECTO DE “DESCARBONIZACIÓN DEL SECTOR
ENERGÍA EN CHILE” DEL PROGRAMA ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA, 4E
DE GIZ.

SANTIAGO DE CHILE

2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: ROSARIO PAZ MOLINARI MAYER-BECKH
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: PATRICIO MENDOZA ARAYA

PROSPECTIVA DE LA TECNOLOGÍA DE LOS INVERSORES TIPO GRID-FORMING Y SU INTEGRACIÓN A LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

A raíz de las metas de participación de Energías Renovables Variables (ERV) en Chile, el Coordinador Eléctrico Nacional publicó un estudio acerca de la “Transición energética y fortaleza del Sistema Eléctrico Nacional”. En dicho estudio se identifica la pérdida de fortaleza de la red y pérdida de inercia del sistema como uno de los mayores desafíos técnicos de la integración de generación estática, debido al desplazamiento de generación sincrónica, por lo cual se propone como una de las soluciones a mediano plazo implementar condensadores síncronos junto con los inversores tipo *Grid-Forming*.

Este nuevo tipo de inversor avanzado funciona como una fuente de tensión y pueden imponer la tensión en amplitud, fase y frecuencia localmente en cada inversor. De esta manera, es capaz de apoyar la operación de una red en condiciones normales, perturbaciones, y en situaciones de emergencia, sin la necesidad de contar con generación síncrona en el sistema.

En particular, en este trabajo se caracteriza la integración de los inversores tipo *Grid-Forming* en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) y la prospectiva de esta tecnología. Para ello, se realizará una revisión de conceptos fundamentales para su comprensión tales como: estabilidad, fortaleza de la red y los efectos que tienen la incorporación de ERV sobre estos. Comprendiendo lo anterior, se ahonda en los conceptos de inversores, revisando las principales características y modo de operación de los inversores *Grid-Following* y *Grid-Forming*, para después compararlos.

Luego, se propone el modelo de Sistema de 9 Barras de la IEEE para estudiar el impacto de la integración de los inversores con tecnología tipo *Grid-Forming* en SEP en diferentes escenarios de penetración de generación conectada mediante electrónica de potencia. Sumado a lo anterior, se realiza un levantamiento de información sobre el estado y madurez de la tecnología. Para ello, se elabora una encuesta dirigida hacia actores de la industria eléctrica chilena.

Los principales resultados del estudio constatan, por un lado, el efecto en la respuesta de frecuencia del sistema al implementar en aquellas redes donde se tenga mayor generación conectada mediante electrónica de potencia conectada con tecnología tipo *Grid-Forming*, bajo el punto de vista de la estabilidad, analizada mediante los índices de la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF, por sus siglas en inglés *Rate of Change of Frequency*) y del valor mínimo que alcanza la frecuencia (Nadir). Por otro lado, el levantamiento de información permite a su vez identificar las principales barreras para la adopción de la tecnología en el mercado nacional.

Agradecimientos

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.

Dicho lo anterior, primero que todo, agradezco a las personas que contribuyeron directamente con esta memoria. A mi profesor guía, Patricio Mendoza, quien me brindó no solo su apoyo y orientación para este trabajo, sino que también la tranquilidad y seguridad que necesitaba. A Constanza Ahumada, integrante de mi comisión, quien me brindó ayuda con la resolución de las dudas finales. A Jorge Vega, a quién recurrí cuando genuinamente necesité ayuda, resultando ser una persona fundamental para mis avances en las últimas etapas.

Los méritos y agradecimientos son también a GIZ, especialmente, en el marco de su proyecto “Descarbonización del Sector Energía en Chile” del programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética, 4e. A Ignacio Jofré y Gloria Cuadra, con quienes tuve la oportunidad de trabajar y aprender de ellos.

Personalmente, creo que no pude haber escogido mejor a las personas que me acompañaron en este proceso.

Por otra parte, a mi familia. En este sentido, agradezco profundamente su apoyo incondicional y que nunca dudaron de mis capacidades. A mi mamá y papá, por ser mis ejemplos a seguir y por haberme brindado la oportunidad de estudiar. A mi hermana Carla, que siempre me distrajo frente a situaciones complicadas, gracias por alegrarme cuando más lo necesité. A mi hermano Nicolás, que siempre que le hice una pregunta “*random*” o necesitaba un consejo, me ha ayudado.

A mis amigos. A los de la Universidad, Pía, Pancho, Pablito y mis susanos Gabito, Vicho, Jo, Rafa, Bryan y Álvaro. Con quienes compartí esas maratones de estudio, informes, “lloraditas”, quejas, guiones y esos momentos que creíamos que no podíamos más. Entre nosotros supimos darnos el aliento necesario para seguir y no rendirnos. Quiero mencionar que haber compartido tantas experiencias y aprendizajes no hubiera sido lo mismo sin ustedes. A mis amigos de la vida Caro, Agustín, Coni y Fran, a quienes, aunque les estuviera hablando en otro idioma siempre me escucharon, ahí están y estarán.

A mí, por mi perseverancia y pasión en lo que hago. Sobre todo, a mi “yo” del pasado, a quien miro hacia atrás y estaba llena de dudas. Lo lograste, finalmente.

Gracias a todos y todas.

Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción	1
1.1 Motivación	1
1.2 Objetivos	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos	3
Capítulo 2: Marco Teórico y Estado del Arte	4
2.1 Conceptos de Estabilidad en los Sistemas Eléctricos.....	4
2.1.1 Conceptos de Estabilidad asociados a Sistemas Eléctricos predominado por Generadores Sincrónicos (GS).....	5
2.1.1.1 Estabilidad de Frecuencia	5
2.1.1.2 Estabilidad de Tensión	7
2.1.1.3 Estabilidad de Ángulo del Rotor	8
2.1.2 Nuevos Conceptos de Estabilidad asociados a Sistemas Eléctricos con alta participación de tecnología basada en inversores	8
2.1.2.1 Estabilidad Impulsada por Convertidores	9
2.2 Fortaleza de la red	10
2.2.1 Indicadores	10
2.3 Efectos de las Energías Renovables Variables en la estabilidad y fortalezas de la red.....	14
2.4 Inversor	17
2.4.1 Inversores tipo <i>Grid-Following</i> (GFL)	17
2.4.2 Inversores tipo <i>Grid-Forming</i> (GFM)	19
2.4.2.1 Tipo de Inversores GFM.....	21
2.4.2.2 Experiencia Internacional y desafíos	24
2.4.3 Comparación inversores <i>Grid-Following</i> con <i>Grid-Forming</i>	27
Capítulo 3: Metodología	30
3.1 Metodología	30
3.1.1 Sistema de Estudio Propuesto.....	31
Capítulo 4: Análisis y Resultados	34

4.1 Simulaciones.....	34
4.2 Encuesta	44
Capítulo 5: Conclusiones	59
5.1 Trabajo Futuro.....	60
Bibliografía	64
Anexos	68
Anexo A	68
A.1. Modelo Inversores <i>Grid-Following</i>	68
A.2. Modelo Inversores Grid-Forming.....	78
A.3. Modelo Generadores Sincrónicos	83
Anexo B	84

Índice de Tablas

Tabla 1: Diferencias entre operación con GS e IBRs.....	17
Tabla 2: Comparación Control de inversores tipo GFL con GFM Parte 1.	27
Tabla 3: Comparación Control de inversores tipo GFL con GFM Parte 2.	28
Tabla 4: Comparación Control de inversores tipo GFL con GFM Parte 3.	29
Tabla 5: Descripción de la generación conectada en las Redes de estudio.	32
Tabla 6: Información Demanda en las barras 5, 6 y 8.....	32
Tabla 7: P_{min} y P_{max} de los generadores, ya sea GS o CIG. Por ejemplo, Generador 1 247,5 MW es tanto para G1 como para CIG1.	33
Tabla 8: Despachos de generación para nivel de CIG 100% antes de la contingencia.	33
Tabla 9: ROCOF, Frecuencia de Nadir, Frecuencia Final y Desviación de frecuencia (Δf) Casos 3, 4 y 8.....	35
Tabla 10: ROCOF, Frecuencia de Nadir, Frecuencia Final y Desviación de frecuencia (Δf) Casos 3, 5 y 6.....	36
Tabla 11: ROCOF, Frecuencia de Nadir, Frecuencia Final y Desviación de frecuencia (Δf) Casos 4, 7 y 8.....	36
Tabla 12: ROCOF, Frecuencia de Nadir, Frecuencia Final y Desviación de frecuencia (Δf) Casos 1 y 2.	37
Tabla 13: ROCOF, Frecuencia de Nadir, Frecuencia Final y Desviación de frecuencia (Δf) Casos 2, 3, 5 y 6.....	37
Tabla 14: Resumen de resultados de ROCOF, Frecuencia de Nadir, Frecuencia Final y Desviación de frecuencia (Δf) para todos los casos de estudio.	38

Índice de Figuras

Figura 1: Clasificación de Estabilidad [8].....	5
Figura 2: Máquina Síncrona (Elaboración propia).....	6
Figura 3: Control de frecuencia: (1) Caída inercial, (2) Control Primario de frecuencia (CPF) y 3) Control secundario de frecuencia (CSF) [10].....	6
Figura 4: Escala de tiempo de los sistemas eléctricos [8].	9
Figura 5: Esquema de conexión de parques en diferentes tensiones, uno en media tensión (MT) y el otro en Alta tensión (AT) [14].	11
Figura 6: Esquema circuito para factor de interacción [13].	11
Figura 7: ESCR en el inversor (Baja tensión, BT) vs. ESCR en PCC (punto de conexión, en AT) [15].....	12
Figura 8: Esquema de conexión donde se comparte puntos de conexión [14].	13
Figura 9: Esquema de diferentes escalas de tiempo de controles [20].	15
Figura 10: Transición tecnológica requerida para un sistema con 100% de ERV [22]. ...	16
Figura 11: Representación de un inversor GFL [18].....	18
Figura 12: Modelo control GFL.....	19
Figura 13: Representación de un Inversor GFM [18].	19
Figura 14: Modelo Control GFM.....	20
Figura 15: Control Droop [2].....	21
Figura 16: VSM [2].	22
Figura 17: Virtual Oscillator [18].	22
Figura 18: Matching Control [2].	23
Figura 19: Direct Voltage [32].....	23
Figura 20: Problema circular planteado en [2].....	26
Figura 21: Diagrama metodología propuesta.	30
Figura 22: Modelo propuesto de 9 Barras de la IEEE. G Generadores Síncronos y CIG Generación No síncrona conectada mediante inversores.	31
Figura 23: Respuesta de frecuencia medida en el Generador 1. La frecuencia de Nadir en aquellos casos de estudio que sus inversores fueron implementados solo con GFM se encuentran marcado con “*”. Los casos con solo GS con “o” y los que cuentan con al menos un GFL con “□”.	34
Figura 24: Resultados Casos 3, 4 y 8.	39
Figura 25: Resultados Casos 3, 5 y 8.	40
Figura 26: Resultados 4, 7 y 8.....	41
Figura 27: Resultados Caso 1 y 2.	42
Figura 28: Resultados Casos 2, 3, 5 y 6.	43
Figura 29: Resultados pregunta 1.	45
Figura 30: Resultados pregunta 2.	45
Figura 31: Resultados pregunta 3.	46
Figura 32: Resultados pregunta 4.	47

Figura 33: Resultados pregunta 4.	47
Figura 34: Resultados pregunta 5.	48
Figura 35: Resultados pregunta 5.	48
Figura 36: Resultados pregunta 6.	50
Figura 37: Resultados pregunta 7.	51
Figura 38: Resultados pregunta 8.	52
Figura 39: Resultados pregunta 9.	52
Figura 40: Resultados pregunta 9.	53
Figura 41: Resultados pregunta 10.	53
Figura 42: Resultados pregunta 11.	54
Figura 43: Resultados pregunta 11.	55
Figura 44: Resultados pregunta 12.	57
Figura 45: Resultados pregunta 12.	57
Figura 46: Resultados pregunta 13.	58
Figura A.1: Esquema general del modelo del inversor GFL.	68
Figura A.2: Modelo de Filtro RL eje q del modelo del inversor GFL.	68
Figura A.3: Modelo de Filtro RL eje d del modelo del inversor GFL.	69
Figura A.4: Modelo de Filtro RL eje dq del modelo del inversor GFL.	69
Figura A.5: Mediciones Parte 1 del modelo del inversor GFL.	69
Figura A.6: Mediciones Parte 2 del modelo del inversor GFL.	70
Figura A.7: Mediciones Parte 3 del modelo del inversor GFL.	70
Figura A.8: Lazos Internos de Corriente del modelo del inversor GFL.	71
Figura A.9: PI Corriente eje d (I_d).	71
Figura A.10: PI Corriente eje q (I_q).	72
Figura A.11: Algoritmo de Saturación de Corriente del modelo del inversor GFL.	72
Figura A.12: Lazos Externos de Potencia Activa y Reactiva Lazo externos de potencia activa del modelo del inversor GFL Parte 1.	73
Figura A.13: PI P_g	73
Figura A.14: Lazos Externos de Potencia Activa y Reactiva Lazo externos de potencia activa del modelo del inversor GFL Parte 2.	74
Figura A.15: PI Q	75
Figura A.16: PI V_t	75
Figura A.17: PLL. K_p y P_i del PLL están dentro del subsistema del modelo del inversor GFL.	76
Figura A.18: PLL Parte 1.	76
Figura A.19: PLL Parte 2.	77
Figura A. 20. Subsistema de la Figura A.17.	77
Figura A.21: Control Droop del modelo del inversor GFL.	77
Figura A.22: Control Droop Parte 2 de la Figura A.21.	78
Figura A.23: Esquema general del modelo del inversor GFM.	78
Figura A.24: Modelo dinámico del filtro LCL del modelo del inversor GFM Parte 1.	79
Figura A.25: Modelo dinámico del filtro LCL del modelo del inversor GFM Parte 2.	79

Figura A.26: Modelo dinámico del filtro LCL del modelo del inversor GFM Parte 3.	80
Figura A.27: Modelo dinámico del filtro LCL del modelo del inversor GFM Parte 4.	80
Figura A.28: Modelo dinámico del filtro LCL del modelo del inversor GFM Parte 5.	81
Figura A.29: Modelo dinámico del filtro LCL del modelo del inversor GFM Parte 6.	81
Figura A.30: Lazo Control Corriente eje d del modelo del inversor GFM.	81
Figura A.31: Lazo Control tensión eje d del modelo del inversor GFM.	82
Figura A.32: Lazo Control de Tensión eje q del modelo del inversor GFM.	82
Figura A.33: Lazo control de Corriente eje q del modelo del inversor GFM.	82
Figura A.34: Esquema general Generadores Sincrónicos.	83
Figura A.35: Modelo Generador Sincrónico Parte 1.	83
Figura A.36: Modelo Generador Sincrónico Parte 2.	84
Figura B.1: Página 1 encuesta.	85
Figura B.2: Página 2 encuesta.	86
Figura B.3: Página 3 encuesta.	87
Figura B.4: Página 4 encuesta.	88
Figura B.5: Página 5 encuesta.	89
Figura B.6: Página 6 encuesta.	90
Figura B.7: Página 7 encuesta.	91

Capítulo 1: Introducción

1.1 Motivación

Frente a los esfuerzos para lograr la descarbonización en las matrices energéticas, los sistemas eléctricos apuntan hacia una transición energética con una mayor participación de las Energías Renovables Variables (ERV), como también la inclusión de dispositivos de almacenamiento de energía.

Lo anterior, conlleva a un nuevo paradigma de la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), que históricamente han sido dominados por el funcionamiento de Generadores Síncronos (GS), los cuales pueden regular la tensión en sus terminales y responder a los cambios de frecuencia de la red ajustando su potencia de salida, contribuyendo a la estabilidad del sistema.

Las fuentes de ERV, a diferencia de los GS convencionales, no se encuentran directamente conectadas a la red, sino que se interconectan mediante electrónica de potencia, en particular, inversores. Por esta razón, a estas tecnologías se les refiere como Tecnologías Basadas en Inversores (IBR, por sus siglas en inglés *Inverter-Based Resources*) como lo son la energía fotovoltaica, generadores eólicos y almacenamiento de energía [1].

Como consecuencia del desacople producido por la electrónica de potencia, los IBRs no responden de manera natural a las perturbaciones de la red, y, por ende, la red se vuelve más susceptible a riesgos de inestabilidad. Esto corresponde a uno de los desafíos importantes a considerar para la operación de los sistemas eléctricos del futuro, pues resulta imprescindible estudiar y reexaminar alternativas de control, protección y servicios de red para que se continúe asegurando la operación segura, estable y confiable de los futuros SEP [1] [2] [3].

A modo de demostrar los efectos reales de la alta penetración de generación de ERV y el efecto de cómo interactúan los IBRs con las perturbaciones y fallas, se tienen los siguientes eventos: el corte de energía del Reino Unido de 2019, el apagón de Australia del Sur de 2016 y el evento *Blue Cut Fire* de 2016 en Estados Unidos [1].

Frente a la problemática expuesta, junto con las proyecciones de participación de los IBRs en los SEP es que resulta necesario que éstos entreguen algunos de los servicios proporcionados por los GS para así asegurar los mismos niveles de confiabilidad y seguridad actuales, tales como *Black-Start*, regulación de frecuencia y tensión.

El nivel de confiabilidad y seguridad de un SEP, se refieren a la capacidad de mantenerse operativo por un periodo de tiempo bajo ciertas condiciones de operación y a la capacidad de respuesta de un SEP, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos, utilización de reservas y, en general, de los servicios complementarios (SSCC) respectivamente [4]. Para garantizar lo anterior, se requerirá una combinación de medidas de mitigación a corto y largo plazo [5].

En virtud de lo anterior, en un reciente estudio publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en diciembre del 2021 acerca de la “Transición energética y fortaleza del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)” se concluyó que el sistema tendrá bajos niveles de fortaleza de red y control de tensión, por lo cual se propone como una de las soluciones a mediano plazo la implementación de condensadores síncronos junto con los inversores tipo *Grid-Forming (GFM)* [6].

Bajo esta misma línea de trabajo, en agosto del 2021 se elaboró un estudio acerca del “Análisis de alternativas tecnológicas que aporten servicios de seguridad al Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”, el cual fue elaborado por el Centro Avanzado de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (AC3E) de la Universidad Técnica Federico Santa María, por encargo del proyecto de GIZ “Descarbonización del sector energía en Chile” del Programa 4e de GIZ, sumado al Ministerio de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional. En éste se aborda una revisión del modo de operación de inversores conectados a la red y se identifica como oportunidad para el SEN el desarrollar y afrontar los desafíos que utiliza la tecnología GFM pudiendo así liderar la transición energética hacia una red con alta generación renovable no sincrónica [7].

Así, se identifica la necesidad de analizar el progreso tecnológico de dichos inversores para evaluar su integración en el SEN y los cambios normativos necesarios para integrar esta tecnología a futuro, para así abordar los desafíos de fortaleza de red que tendrá el sistema eléctrico debido a la integración de ERV y el retiro de centrales a carbón.

Hoy, la mayoría de los IBRs cuentan con un control de inversor denominado *Grid-Following (GFL)*, el cual identifica la tensión y frecuencia de la red e inyecta corriente para tener una adecuada cantidad de potencia activa y reactiva. Uno de los supuestos que utiliza este método es la existencia de un número suficiente de GS en la red, proporcionando fortaleza y estabilidad de tensión y frecuencia, el cual puede “seguir”.

Sin embargo, a medida que aumente la cantidad de IBRs en el sistema, se presentará un límite en el que puedan funcionar adecuadamente estos equipos. Es por esto que, los inversores tipo *Grid-Forming* se proponen como solución para esta limitación, ya que esta tecnología es capaz de apoyar la operación de una red en condiciones normales, perturbaciones y situaciones de emergencia, sin la necesidad de contar con GS en el sistema. Para ello, imponen la tensión en amplitud, fase y frecuencia localmente en cada inversor, “formando” la red.

En particular, en este trabajo se caracteriza la integración de los inversores tipo *Grid-Forming* en Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) y la prospectiva de esta tecnología. Para ello, se realiza una revisión de conceptos claves para su comprensión tales como: estabilidad, fortaleza de la red y los efectos que tienen la incorporación de ERV sobre estos. Comprendiendo lo anterior, se ahonda en los conceptos de inversores, revisando las principales características y modo de operación de los inversores GFL y GFM, para después compararlos.

Luego, se propone el modelo de Sistema de 9 barras de la IEEE para estudiar el impacto de la integración de los inversores con tecnología tipo *Grid-Forming* en SEP en diferentes escenarios de penetración de IBRs. Lo anterior se simula en el software computacional *Matlab Simulink*.

Sumado a lo anterior, se realiza un levantamiento de información sobre el estado y madurez de la tecnología. Para ello, se elabora una encuesta dirigida hacia actores de la industria eléctrica chilena, entre los cuales se encuentran académicos, desarrolladores de proyectos, fabricantes/proveedores tecnológicos y operadores/propietarios de instalaciones eléctricas.

A partir de lo anterior, se analiza y se concluye sobre las contribuciones y resultados del trabajo realizado junto con entregar recomendaciones para el trabajo futuro.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

El objetivo general de esta memoria es evaluar la integración de los inversores tipo *Grid-Forming* en el Sistema Eléctrico con el estudio prospectivo de la tecnología.

1.2.2 Objetivos específicos

- 1) Caracterizar la tecnología de inversores *Grid-Forming* y *Grid-Following*.
- 2) Comparar los beneficios y oportunidades de tecnología *Grid-Forming* por sobre la tecnología *Grid-Following*.
- 3) Desarrollar modelos de inversores (*Grid-Forming* y *Grid-Following*) e implementarlos en un modelo de un Sistema Eléctrico que incluya Generación Sincrónica y Tecnología basada en inversores
- 4) Evaluar el impacto de la integración de la tecnología *Grid-Forming* en diferentes escenarios de penetración de Tecnología basada en Inversores.
- 5) Levantar información sobre el estado y madurez de la tecnología *Grid-Forming* en el Sistema Eléctrico Nacional.
- 6) Detectar barreras asociadas para la adopción de la tecnología *Grid-Forming* en el mercado nacional.

Capítulo 2: Marco Teórico y Estado del Arte

2.1 Conceptos de Estabilidad en los Sistemas Eléctricos

La estabilidad de un sistema eléctrico se refiere a la capacidad de éste para mantenerse en un estado de operación en equilibrio bajo condiciones operativas normales y recuperar otro estado de equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación [8].

La operación correcta de un SEP implica proveer un servicio confiable y seguro a sus cargas (clientes). La confiabilidad, implica proveer adecuadamente energía eléctrica, mientras que la seguridad se refiere a la capacidad de responder apropiadamente a las perturbaciones del sistema.

Es importante destacar que la mayoría de estos servicios han sido históricamente implementados por máquinas sincrónicas, por lo que los conceptos de estabilidad están asociados a sistemas en los cuales predominan GS. Sin embargo, conceptos como estabilidad de ángulo rotor no aplican directamente para sistemas basados en IBRs [8].

Es por esto que, una perspectiva interesante por mencionar es la descrita en [8], la cual plantea que las definiciones de estabilidad han sido definidas en base a sistemas dominados por generadores sincrónicos, pero como actualmente se ha visto un aumento significativo de la incorporación de IBRs es necesario revisar nuevos conceptos de estabilidad. Esto se debe a que los IBRs han alterado el comportamiento dinámico del sistema, donde cada vez ganará más importancia el análisis del comportamiento dinámico.

En la Figura 1 se encuentra el diagrama de clasificación IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), el cual surge a partir de la problemática expuesta anteriormente producto de la gran participación de IBRs en los SEP. Acá se incorporan dos nuevos conceptos de estabilidad: Estabilidad de resonancia y Estabilidad impulsada por convertidores.

Por lo tanto, en las siguientes secciones se presentan las definiciones clásicas de estabilidad revisadas en [9], como también los conceptos de estabilidad asociados a la alta incorporación de IBRs en los sistemas.

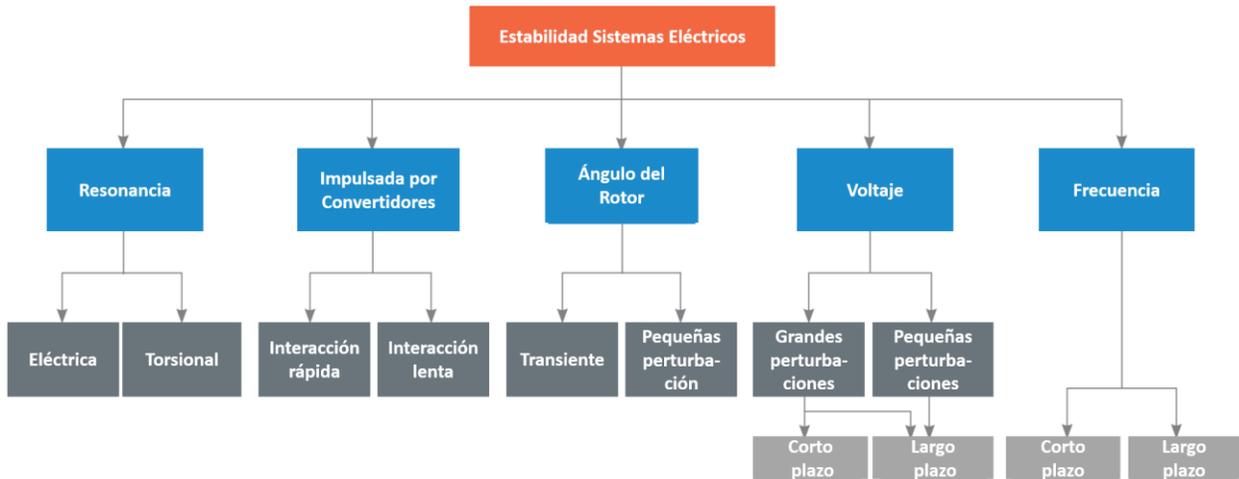


Figura 1: Clasificación de Estabilidad [8].

2.1.1 Conceptos de Estabilidad asociados a Sistemas Eléctricos predominado por Generadores Síncronos (GS)

2.1.1.1 Estabilidad de Frecuencia

La regulación de frecuencia en un SEP se entiende como “el conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre potencia generada y la potencia demandada” [4].

Entonces, el balance que se debe mantener, a cada instante, corresponde al de potencia generada (P_G) y la potencia demandada (P_D) más las pérdidas (P_L), como se mencionó anteriormente y expresado según (1).

$$P_D + P_L = P_G \quad (1)$$

Su importancia radica en que una mala regulación puede dañar o provocar mal funcionamiento en los equipos, o activar las desconexiones de carga por accionamiento de relés de baja frecuencia o esquemas de desconexión de carga automática (EDAC).

El comportamiento de frecuencia se puede estudiar a través de la ecuación del movimiento, como se indica en (2) y la dinámica del rotor de las máquinas representado por la Figura 2, donde H es la inercia de la máquina, ω es la frecuencia, T_e y T_m Torque eléctrico y mecánico respectivamente. Con respecto a esto último, un cambio en la carga (demanda) se refleja directamente en un cambio en el torque eléctrico, entonces se tiene que un cambio en la generación se refleja en el torque mecánico aplicado a la turbina.

Dicho lo anterior, por un lado, si aumenta la carga (o disminuye la generación) tal que $T_m < T_e$, entonces el generador comienza a frenarse y la frecuencia comienza a disminuir. Por otro lado, si la potencia demandada por el sistema disminuye (o aumenta la generación) tal que $T_m > T_e$, entonces el generador comienza a acelerarse y la frecuencia comienza a aumentar.

$$T_m - T_e = 2H \cdot \frac{d\omega}{dt} \quad (2)$$

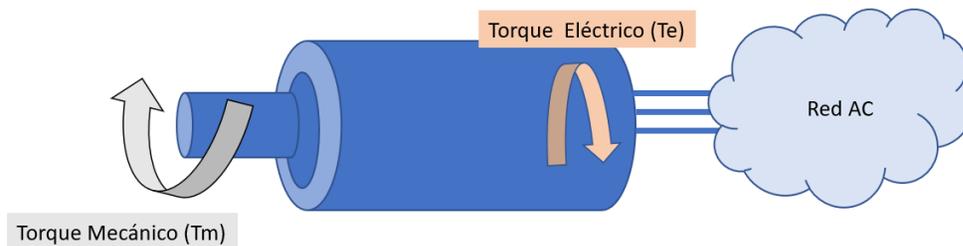


Figura 2: Máquina Síncrona (Elaboración propia).

En la Figura 3 se muestra la respuesta del control de frecuencia de un sistema ante un aumento de carga o pérdida de generación. Para entender este fenómeno, se deben comprender al menos los siguientes conceptos:

- Tasa de cambio de frecuencia (ROCOF, por sus siglas en inglés *Rate of Change of Frequency*): Corresponde a qué tan rápido está disminuyendo la frecuencia. Su valor debe estar dentro de ciertos límites debido a que desaceleraciones muy intensas pueden perjudicar a los equipos involucrados.
- Nadir de frecuencia: Corresponde al valor mínimo que alcanza la frecuencia frente a un desbalance carga-generación. Si su valor es muy bajo, puede provocar la activación de los EDAC.
- Frecuencia en estado estacionario: Corresponde a la frecuencia a la que se estabiliza el control de frecuencia.

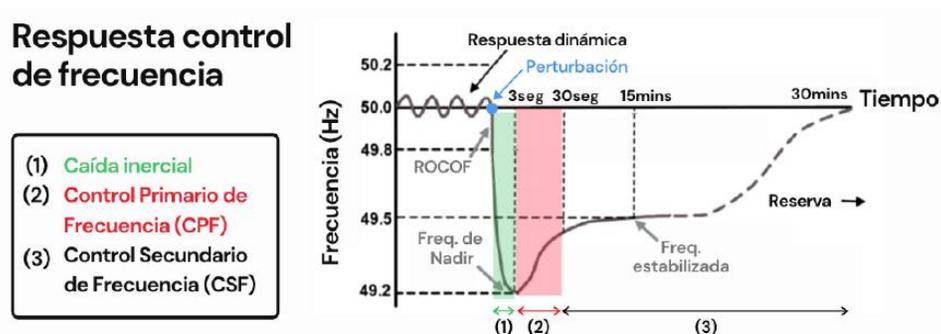


Figura 3: Control de frecuencia: (1) Caída inercial, (2) Control Primario de frecuencia (CPF) y (3) Control secundario de frecuencia (CSF) [10].

Luego, en la Figura 3 se encuentra una respuesta típica de disminución de frecuencia y sus controles asociados. A continuación, se describirán las principales etapas de interés:

- Caída Inercial: Es una respuesta física inherente y natural (entendiéndose que no son producto de acciones de control) de los generadores sincrónicos frente a un desbalance de carga-generación. La respuesta es en proporción a su proximidad eléctrica, inercia y capacidad eléctrica, para proporcionar una parte de la potencia total perdida para continuar alimentando la carga.
- Control Primario de frecuencia (CPF): Un número adecuado de instalaciones generadoras debe tener algo de energía/combustible de reserva (reserva giratoria) y operar por debajo de su capacidad máxima (MPP, por sus siglas en inglés *Maximum Power Point*). De esta manera, estas instalaciones pueden responder aumentando su potencia de salida para reemplazar la potencia perdida y, por lo tanto, detener la disminución de la frecuencia y devolver el sistema a un punto nuevo de operación de equilibrio.
- Control secundario de frecuencia: Control Automático de Generación (AGC) actúa en la tercera etapa para restaurar la frecuencia del sistema a su valor nominal. Este controlador centralizado opera en generadores seleccionados. Durante esta tercera etapa de respuesta de frecuencia, aumenta aún más la potencia mecánica de los generadores en todo el sistema. Esto proporciona la energía adicional necesaria para aumentar la energía cinética de las masas giratorias y restaurar así la frecuencia del sistema.

Finalmente, es importante mencionar que, si no existieran estos controles en los generadores, la frecuencia del sistema continuaría disminuyendo hasta que los EDAC y otras protecciones se activen debido a la baja frecuencia. También podría activarse EDAG (Esquema de Desconexión Automático de Generación) lo cual en casos extremos podría provocar un apagón en el sistema.

2.1.1.2 Estabilidad de Tensión

La regulación de tensión en un SEP se entiende como “el conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles admisibles establecidos” [4]. Tal como se menciona en [8], a diferencia de la estabilidad de frecuencia (la cual está relacionada con el equilibrio de potencia activa de todo el sistema), esta se refiere a la transferencia de potencia desde la generación hasta las barras de carga específicas.

Su importancia radica en que una mala regulación puede dañar o provocar mal funcionamiento en los equipos. También puede originar flujos de potencia reactiva, los que a su vez provocan mayores pérdidas en las líneas de transmisión, lo cual se traduce en un aumento de los costos del sistema.

Si bien los GS pueden controlar el voltaje mediante los reguladores de voltaje (AVR, por sus siglas en inglés *Automatic Voltage Regulator*), los cuales mantienen un nivel de voltaje en bornes, no son suficiente para un control a nivel de red, por lo que se necesitan medios adicionales para controlar la tensión de los SEP. Los métodos de regulación de variaciones de tensión más empleados consisten en la inyección/absorción de potencia reactiva, modificación de la reactancia o inserción de una tensión serie adicional.

Tal como se menciona en [8], la inestabilidad de voltaje a largo plazo generalmente ocurre en forma de una reducción progresiva de voltajes en algunas barras de la red, dando como resultado la pérdida de carga en un área o la activación de las protecciones de líneas y otros elementos de protección. Esto podría provocar un apagón en cascada o voltajes anormalmente bajos en una parte importante del SEP.

2.1.1.3 Estabilidad de Ángulo del Rotor

La estabilidad de ángulo del rotor es la capacidad de las máquinas síncronas interconectadas en un SEP para mantener su sincronismo en condiciones normales y recuperar su sincronismo después de una perturbación [8]. Una máquina mantiene el sincronismo cuando el torque eléctrico es igual y opuesto al torque mecánico del primario.

Tal como se explicó anteriormente, una perturbación en el sistema puede alterar el equilibrio, resultando en un desequilibrio entre T_m y T_e provocando una aceleración o desaceleración de los rotores de los GS según (2) [8]. En régimen permanente existe un equilibrio entre T_m y T_e , resultando que la velocidad de la máquina permanece constante. Lo anterior se puede comprobar a través de la ecuación del swing, como se muestra en (3).

$$T_m - T_e = 2H \cdot \frac{d\omega}{dt} = 0 \rightarrow \frac{d\omega}{dt} = 0 \quad (3)$$

El ángulo del rotor de los GS puede aumentar más allá de un cierto valor máximo, generando de esta manera una pérdida de sincronismo o desfase con el resto de las máquinas. Esta pérdida puede ser entre una máquina y el resto de las máquinas del sistema, o entre grupos de máquinas (siempre y cuando no aumenten su velocidad todas, acelerando o desacelerando juntas). De esta manera, resulta clave determinar la diferencia de ángulo entre una máquina o un grupo de máquinas y el resto del sistema [8].

2.1.2 Nuevos Conceptos de Estabilidad asociados a Sistemas Eléctricos con alta participación de tecnología basada en inversores

Como motivación de la introducción de estos nuevos conceptos de estabilidad, en la Figura 4 se encuentra un diagrama de escalas de tiempos para diferentes fenómenos dinámicos. Donde los controles de IBRs van desde unos pocos microsegundos hasta milisegundos, abarcando fenómenos ondulatorios y electromagnéticos. Entonces, al considerar la participación de los IBRs, las dinámicas más rápidas ganarán importancia al analizar el comportamiento dinámico en los SEP del futuro.

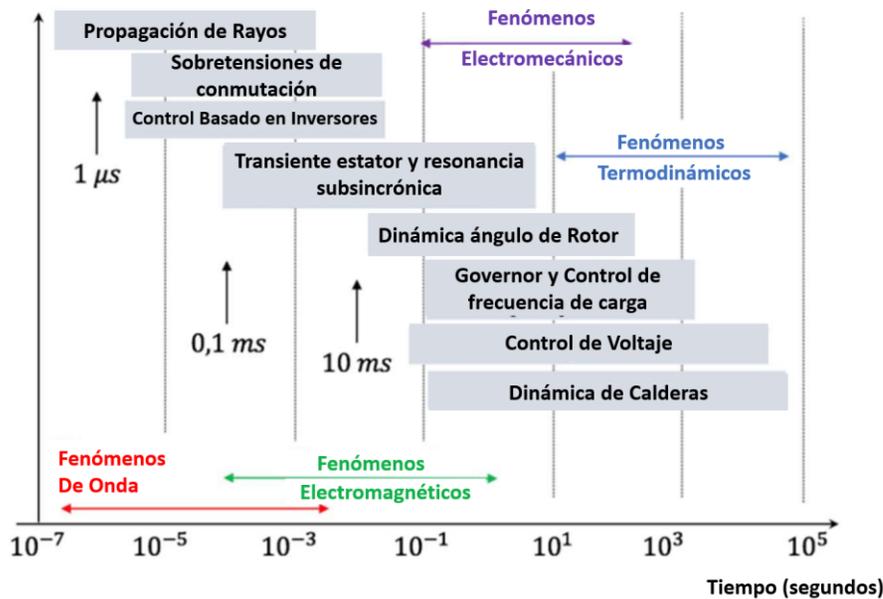


Figura 4: Escala de tiempo de los sistemas eléctricos [8].

2.1.2.1 Estabilidad de Resonancia

En [11] definen que la resonancia se produce cuando el intercambio de energía tiene lugar periódicamente de forma oscilatoria. Estas oscilaciones en los SEP se pueden manifestar en un aumento de las magnitudes de voltaje, corriente o torque. Luego, cuando estas superan sus umbrales permitidos, se dice que se ha producido una inestabilidad de resonancia.

Existen dos subclasificaciones de la estabilidad de resonancia, las cuales tienen su origen en que en esta se abarca la Resonancia Subsíncrona (SSR, por sus siglas en inglés *Subsynchronous Resonance*), ya sea asociada con una resonancia electromagnética o una resonancia completamente eléctrica. La SSR puede manifestarse de dos formas, la primera es debido a una resonancia entre la compensación en serie y las frecuencias mecánicas de torsión del eje de la turbina-generator, y la segunda debido a una resonancia entre la compensación en serie y las características eléctricas del generador [11].

2.1.2.1 Estabilidad Impulsada por Conversores

Este se basa en que el comportamiento dinámico de los IBRs es diferente a los de los GS, pues los IBRs más utilizados hoy en día se basan en lazos de control y algoritmos con tiempos de respuesta rápidos tal como se presentó en la Figura 4, como el PLL (por sus siglas en inglés *Phase-Locked Loop*) y lazos de control de corriente interna [8].

Luego, la amplia escala de tiempo relacionada con los controles de los IBRs puede conducir a oscilaciones inestables en un amplio rango de frecuencias, provocando acoplamiento con la dinámica electromecánica de las máquinas como con los transitorios electromagnéticos de la red.

Existen dos subclasificaciones, lentas y rápidas, las cuales se diferencian en función de la frecuencia de los fenómenos. Estos pueden ser de frecuencias bajas o altas, provocando inestabilidades impulsadas por convertidores lentos (típicamente, menos de 10 Hz) y rápidos (típicamente, decenas a cientos de Hz, y posiblemente en kHz) respectivamente.

2.2 Fortaleza de la red

La fortaleza de la red se usa para describir que tan “rígida” o “robusta” es la red en respuesta a perturbaciones [12]. En este sentido, se entiende como la habilidad del sistema en un determinado nodo a resistir cambios frente a eventos impuestos de manera externa, especialmente ante fallas [13]. Se dice que un sistema es “fuerte” cuando esta sensibilidad es baja y “débil” cuando es mayor.

2.2.1 Indicadores

A continuación, se presentan indicadores de fortaleza de la red.

- Relación de corto circuito (SCR, por sus siglas en inglés *Short Circuit Ratio*): Es el más utilizado y corresponde a la capacidad para responder a variaciones de potencia activa y reactiva. Se mide como la relación entre la potencia subtransitoria de cortocircuito trifásico del punto de conexión (S_{kss_i}) y la potencia nominal inyectada en el punto (P_i), según (4). Una de las desventajas de esta métrica, es que no considera la presencia de otros IBRs, es por esto que se han desarrollado otros indicadores alternativos que tengan en cuenta la participación de otros IBRs conectados [14].

$$SCR_i = \frac{S_{kss_i}}{P_i} \quad (4)$$

- Relación efectiva de cortocircuito (ESCR, por sus siglas en inglés *Equivalent Short Circuit Ratio*): Definida en el Artículo 3-34 de la NTSyCS (Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio) [4] y se calcula según (5), relacionada con proyectos en conexión de HVDC (por sus siglas en inglés *High Voltage Direct Current*), donde definen que esta razón debe ser superior a 2,5 para todas las condiciones de despacho efectivas. Donde S_{CC} representa la capacidad de corto circuito del sistema CA, Q_C la capacidad reactiva del enlace HVDC y P_{trans} a la potencia transmitida.

$$ESCR = \frac{S_{CC} (MVA) - Q_c (MVA)}{P_{trans} (MW)} \quad (5)$$

- Relación de cortocircuito equivalente: Índice utilizado internacionalmente, que considera el impacto de los IBRs conectados eléctricamente cercanos al nodo a evaluar, es decir, no necesariamente están conectados en el mismo punto de conexión de alta y media tensión como se ilustra en la Figura 5.

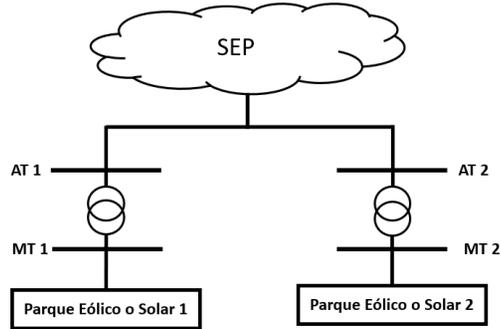


Figura 5: Esquema de conexión de parques en diferentes tensiones, uno en media tensión (MT) y el otro en Alta tensión (AT) [14].

Entonces, considerando el esquema de la Figura 6 (en el cual se ilustra un esquema de un sistema donde se tienen n nodos o puntos de conexión), se agrega la interacción que pueden tener otros inversores que tenga por cercanía. Lo anterior se calcula según (6), donde N es el número de IBRs conectados a la red, S_{kss_i} corresponde a la potencia subtransitoria de cortocircuito trifásico del punto de conexión, IF_{ij} es el factor de interacción el cual es calculado en función a las variaciones de tensión en los nodos j e i frente a un cortocircuito trifásico en el nodo i ($\frac{\Delta U_j}{\Delta U_i}$) y P_j la potencia activa inyectada por convertidores estáticos en el j -ésimo nodo en el estado prefalla [14].

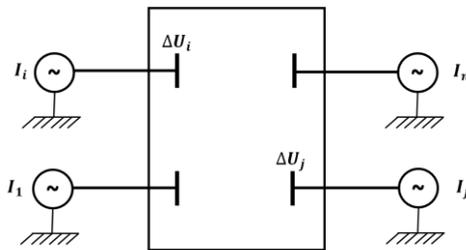


Figura 6: Esquema circuito para factor de interacción [13].

$$ESCR_i = \frac{Skss_i}{\sum_{j=1}^N |IF_{ij}xP_j|} \quad (6)$$

Luego, en la Figura 7 se encuentran los valores referenciales de estos, donde se tienen tres zonas de operación. La verde corresponde a respuestas estables, en las cuales se descarta interacción con otros inversores. En la Amarilla hay sintonización coordinada entre el control de inversores para asegurar respuesta estable, pero existe riesgo de interacción entre inversores. En la zona roja la sintonización del control puede no ser suficiente y se requieren medidas adicionales [13] [15].

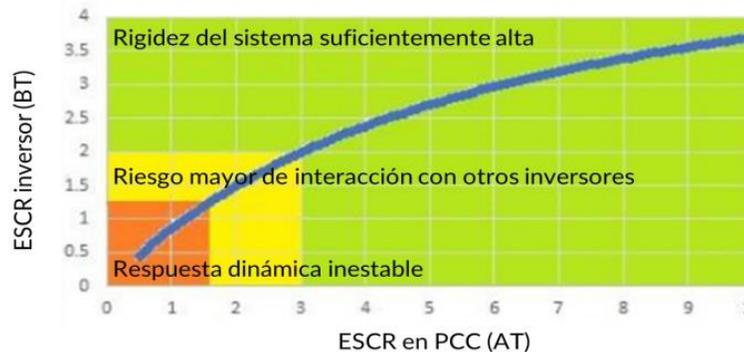


Figura 7: ESCR en el inversor (Baja tensión, BT) vs. ESCR en PCC (punto de conexión, en AT) [15].

- CSCR (por sus siglas en inglés *Composite Short Circuit Ratio*): Índice que considera el impacto de los IBRs eléctricamente cercanos al nudo a evaluar, incluyendo los que comparten el mismo punto de conexión. Para ello considera un nudo ficticio común de AT/MT, el cual agrupa los IBRS de una determinada área conectados a dicho nudo, de esta manera, se tiene un indicador agregado para todos los IBRs, en vez de un indicador exclusivo para cada IBR. Lo anterior queda representado en la Figura 8 y se calcula según (7). La desventaja que presenta este índice es que se basa en un fuerte acoplamiento eléctrico, pero en la realidad, las distancias entre los puntos de conexión de IBRS suele ser grande por lo que no es tan evidente esta interacción [14].

$$CSCR = \frac{Skss_{MV}(MVA)}{\sum_i P_{IBR\ i}(MW)} \quad (7)$$

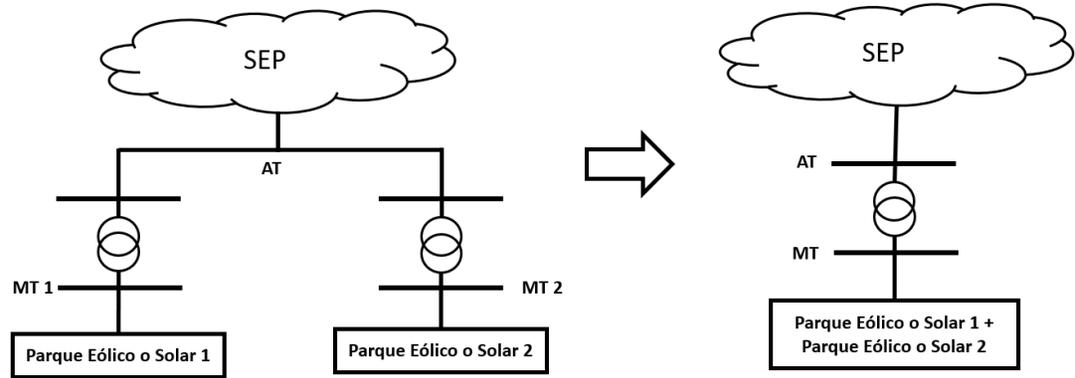


Figura 8: Esquema de conexión donde se comparte puntos de conexión [14].

- Inercia del sistema: Índice que permite evaluar la robustez del sistema frente a variaciones de frecuencia, para ello se basa en el ROCOF. En [14] destacan un estudio que un $\text{ROCOF} \approx 1\text{Hz/s}$ se podría considerar como un sistema débil, en cambio con un $\text{ROCOF} > 1\text{Hz/s}$ se supondría un sistema muy débil. Sin embargo, mencionan que no es un índice recomendado por sí solo, sino que más bien complementario a los SCR y que además tienen por desventaja que no considera la dispersión geográfica de los GS e IBRs, y de la posible inercia aportada por los IBRs.
- Razón Generación No Síncrona vs Generación Síncrona (SNSP por sus siglas en inglés *System Non-Synchronous Penetration*): Es una medida que se definió para ayudar a identificar los límites operativos del sistema [16] y se obtiene según (8). Este calcula el porcentaje de generación que proporciona la generación por ERV, incluyendo importaciones de energía a través de interconexiones con HVDC, en relación con la demanda, incluyendo exportaciones de energía a través de interconexiones con HVDC. Se incluyen las importaciones y exportaciones de HVDC, ya que cuando se está importando potencia desplazan a la generación ubicada en el sistema que de otra manera estarían en operación. De esta manera, se cuantifica el nivel de demanda que se satisface con recursos de ERV.

$$\text{SNSP} = \frac{\text{Generación no sincrónica} + \text{importaciones de HVDC}}{\text{Demanda} + \text{exportaciones de HVDC}} \quad (8)$$

- Impedancia: La rigidez de la amplitud de la tensión está relacionada con la impedancia equivalente de la red en dicho nodo (X_T). Lo anterior, se debe a que se busca que $\partial V \approx \Delta V$ (variaciones de voltaje) sea pequeño, por lo que el denominador de (9) debe ser grande, el cual se calcula según (10). Por lo tanto, se tiene que entre menor sea la impedancia X_T , mayor será este factor, resultando menores variaciones de voltaje.

$$\partial V \approx \frac{\partial Q}{\frac{\partial Q}{\partial V}} \quad (9)$$

$$\frac{\partial Q}{\partial V} = -\frac{2V - V_0}{X_T} \quad (10)$$

2.3 Efectos de las Energías Renovables Variables en la estabilidad y fortalezas de la red

Las características dinámicas y de estabilidad de los SEP basados en GS convencionales son bien conocidas y están claramente definidas como se mencionó en el punto 2.2, ya que los sistemas están limitados por las propiedades físicas electromagnéticas de aquellas máquinas, ya que los sistemas están limitados por las propiedades físicas electromagnéticas de las máquinas. En cambio, aún no está claro hasta qué punto los SEP pueden operar de manera segura en un sistema con una alta proporción de IBRs [7] [15].

Esta sección, tiene por objetivo comprender los efectos de las ERV en la estabilidad del sistema. Para ello, resulta imprescindible revisar la diferencia entre las principales fuentes de generación presentes en el sistema (GS) con las futuras fuentes de energía predominantes (IBRs).

La primera diferencia, es la manera en que se interconectan a la red. Los GS son conectados directamente a la red (generación en Corriente Alterna), mientras que los IBRs, tal como se ha mencionado en el presente documento, se conectan mediante inversores (los cuales convierten de Corriente Continua a Corriente Alterna y manejan el flujo de energía). Este último modo de conexión se traduce en un desacoplamiento entre las unidades generadoras y las variables de la red [7].

A diferencia de los GS convencionales, los IBRs no cuentan con masas rotatorias girando y por lo general, cuentan con poca o ninguna capacidad de almacenamiento de energía [17]. Adicionalmente, estos sistemas son diseñados para operar en su punto máximo de generación. Como consecuencia, no responden de manera natural frente a las perturbaciones del sistema y no contribuyen con inercia.

Lo anterior repercute en que una disminución de la inercia del sistema, conlleva un mayor ROCOF frente a una perturbación, como se puede desprender de (2). De esta manera, afecta la respuesta de frecuencia inicial [8] y aumentando que las probabilidades de inestabilidad sucedan antes. Además, por consecuencia, el sistema puede alcanzar frecuencia de nadir más baja o una frecuencia máxima más alta (es decir, una mayor desviación de la frecuencia). Esto último puede provocar una mayor actuación de los EDAC.

Tal como se menciona en [8], existen consecuencias económicas de operar fuera del MPP para mantener reservas y de esta manera proporcionar una respuesta de frecuencia primaria. Además, a raíz de esta última diferencia (asociada a caída rápida de frecuencia), también requiere de acciones de control más rápida para detener estos cambios [18], tal como se plantea en el estudio de GIZ en [7], en el que se mencionan la utilización de controladores con mayor rapidez para lograr un correcto seguimiento de la referencia. De esta manera, se diseñan controladores de acción rápida apropiados para detener las caídas de frecuencia tan pronto como se necesiten [8].

Lo anterior se puede lograr, ya que los inversores a diferencia de los GS, tienen una dinámica mucho más rápida al no depender de las características mecánicas, por lo que una red IBR podría responder más rápidamente a los cambios [19]. En [20] se presenta el esquema de la Figura 9 en la cual se muestra las diferentes escalas de tiempo asociadas a la dinámica y el control de frecuencia. En esta gráfica queda ilustrado que los IBRs responden de manera rápida pero no inmediata frente a una contingencia.

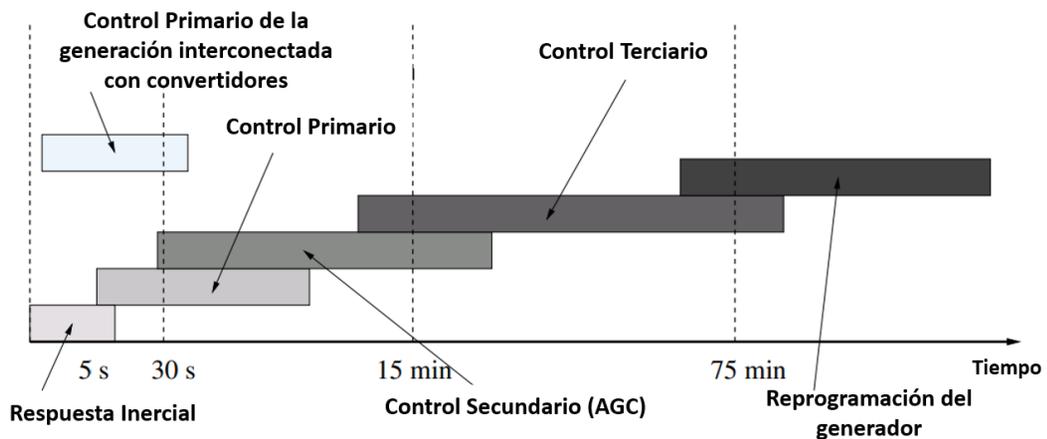


Figura 9: Esquema de diferentes escalas de tiempo de controles [20].

Luego, los GS se encargan de la regulación de voltaje y el suministro de potencia reactiva. En cambio, las grandes distancias eléctricas entre los IBR y los centros de carga, conlleva una reducción de la rigidez eléctrica de la red. Como consecuencia de lo anterior, en sistemas basados en IBRs se tiene una mayor sensibilidad de voltaje al cambio en las inyecciones de corriente, tanto en magnitud como en fase [21]. Esta misma idea fue abordada en [8] donde afirman que se debe modelar la capacidad de manejo de fallas de los IBRs, ya que los voltajes reducidos durante la parada del motor pueden conducir a la desconexión de los IBRs, empeorando aún más el problema.

Otra consecuencia en un sistema donde predominen los IBRs, es que se ve reducida la corriente de cortocircuito disponible en la red [21] en comparación con el aporte de los GS convencionales. En la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada propuesto por el CEN [22] muestran el cambio de paradigma y la evolución tecnológica del diseño de la red eléctrica del futuro desde el punto de vista de la estabilidad del sistema eléctrico producto de una alta participación de ERV en sistemas débiles acompañado con una baja participación de GS. En esta se toma como referencia la Figura 10 donde se puede observar que cuando los niveles de penetración instantánea de IBRs son bajos y la fortaleza de la red aún se mantiene alto, los GFL son suficientes, pero a medida que aumente la incorporación de IBRs en áreas con menor fortaleza, será necesario mejorar los controles GFL o instalar equipos adicionales para contribuir a la fortaleza de la red. Finalmente, a mayores niveles de penetración instantánea, se necesita el desarrollo de GFM en los IBRS junto con otro salto tecnológico.

También, como se mencionará más adelante, la mayoría de los IBRs usan un PLL el cual tiene un rol importante en la dinámica de la recuperación después de una falla [8]. Entonces, para puntos de conexión con baja relación de cortocircuito, la respuesta del PLL puede volverse oscilatoria (ya que este no puede sincronizarse rápidamente con el voltaje de la red y por las ganancias del circuito).

En virtud de lo anterior, en sistemas que en su gran mayoría o en su totalidad se basen en IBRs se imponen nuevos desafíos en el control, la estabilidad y la protección de estos sistemas [2], debido a que este debilitamiento de la red y rápido comportamiento de los inversores provocan oscilaciones de frecuencia, inestabilidades e incluso apagones [19]. Es por esto que, resulta imprescindible estudiar y repensar los futuros problemas y alternativas de control, protección y servicios de red para que se continúe asegurando la operación segura, estable y confiable de los futuros SEP [1] [2] [3] .

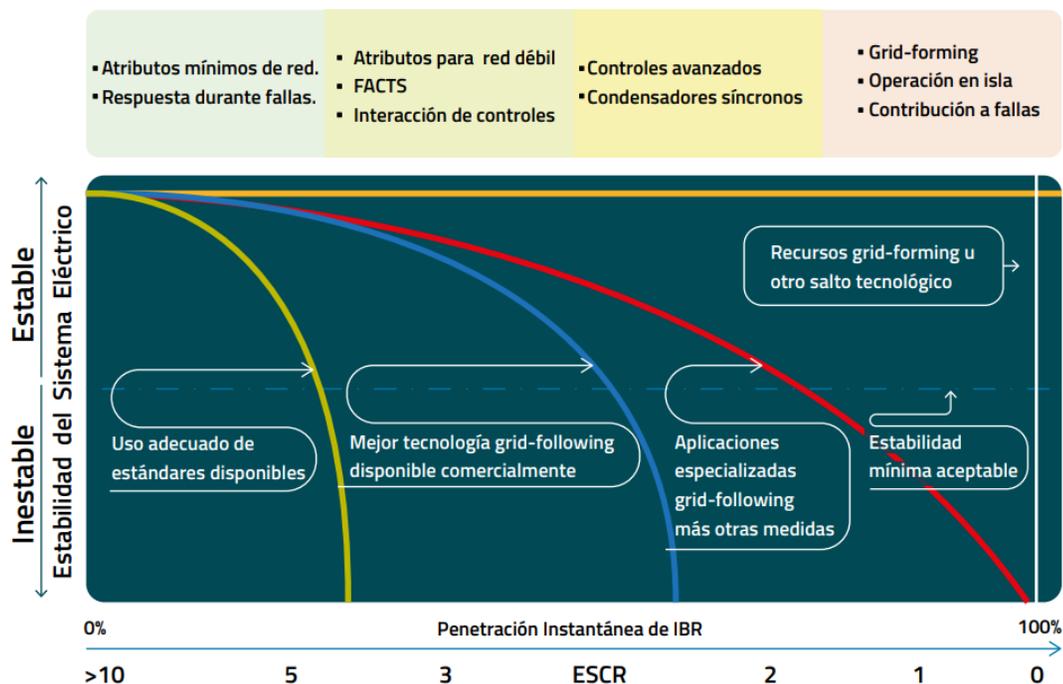


Figura 10: Transición tecnológica requerida para un sistema con 100% de ERV [22].

Finalmente, en la Tabla 1 se resumen las diferencias mencionadas entre los GS e IBRs.

Tabla 1: Diferencias entre operación con GS e IBRs.

GS	IBRs
Conectados directamente a la red	Conectado mediante inversores
Responden a perturbaciones de la red de manera natural	No responden de manera natural a las perturbaciones de la red
Aportan Inercia al Sistema (Participan en regulación de frecuencia)	No aportan con Inercia al Sistema (Empeora regulación de frecuencia)
Aportan Corriente de cortocircuito (Mejor desempeño dinámico y regulación de tensión)	Menor aporte de corriente de cortocircuito (Empeoran el desempeño dinámico y regulación de tensión)
Dinámica lenta	Dinámica rápida
Participan en control de tensión y frecuencia	No participan (a priori) en el control de tensión y frecuencia

2.4 Inversor

Un inversor es un dispositivo electrónico que transforma corriente continua a corriente alterna. Pueden tener clasificaciones variadas según su capacidad (kW-100 MW +), geodispersor, en el sistema de transmisión/distribución/microrredes, o por su modo de operación, entre otros [23].

En este capítulo se hará una revisión de los modos de operación más discutidos en la literatura, los cuales son *Grid-Following* (GFL) y *Grid-Forming* (GFM). A continuación, se encuentra con mayor detalle el principio de funcionamiento de cada uno de los inversores mencionados.

2.4.1 Inversores tipo *Grid-Following* (GFL)

En la actualidad, la mayoría de los IBR usan este tipo de inversores [2]. En particular, la generación renovable variable conectada al SEN utiliza esta tecnología [6].

Los inversores tipo GFL se basan en “seguir” la tensión (amplitud y fase) y frecuencia medida de la red. Se pueden representar como una fuente de corriente (Figura 11) con el objetivo de tener una adecuada cantidad de potencia activa y reactiva. Para ello, se sincroniza con la fase de tensión mediante un PLL que determina el ángulo de tensión de la red en el punto de conexión [2].

Este tipo de control se caracteriza por no participar en la regulación de frecuencia del sistema, ya que se suelen implementar para que inyecten la máxima potencia activa disponible a la red. De esta manera, no mantienen reservas para enfrentar desbalances de carga-generación [24].

Además, otra desventaja, es que el uso del PLL puede causar problemas de estabilidad cuando se está conectado a una red débil [5], ya que uno de los supuestos que utiliza este método es que la red imponga la tensión (amplitud y fase), lo que se traduce en la existencia mínima de potencia de cortocircuito necesaria y de un número suficiente de GS en la red, proporcionando fortaleza y estabilidad de tensión y frecuencia, el cual puede seguir mediante el uso del PLL. Por consecuencia, en un sistema basado en solamente IBR, este tipo de inversores no puede ser usado para todos los dispositivos [25], ya que no tendría una red para seguir.

Además, de necesitar una red que imponga estos parámetros, en [26] se menciona que la tasa de cambios de los estados del sistema es mucho más lenta que la velocidad de respuestas del PLL. Entonces, bajo un escenario de baja participación de GS los estados del sistema pueden cambiar más dinámicamente y es posible que los PLL de convertidores individuales ya no puedan lograr satisfactoriamente la capacidad de seguimiento requerida, lo que lleva a un rendimiento transitorio reducido e incluso inestabilidad del sistema.

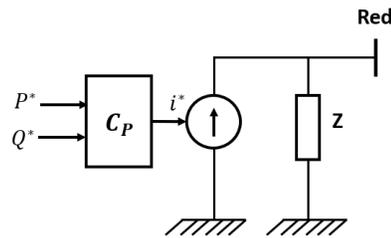


Figura 11: Representación de un inversor GFL [18].

En la Figura 12 se encuentra un esquema general de este tipo de convertidores. En este se puede ver que se mide la corriente de salida del convertor I_o y el voltaje V_o en el PCC (por sus siglas en inglés *Point of Common Coupling*). En particular, consiste en un PLL que estima instantáneamente el ángulo medido a la salida del convertor, un control de potencia que genera valores de referencia para el control de corriente [27], que a su vez también recibe como referencia la corriente de la salida del inversor I_o . Finalmente, el control de corriente regula la corriente inyectada a la red, cuya salida se dirige al modulador PWM (por sus siglas en inglés *Pulse Width Modulation*) [18].

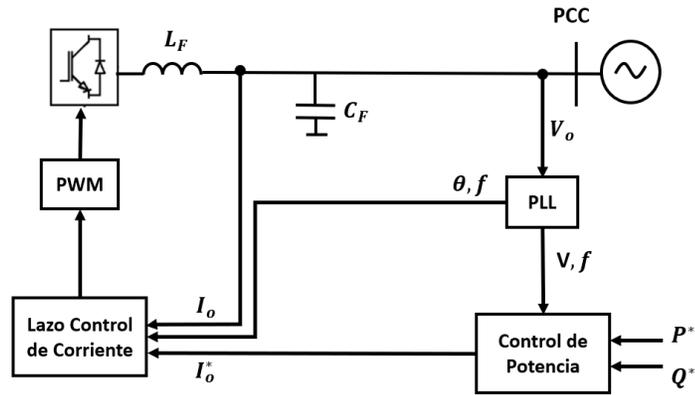


Figura 12: Modelo control GFL.

2.4.2 Inversores tipo *Grid-Forming* (GFM)

Los Inversores tipo GFM funcionan como una fuente de tensión (Figura 13) y pueden imponer la tensión en amplitud, fase y frecuencia localmente en cada inversor [2] [6]. En este sentido, no requiere la existencia de GS en la red, como tampoco la existencia de una red externa operativa (potencia de cortocircuito, puede funcionar en un sistema de arranque de emergencia [7]) [6]. Es por estas razones que, se presenta como un candidato para cuando el sistema esté dominado por la operación de IBRs [28].

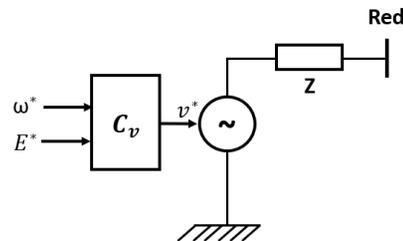


Figura 13: Representación de un Inversor GFM [18].

En la Figura 14 se encuentra un esquema general de este tipo de convertidores. En este se puede ver que se mide la corriente de la salida del convertidor I_o y el voltaje V_o en PCC. En particular, a diferencia del GFL, este no cuenta con un PLL para su sincronización, sino que cuenta con un control de voltaje que recibe como referencia la tensión de la red junto con una tensión configurada, generado así los valores de referencia para el lazo de corriente interno, que a su vez recibe como referencia la corriente de la salida del inversor, regulando así la corriente inyectada a la red.

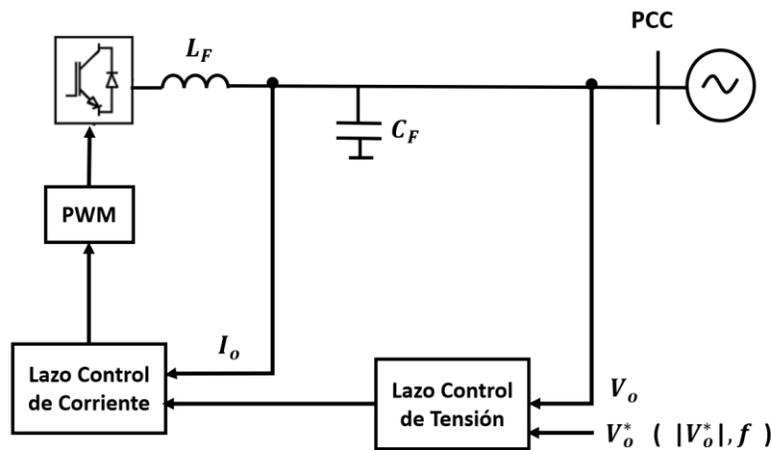


Figura 14: Modelo Control GFM.

A continuación, se mencionan algunas de las características de este tipo de inversor [6], [18], [28], [29]:

- Fuente de tensión con capacidad de crear la tensión del sistema.
- Capacidad de contrarrestar desbalances de tensión (participando en el control de tensión).
- Capacidad de contrarrestar distorsiones de tensión (armónicos).
- Contribución a la inercia del sistema. Detecta la caída de frecuencia y ajusta la inyección de potencia durante eventos de baja frecuencia (participando en el control de frecuencia).
- Contribución a la potencia de cortocircuito.
- Se puede sincronizar y operar con otros GFM.
- Su aplicación va desde microrredes hasta largos sistemas interconectados.
- En la actualidad, esta tecnología se aplica en microrredes o en los parques eólicos *off-shore* conectados a enlace en corriente continua.

Uno de los desafíos del modo de operación con GFM planteado en [17] es que, si bien los inversores GFM tienen la capacidad de mantener su operación estable en isla, estos siguen energizando al sistema isla (sin ser conscientes de la situación isla), generando consecuencias indeseables. Los autores afirman que, si bien es posible que los inversores GFM logren esta transición suave, no significa que se pueda ignorar esta detección debido a las posibles sobretensiones o sobrecorrientes. En este estudio, también mencionan que los actuales estándares internacionales de detección de islas para los inversores son solo estipulados para los inversores GFL, sin señalar reglas específicas para los GFM, por lo que es un tema abierto si los estándares actuales sobre detección de isla siguen siendo adecuados o deben modificarse para los inversores GFM. También, este mismo tema es abordado en [3] donde además añaden los peligros para los trabajadores (por ejemplo, si están haciendo mantenimiento y está energizado).

Otro desafío planteado en [30] corresponde a que la ubicación en el SEP es igual de crucial, y puede haber una degradación en el rendimiento debido a distribuciones de inercia espacial mal concebida, incluso si la inercia total añadida al sistema de potencia es idéntica.

También se debe tener en cuenta la protección contra sobrecorriente para este tipo de convertidores, tal como como se plantea en [31]. En este señalan que esta tecnología, en comparación con los GS que pueden admitir hasta 7 veces su corriente nominal, pueden hacer frente a un pequeño porcentaje de sobre corriente (20% aproximadamente). Es por esto que deben protegerse contra fallas extremas como cortocircuito, conexión de carga pesada, disparo/reconexión de línea y saltos de fase de voltaje en función del control, mientras puedan permanecer sincronizados con el sistema de potencia.

Por último, se debe considerar que estos convertidos se encuentra limitados por la disponibilidad de un sistema de almacenamiento de energía [7], recordando que, a priori, los IBRs no tienen inercia para regular frecuencia.

2.4.2.1 Tipo de Inversores GFM

En la literatura, se sugieren varias implementaciones tales como [2], [28], [32], [33], [34], donde las más destacadas se encuentra: Máquina síncrona virtual (MSV o VSM o VISMA (por siglas en inglés, *Virtual Synchronous Machine*), *Matching Control*, Control Droop, Control Directo de Tensión y *Virtual Oscillator Control*.

A continuación, se resumen las principales características de los modelos mencionados.

- Control Droop: La base de esta solución es imitar el control de la caída de velocidad de una máquina síncrona [35]. Para ello, utiliza las ecuaciones del *droop* para controlar el voltaje y frecuencia de salida de un IBR. Es decir, la relación lineal entre frecuencia y tensión versus potencia real y reactiva [18], como se puede observar en la Figura 15. Finalmente, este método de control permite control descentralizado y la sincronización de múltiples inversores [35]. Además, se utiliza en microrredes y redes “*stand-alone*”.

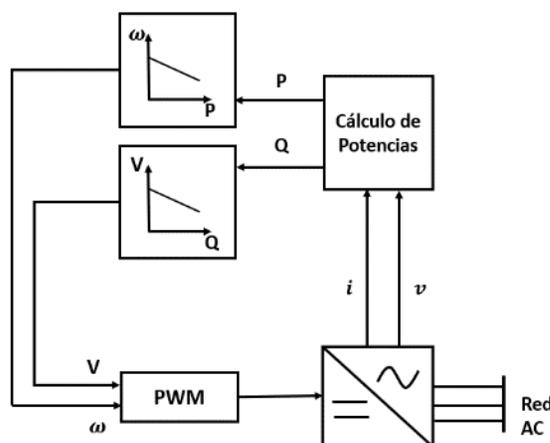


Figura 15: Control Droop [2].

- Máquina Síncrona Virtual (VSM, VISMA o *Synchronverter*): También es referido como *synchronverter* [36]. Emula en sus ecuaciones implementa parcial o completamente el comportamiento físico de las máquinas síncronas reales, incluyendo las ventajas de capacidad de GFM [28]. Esto último implica que un fabricante puede elegir qué características de la máquina síncrona son beneficiosas para una aplicación particular [2].

Para ello, ajusta el enlace CC de voltaje, para que actúe como un rotor virtual [32] [35]. De modo general, existen diferentes propuestas de cómo lograrlo, pero todas incluyen de cierta forma reemplazar la mecánica de inercia en la dinámica de la ecuación del swing [32] [36]. Al tener como base que se comporten como GS convencionales, no aprovechan la respuesta del inversor, que naturalmente es más rápida para mejorar la dinámica del sistema [7]. Finalmente, en la Figura 16 se muestra un esquema de este tipo de control.

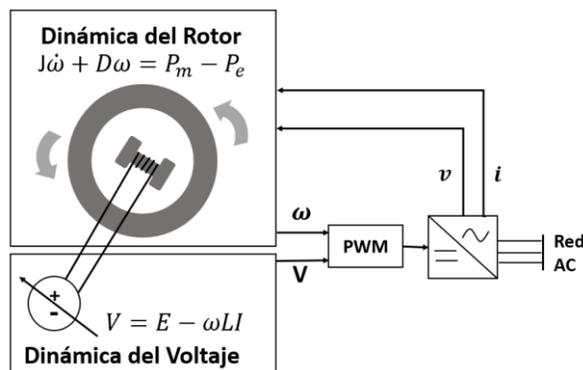


Figura 16: VSM [2].

- *Virtual Oscillator Control* (VOC): Emula la dinámica no lineal de un oscilador [35]. Para ello, toma la forma de un circuito oscilador con una frecuencia natural que coincide con la frecuencia nominal de la red CA. Finalmente, es una estrategia de control descentralizada [37]. Ejemplo de este tipo de control, se encuentra en la Figura 17.

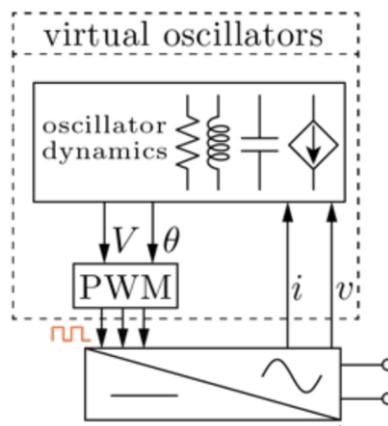


Figura 17: Virtual Oscillator [18].

- Matching Control*: Se basa en la dualidad del lado CC de voltaje del convertidor y la velocidad angular o frecuencia del generador (lado CA frecuencia) [35]. Para ello trata físicamente el enlace CC del capacitor como almacenamiento de la misma forma que el momento de inercia lo hace [36] en el rotor del generador síncrono. Donde fluye corriente a través del CC bus y se controla mediante el uso de relaciones de transferencia de energía entre capacitor y el elemento inductor [2]. Finalmente, en la Figura 18 se ilustra un ejemplo de este tipo de control.

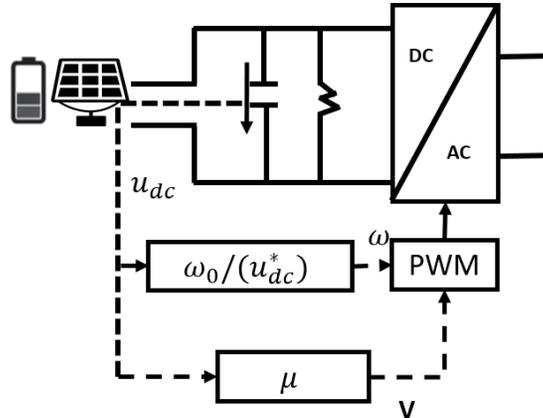


Figura 18: Matching Control [2].

- Direct Voltage Control (DVC)*: Tomando como referencia [32], esta estrategia se utiliza para controlar el voltaje del enlace de CC en aplicaciones de GFL y para la regulación de tensión de CA en las aplicaciones de GFM. En este mismo, destacan su utilización en topologías líder/seguidor, en la cual varios inversores GFL “siguen” a un inversor GFM “líder”. En el caso de varios GFM, el ángulo de sincronización debe compartirse entre ellos a través de canales de comunicación. Concluyendo que este tipo de control no permite la operación descentralizada ni la capacidad de ser despachado. Finalmente, en la Figura 19 se ilustra un ejemplo de este tipo de control.

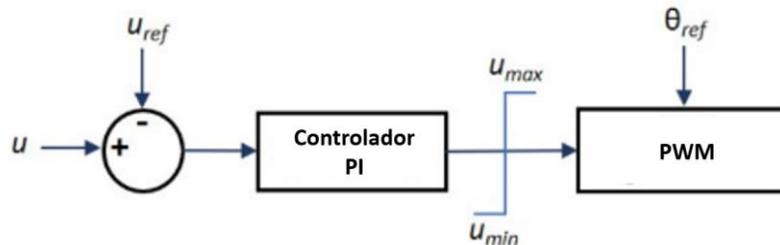


Figura 19: Direct Voltage [32].

2.4.2.2 Experiencia Internacional y desafíos

La tecnología GFM es una tecnología que se encuentra en desarrollo, pero sobre la cual también se pueden constatar los esfuerzos internacionales por su estudio. Ejemplo de lo anterior es la creación de un consorcio llamado “Consortio de Interoperabilidad Universal para Inversores Formadores de Redes (UNIFI)”, el cual tiene como objetivo defender un enfoque de integración de sistemas para identificar y llenar los vacíos en las tecnologías de GFM, modelos comerciales, estándares de requisitos y factores humanos. Este consorcio se enfoca en Tres ejes: I+D, Comercialización y demostración, y educación y divulgación.

Además, algunos operadores de sistema ya se encuentran trabajando para el desarrollo de requisitos técnicos para la capacidad de GFM. Ejemplos de países donde se justifique la afirmación anterior corresponde a: Gran Bretaña, Alemania, en toda Europa (a través de la Red Europea de Operadores de Sistemas de transmisión de Electricidad), Hawái y Australia. A continuación, se revisarán las experiencias de los países mencionados en [2].

- Gran Bretaña: El operador del sistema de transmisión (NGESO) determinó las necesidades del sistema mediante estudios. De estos, se determinó que en un sistema con el 100% de IBRs con GFL no es posible que funcione de manera confiable por lo que una parte de estos deberían ser GFM. Luego, NGESO trabajó en los requisitos de rendimiento para la capacidad, lanzando licitaciones para adquirir un nuevo sistema (no son obligatorios) *Grid Code Change GC0137*.

El grupo de expertos de máquinas síncronas virtuales desarrolló un borrador de requisitos técnicos para la tecnología GFM en Gran Bretaña. Este grupo está compuesto por representantes de todos los grupos de partes interesadas relevantes como: fabricantes de equipos, desarrolladores de proyectos, consultores, el operador del sistema y otros.

El *Great Britain Grid Forming Working Group* se estableció para continuar trabajando en las especificaciones técnicas para la capacidad y el rendimiento de GFM, y propuso el cambio de código de red GC0137 al código de red NGESO. Este informe se publicó en noviembre de 2021 y fue aprobado e implementado en el código de red el 14 de febrero de 2022.

Como se mencionó anteriormente, estos requisitos no son obligatorios y la capacidad de GFM se adquirirá como un producto de mercado. Estas especificaciones son las que abordará la planta GFM y requisitos de equipo, requisitos para la presentación de datos y modelos, y simulación y prueba de cumplimiento. También se estableció *Great Britain Grid Forming Best Practice Group*, el cual tiene como objetivo desarrollar una guía de mejores prácticas de GFM.

La diferencia entre GC0137 y la guía, es que el primero cubre requisitos de alto nivel, mientras que la guía ofrece implementaciones detalladas, tales como: técnicas de análisis, herramientas de simulación, requisitos del modelo y pruebas y seguimiento necesarios para fines de verificación y validación. El objetivo de la diferenciación es mantener requisitos de código de red en un nivel alto mientras se actualiza continuamente la guía de mejores prácticas a medida que se gana más experiencia operativa con la tecnología GFM.

- Alemania: Está en marcha una iniciativa para desarrollar un concepto sobre cómo se pueden especificar los requisitos para GFM IBR en códigos futuros. La norma alemana VDE|FNN VDE-AR-N-4131 ("Requisitos técnicos para la conexión a la red de sistemas de corriente continua de alta tensión y módulos de parque eléctrico (PPM) conectados a corriente continua") se complementa con la directriz VDE|FNN "*Grid forming behaviour of HVDC systems and DC-connected PPMs*". Este describe los criterios de pruebas de verificación adaptados específicamente para convertidores GFM con tecnología HVDC de convertidor modular multinivel.

Esta directriz introduce métodos y procedimientos de verificación que se entienden como un modelo representativo de las especificaciones de los inversores GFM en general. En esta se exige una amplia verificación y definiciones de escenarios de prueba para validar el desempeño general de GFM (rendimiento de voltaje, ángulo y frecuencia durante perturbaciones pequeñas y grandes y saltos de fase, metodologías de pruebas de calidad de energía, entre otras).

- Hawái: A raíz de la cantidad de proyectos de energía solar más almacenamiento, de almacenamiento independientes junto con proporciones de recursos de energías distribuida, planes de descarbonización y metas de energía, es que la compañía eléctrica de Hawái (HECO) solicitó la funcionalidad GFM de todos los proyectos propuestos que incluían almacenamiento de batería. Los requisitos de rendimiento de alto nivel para la capacidad GFM se encuentran en el acuerdo de compra de energía del proyecto, donde además de estos, se proporcionó un conjunto detallado de pruebas a los posibles generadores, que debían aplicarse a los modelos y usarse para garantizar que las plantas proporcionarían el rendimiento GFM deseado.
- Australia: Se están instalando o proponiendo conectar varios sistemas de almacenamiento de energía de baterías GFM en varias partes del país. La oportunidad de aprovechar los servicios de soporte de red se está convirtiendo gradualmente en una consideración importante para algunos de los desarrolladores de IBR y propietarios de activos de red. Los organismos regulatorios y de mercado y las organizaciones gubernamentales de financiamiento, incluido el Operador del Mercado de Energía de Australia (AEMO) y la Agencia de Energía Renovable de Australia, han estado trabajando con las partes interesadas para comprender el potencial de los inversores GFM, para abordar los desafíos que enfrenta el futuro sistema de energía.

En agosto de 2021, AEMO publicó un libro blanco titulado "Aplicación de inversores avanzados a escala de red en el NEM" como un paso inicial para explorar la tecnología de inversores avanzados. Este libro describía las aplicaciones definidas como relevantes para los inversores avanzados a escala de red, centrándose en los inversores GFM.

En [2] los autores plantean que actualmente se tiene un problema circular representado por la Figura 20, haciendo una analogía con el problema "del huevo y la gallina", donde la pregunta que surge es ¿Qué viene primero los requisitos/estándares o la capacidad del equipo? Para solucionar este problema en el mismo documento mencionan que, desarrolladores y fabricantes de la tecnología, dueños de los equipos, operadores del sistema y reguladores deben trabajar en conjunto para:

- Desarrollar requisitos, estándares, tecnologías y mecanismos de implementación que reflejen las necesidades de confiabilidad de la red.
- Identificar las capacidades prácticas del equipo para abordar de manera efectiva esas necesidades.



Figura 20: Problema circular planteado en [2].

Bajo este orden de ideas y considerando que, en los inicios de la industria eléctrica, ingenieros y fabricantes forjaron un consenso sobre las reglas de operación de la red. Hoy, se necesitan los mismos acuerdos pues, las condiciones de operación de las redes futuras se encuentran predominadas por IBRs los cuales exigen reglas diferentes a las que se tenían con anterioridad. Además, el comportamiento del inversor depende del diseño de su circuito de control y varía según el fabricante [23].

Tal como se plantea en [21], para tener un diseño eficiente de este nuevo diseño de control avanzado, se deben conocer los requisitos de rendimiento exactos, los cuales se pueden especificar a través de estándares y/o requisitos de interconexión de los planificadores de sistemas eléctricos.

Es por esto que, sin un conjunto de reglas acordadas que rijan el comportamiento de los inversores se presentan mayores problemas en los sistemas de alta penetración de energía renovable como se mencionó, tales como la disminución de la fortaleza de la red tendiendo a redes inestables [23].

2.4.3 Comparación inversores *Grid-Following* con *Grid-Forming*

A partir de las comparaciones entre los controles de inversores tipo *Grid-Following* y *Grid-Forming* realizadas en [18], [38] y [39], junto con lo mencionado en las secciones anteriores se elabora la Tabla 2, Tabla 3 y Tabla 4, en las cuales se encuentra resumida la información de estos.

Tabla 2: Comparación Control de inversores tipo GFL con GFM Parte 1.

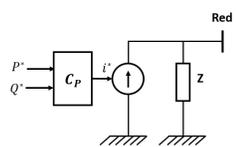
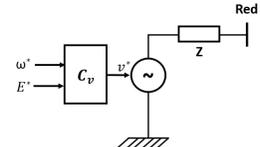
Ítem por comparar	<i>Grid-Following</i>	<i>Grid-Forming</i>
Función	Seguir la red	Soportar la red
Representación		
¿Qué controla?	Corriente y fase de ángulo	Magnitud del voltaje y frecuencia/fase
Comportamiento Dinámico	Controla la corriente inyectada a la red	Establece la magnitud de tensión y frecuencia/fase
Acoplamiento P y Q	Control desacoplado de P y Q	Ligero acoplamiento entre P y Q
Qué asume de la operación de la red o confianza del Voltaje de la Red.	Asume que la red opera bajo comportamiento normal (bien definido) y que el control está estrictamente regulado por otros (GS y GFM).	Asume que tiene la responsabilidad de formar y mantener segura le red. Mantiene activamente su magnitud de voltaje y fase ángulo)
Comportamiento desde el punto de vista de la red	Fuente de Corriente	Fuente de Voltaje

Tabla 3: Comparación Control de inversores tipo GFL con GFM Parte 2.

Ítem por comparar	<i>Grid-Following</i>	<i>Grid-Forming</i>
Establecer Tensión y Frecuencia de la red	No	Si
Dependencia de la tensión de la red	Depende de una red con una tensión bien definida	Mantiene activamente la magnitud del voltaje interno y el ángulo de fase
Operación en escenarios de 100% penetración de IBRs	No puede	Si puede (teóricamente) y puede coexistir con GFL
Respuesta de Inercia	No	Si
Operación modo isla (aislado de la red)	No	Si
Dependencia de PLL para Sincronización	Necesita PLL o un control rápido equivalente para la sincronización	No necesita PLL para sincronización de los controles de corriente, pero pueden utilizar un PLL u otro mecanismo para sincronizar la respuesta general de la planta con la red
Capacidad de proveer partida en negro (<i>Black Start</i>)	No es posible (usualmente). Necesita voltaje en el punto de acoplamiento común para entregar P y Q.	Puede autoiniciarse en ausencia de voltaje de red. Cuando se diseña con un búfer de energía y capacidad de sobrecorriente suficiente, también puede reiniciar el sistema de energía en condiciones de apagón.

Tabla 4: Comparación Control de inversores tipo GFL con GFM Parte 3.

Ítem por comparar	<i>Grid-Following</i>	<i>Grid-Forming</i>
Operación in sistema con condiciones de baja fortaleza	El rango de operación estable se puede mejorar con controles avanzados, pero aún está limitado a que necesita un mínimo nivel de fuerza del sistema.	El rango de operación estable se puede lograr sin un mínimo requisito de fuerza del sistema (incluido operación isla).
Campo y estándares	Se ha estado usando comercialmente. Los estándares existentes y los estándares en desarrollo definen bien su comportamiento y las funcionalidades requeridas.	Se ha implementado en combinación con el almacenamiento de baterías principalmente para aplicaciones aisladas. Existe una experiencia muy limitada en sistemas de energía interconectados. Los estándares existentes aún no definen bien su comportamiento y las funcionalidades requeridas.
Costos (requisitos para un mismo tamaño) [7]	Menores	Mayores (fuentes de costos: almacenamiento, equipos sobredimensionados en su capacidad de corriente y estrategias de control a especificaciones del usuario)

Capítulo 3: Metodología

3.1 Metodología

En la Figura 21 se presenta un diagrama general de la metodología que se utilizará en este trabajo para lograr los objetivos planteados. Esta consta de seis etapas, las cuales serán descritas en esta sección.



Figura 21: Diagrama metodología propuesta.

La primera consiste en definir los requisitos de diseño, es decir, todas aquellas consideraciones que debería tener el sistema para cumplir con el objetivo. En esta se determinan los requerimientos de estrategia de control de frecuencia y tensión, tipos de tecnologías de generación, topología de la red y perturbación.

Luego, sigue una etapa de selección de los índices de fortaleza. Estos se utilizarán con el fin de evaluar el impacto en el desempeño del SEP cuando se tienen diferentes escenarios de penetración de IBRs en el sistema y diferentes escenarios de sus modos de operación (*Grid-Following* y *Grid-Forming*). Para ello, se revisarán los índices de fortaleza propuestos en la literatura.

Posteriormente, se procede a definir el SEP que se utilizará para evaluar el impacto de la integración de la tecnología *Grid-Forming* en diferentes escenarios de penetración de IBRs, según los requisitos de diseño ya determinados. Este debe ser un sistema que sea lo suficientemente flexible para incorporar Energías Renovables Variables. Para ello, se revisarán redes de estudio publicadas de la IEEE.

Una vez definido el sistema, se modela en *Matlab Simulink*. En esta etapa, se consideran los modelos de control de los inversores, características de las centrales y sistema en general.

Después, se simula el sistema propuesto bajo diferentes escenarios de penetración de IBRs en el sistema y diferentes escenarios en sus modos de operación (*Grid-Following* y *Grid-Forming*). Esto es, reemplazar centrales de generación sincrónica y reemplazarlas por centrales de generación renovable variable que se interconecte mediante inversores. A su vez, también reemplazar los inversores *Grid-Following* por inversores de control avanzado *Grid-Forming*.

Con los resultados obtenidos se comparan los índices de fortaleza seleccionados con el fin de evaluar la integración de los inversores tipo *Grid-Forming* en los Sistemas Eléctricos.

Los modelos utilizados de los Generadores Sincrónicos e inversores GFL y GFM son presentados en la sección Anexo A.

En la Tabla 6 se encuentra la información de la demanda en las barras 5, 6 y 8. En la Tabla 7 la Potencia máxima y mínima de los generadores del modelo propuesto.

En cuanto a los controles de los inversores *Grid-Forming* se basó en los implementados en [40], donde se considera la estrategia de control con *control droop* de potencia activa y reactiva. Mientras que para los *Grid-Following*, los inversores cuentan con control de potencia activa y reactiva, sin embargo, no contribuyen al control de frecuencia.

Tabla 5: Descripción de la generación conectada en las Redes de estudio.

Caso	Descripción de generación conectada en la red
1	G1, G2 y G3.
2	G2, G3, CIG1 (GFM) y CIG3 (GFM)
3	G2, CIG1 (GFM) y CIG3 (GFM)
4	CIG1 (GFM), CIG2 (GFM) y CIG3 (GFM)
5	G2, CIG1 (GFL) y CIG3 (GFL)
6	G2, CIG1 (GFL) y CIG3 (GFM)
7	CIG1 (GFL), CIG2(GFM) y CIG (GFL)
8	CIG1 (GFL), CIG2(GFM) y CIG (GFM)

Tabla 6: Información Demanda en las barras 5, 6 y 8.

Barra	Demanda [MW]
5	125
6	90
8	100

Tabla 7: P_{min} y P_{max} de los generadores, ya sea GS o CIG. Por ejemplo, Generador 1 247,5 MW es tanto para G1 como para CIG1.

Generador	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]
1	0	247,5
2	0	192
3	0	128

Por último, en cuanto a simulación se realiza un aumento de demanda de 100% en la barra con mayor demanda del sistema (Barra 5) en $t=1$ [seg]. El ROCOF será medido entre los puntos $t=1$ y $t=1,5$ y la frecuencia de Nadir como el punto mínimo de frecuencia obtenido entre $t=1$ y $t=20$.

Los resultados se toman para un sistema en que al momento de ocurrir el desbalance carga/generación se encuentre operando con un nivel de CIG del 100%. Los despachos de los generadores antes de la contingencia se encuentran en la Tabla 8.

Tabla 8: Despachos de generación para nivel de CIG 100% antes de la contingencia.

CIG Nivel	G1 [MW]	G2 [MW]	G3 [MW]	CIG1 [MW]	CIG2 [MW]	CIG3 [MW]
100%	0	0	0	189	4	126

Capítulo 4: Análisis y Resultados

En la siguiente sección se analizan los resultados obtenidos de las simulaciones y de la encuesta realizada.

4.1 Simulaciones

En la Figura 23 se puede observar la respuesta de frecuencia para todos los casos planteados en la Tabla 5. En dicha figura, se graficó según la frecuencia medida por el “Generador 1”, ya sea un generador sincrónico como es el Caso 1 o un CIG como son los Casos del 2 al 8.

A partir de los resultados, es directo notar que aquellos casos en que se implementó la tecnología basada en inversores con *Grid-Forming*, se alcanzan frecuencias de Nadir más altos como son los Casos 2, 3 y 4, en los cuales sus puntos de Nadir se encuentran marcado con asterisco (“*”). A continuación, se hará un análisis comparativo entre los casos.

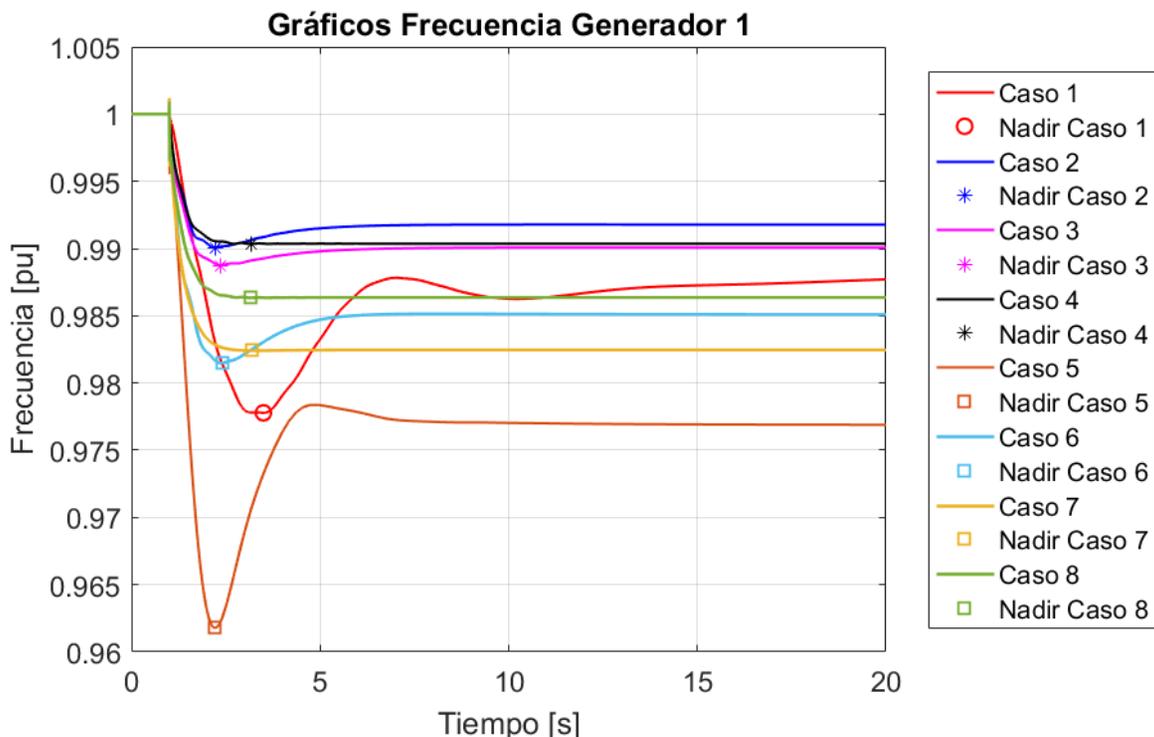


Figura 23: Respuesta de frecuencia medida en el Generador 1. La frecuencia de Nadir en aquellos casos de estudio que sus inversores fueron implementados solo con GFM se encuentran marcado con “*”. Los casos con solo GS con “o” y los que cuentan con al menos un GFL con “□”.

A partir de la comparación de los resultados de los Casos 3, 4 y 8, se puede estudiar la respuesta de frecuencia del sistema para escenarios en que se reemplazan el Generador Síncrono 2 por Generación No Sincrónica conectada mediante inversores, ya sean *Grid-Following* o con tecnología más avanzada como son los *Grid-Forming*.

En la Tabla 9 se encuentran los resultados del ROCOF y la frecuencia de Nadir de los casos mencionados. De estos se obtiene que, bajo el punto de vista de estos índices, si se reemplaza el Generador Síncrono 2 (Caso 3) por inversores por *Grid-Forming* (Caso 4), se obtiene un mejor desempeño, mientras que al reemplazarlo por *Grid-Following* (Caso 8) uno peor.

En la misma tabla, se encuentran el valor de la desviación final de frecuencia con respecto a su valor nominal (en $t=20$ [seg]). A partir de este resultado se desprende que cuando se tiene una mayor cantidad de inversores *Grid-Forming* en el sistema, además de elevar el Nadir de frecuencia, reduce la desviación final. Luego, sigue la Generación Sincrónica y por último los inversores *Grid-Following*.

La afirmación anterior está relacionada con que en el Caso 4 que, desde el punto de vista del Nadir, alcanza valores más altos. Por lo que frente al desbalance carga/generación, el valor mínimo alcanzado es más cercano a la frecuencia nominal del sistema. Además, se observa una disminución en el ROCOF lo cual significa que varía menos la frecuencia tras la contingencia.

Tabla 9: ROCOF, Frecuencia de Nadir, Frecuencia Final y Desviación de frecuencia (Δf) Casos 3, 4 y 8.

Caso	Descripción de la red	ROCOF [pu/s]	Nadir [pu]	F final [pu]	Δf [pu]
3	G2, CIG1 (GFM) y CIG3 (GFM)	0,0163	0,9888	0,9901	0,0099
4	CIG1 (GFM), CIG2 (GFM) y CIG3 (GFM)	0,0146	0,9903	0,9904	0,0096
8	CIG1 (GFL), CIG2(GFM) y CIG3 (GFM)	0,0212	0,9863	0,9864	0,0136

A partir de la comparación de los resultados de los Casos 3, 5 y 6, se puede estudiar la respuesta de frecuencia del sistema, pero con la diferencia de mantener la generación sincrónica y reemplazando solo los tipos de inversores conectados (ya sea *Grid-Forming* o *Grid-Following*). Estos resultados se encuentran en la Tabla 10.

Suponiendo que el caso base de esta comparación corresponde al Caso 5, a medida que se van reemplazando los inversores *Grid-Following* por *Grid-Forming*, se constata que cuando se tiene mayor participación de este último, se obtienen mejores resultados desde el punto de vista del ROCOF y de la frecuencia de Nadir, junto con lograr una menor desviación de frecuencia.

Tabla 10: ROCOF, Frecuencia de Nadir, Frecuencia Final y Desviación de frecuencia (Δf) Casos 3, 5 y 6.

Caso	Descripción de la red	ROCOF [pu/s]	Nadir [pu]	F final [pu]	Δf [pu]
5	G2, CIG1 (GFL) y CIG3 (GFL)	0,0425	0,9618	0,9769	0,0231
6	G2, CIG1 (GFL) y CIG3 (GFM)	0,0264	0,9815	0,9851	0,0149
3	G2, CIG1 (GFM) y CIG3 (GFM)	0,0163	0,9888	0,9901	0,0099

En relación a la comparación anterior, resulta similar analizar los Casos 4, 7 y 8, ya que es posible estudiar el efecto de reemplazar los inversores *Grid-Following* por *Grid-Forming*, pero ahora a partir de una matriz puramente no sincrónica conectada con inversores.

En la Tabla 11 se encuentran los resultados de los casos mencionados con anterioridad. En dónde se puede constatar que teniendo como base una red como la del Caso 7, a medida que se reemplazan los inversores *Grid-Following* por *Grid-Forming* mejora el punto de Nadir y ROCOF al igual que la desviación de frecuencia.

Tabla 11: ROCOF, Frecuencia de Nadir, Frecuencia Final y Desviación de frecuencia (Δf) Casos 4, 7 y 8.

Caso	Descripción de la red	ROCOF [pu/s]	Nadir [pu]	F final [pu]	Δf [pu]
7	CIG1 (GFL), CIG2(GFM) y CIG3 (GFL)	0,0265	0,9824	0,9825	0,0175
8	CIG1 (GFL), CIG2(GFM) y CIG3 (GFM)	0,0212	0,9863	0,9864	0,0136
4	CIG1 (GFM), CIG2 (GFM) y CIG3 (GFM)	0,0146	0,9903	0,9904	0,0096

Luego, al estudiar los Casos 1 y 2 se puede analizar el efecto del reemplazo de la generación sincrónica G1 por dos inversores *Grid-Forming*. Los resultados del análisis anterior se encuentran en la Tabla 12, en la cual, se observa que se tiene un mejor desempeño cuando se tienen inversores con control avanzado, desde el punto de vista de los índices estudiados, junto obtener una menor desviación de frecuencia.

Tabla 12: ROCOF, Frecuencia de Nadir, Frecuencia Final y Desviación de frecuencia (Δf) Casos 1 y 2.

Caso	Descripción de la red	ROCOF [pu/s]	Nadir [pu]	F final [pu]	Δf [pu]
1	G1 G2 G3	0,0156	0,9778	0,9877	0,0123
2	G2, G3, CIG1 (GFM) y CIG3 (GFM)	0,0150	0,9901	0,9918	0,0082

A partir de la comparación de los Casos 2, 3, 5 y 6 queda en evidencia que, al retirar Generación Sincrónica del sistema, empeora la respuesta del sistema desde el punto de vista de los índices estudiados. Los resultados de lo anterior se encuentran en la Tabla 13.

Suponiendo que se comienza de un caso base como la red del Caso 2 y se retira de la generación sincrónica G3 quedando como el Caso 3, se alcanzan frecuencia de Nadir más baja y un ROCOF más alto. Sin embargo, también se puede constatar que si en la matriz de generación hubiese estado conectado con inversores *Grid-Following* sería aún peor (Caso 5 y Caso 6) tal como se mencionó anteriormente.

Tabla 13: ROCOF, Frecuencia de Nadir, Frecuencia Final y Desviación de frecuencia (Δf) Casos 2, 3, 5 y 6.

Caso	Descripción de la red	ROCOF [pu/s]	Nadir [pu]	F final [pu]	Δf [pu]
2	G2, G3, CIG1 (GFM) y CIG3 (GFM)	0,0150	0,9901	0,9918	0,0082
3	G2, CIG1 (GFM) y CIG3 (GFM)	0,0163	0,9888	0,9901	0,0099
5	G2, CIG1 (GFL) y CIG3 (GFL)	0,0425	0,9618	0,9769	0,0231
6	G2, CIG1 (GFL) y CIG3 (GFM)	0,0264	0,9815	0,9851	0,0149

Finamente los resultados de todos los casos se encuentran resumidos en la Tabla 14.

Tabla 14: Resumen de resultados de ROCOF, Frecuencia de Nadir, Frecuencia Final y Desviación de frecuencia (Δf) para todos los casos de estudio.

Caso	Descripción de la red	ROCOF [pu/s]	Nadir [pu]	F final [pu]	Δf [pu]
1	G1, G2 y G3.	0,0156	0,9778	0,9877	0,0123
2	G2, G3, CIG1 (GFM) y CIG3 (GFM)	0,0150	0,9901	0,9918	0,0082
3	G2, CIG1 (GFM) y CIG3 (GFM)	0,0163	0,9888	0,9901	0,0099
4	CIG1 (GFM), CIG2 (GFM) y CIG3 (GFM)	0,0146	0,9903	0,9904	0,0096
5	G2, CIG1 (GFL) y CIG3 (GFL)	0,0425	0,9618	0,9769	0,0231
6	G2, CIG1 (GFL) y CIG3 (GFM)	0,0264	0,9815	0,9851	0,0149
7	CIG1 (GFL), CIG2(GFM) y CIG (GFL)	0,0265	0,9824	0,9825	0,0175
8	CIG1 (GFL), CIG2(GFM) y CIG (GFM)	0,0212	0,9863	0,9864	0,0136

Los resultados anteriores se pueden entender a partir de los gráficos de potencia que se encuentran desde la Figura 24 a la 28, los cuáles serán explicados a continuación.

En la Figura 24 se encuentran los gráficos de la respuesta de frecuencia del sistema, potencia de salida de cada generador y de la potencia total entregada en los Casos 3, 4 y 8.

En dicha figura, se observa que frente al desbalance carga/generación, en los Casos 3 y 4 el Generador 1 responde frente a esta contingencia aumentando su potencia para contribuir a la regulación de frecuencia del sistema. Por el contrario, en el Caso disminuye su potencia y luego se restablece en su valor de potencia previo al desbalance. Este comportamiento encuentra explicación a partir del tipo de generador conectado en los casos estudiados, pues en los Casos 3 y 4 cuentan con tecnología *Grid-Forming*, mientras que el Caso 8 con inversores *Grid-Following*.

También, se observa una mayor entrega de potencia activa en el Generador 2, en los Casos 4 y 8 (los cuales tienen tecnología con GFM).

Observando la potencia total entregada, se puede notar que el Caso 8 corresponde al que aporta menor cantidad. Además, su pendiente es menos pronunciada en comparación a los otros dos casos. Este resultado explica el por qué la frecuencia disminuye más y su ROCOF es más alto.

Luego, para los Casos 3 y 4 la respuesta al principio es similar en términos de entrega de potencia, sin embargo, la respuesta del Caso 4 (con inversores GFM) se mantiene más estable en comparación con el Caso 3. Pues, en este último, durante el periodo transitorio oscila más antes de establecerse. Esto explica la razón de que el Caso 3 obtenga mejores resultados bajo los índices de Nadir y ROCOF.

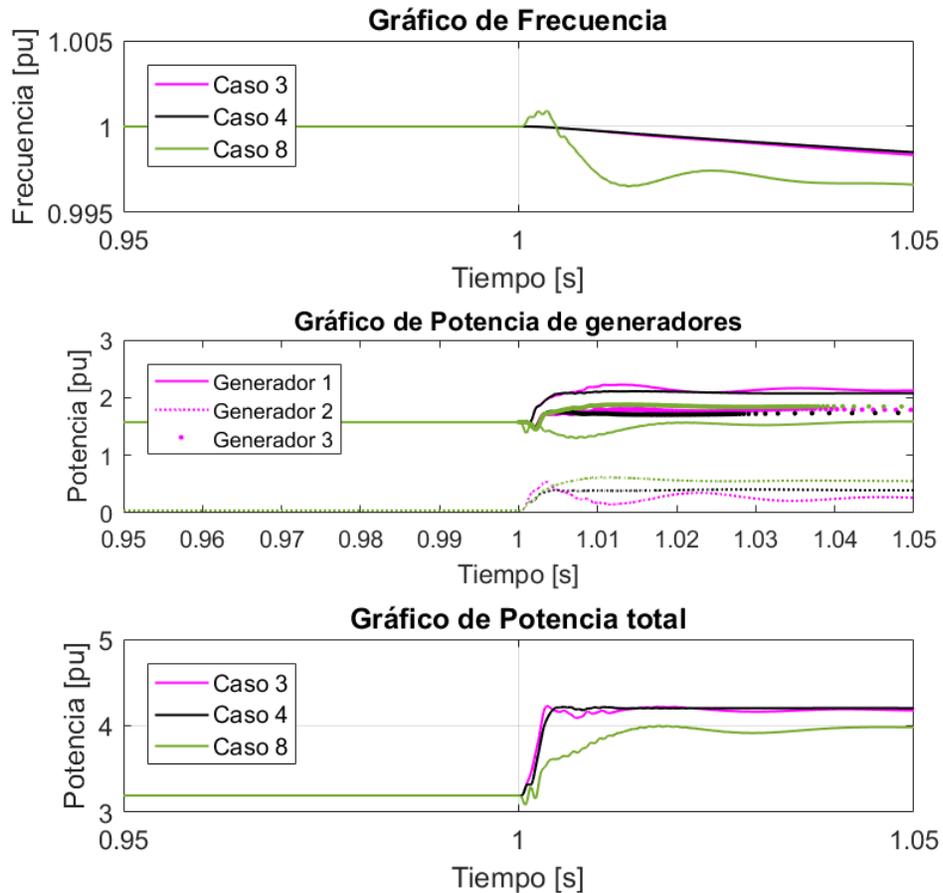


Figura 24: Resultados Casos 3, 4 y 8.

En la Figura 25 se encuentran los gráficos de la respuesta de frecuencia del sistema, potencia de salida de cada generador y de la potencia total entregada en los Casos 3, 5 y 6.

A partir de esta, se observa que solo el Generador 1 del Caso 3 responde aumentando su potencia frente al desbalance carga/generación para contribuir a la regulación de frecuencia del sistema. Mientras que los Casos 5 y 6, disminuyen y luego se restablecen en sus valores previos al desbalance. La explicación del resultado anterior se relaciona en que el Caso 3 cuenta con tecnología *Grid-Forming* mientras que los otros dos son inversores *Grid-Following*.

Luego, al observar el Generador 3 se obtiene que solo en los Casos 3 y 6 responden al desbalance. Finalmente, dicho resultado se traduce en que para el Caso 5 el único generador que responde al desbalance corresponde al Generador 2 (Generador Síncrono), aumentando significativamente su potencia.

En relación a la Potencia activa total entregada, es posible observar directamente la diferencia entre los casos. Pues el Caso 3 (GFM) aporta mayor cantidad y en menor tiempo, de esta manera, se explica que varíe menos la frecuencia (ROCOF) y controlando que no disminuya tanto la frecuencia de Nadir. Seguido al caso anterior le sigue el Caso 6 (MIX) y por último el Caso 5 (GFL), los cuales explican los resultados obtenidos de ROCOF y NADIR.

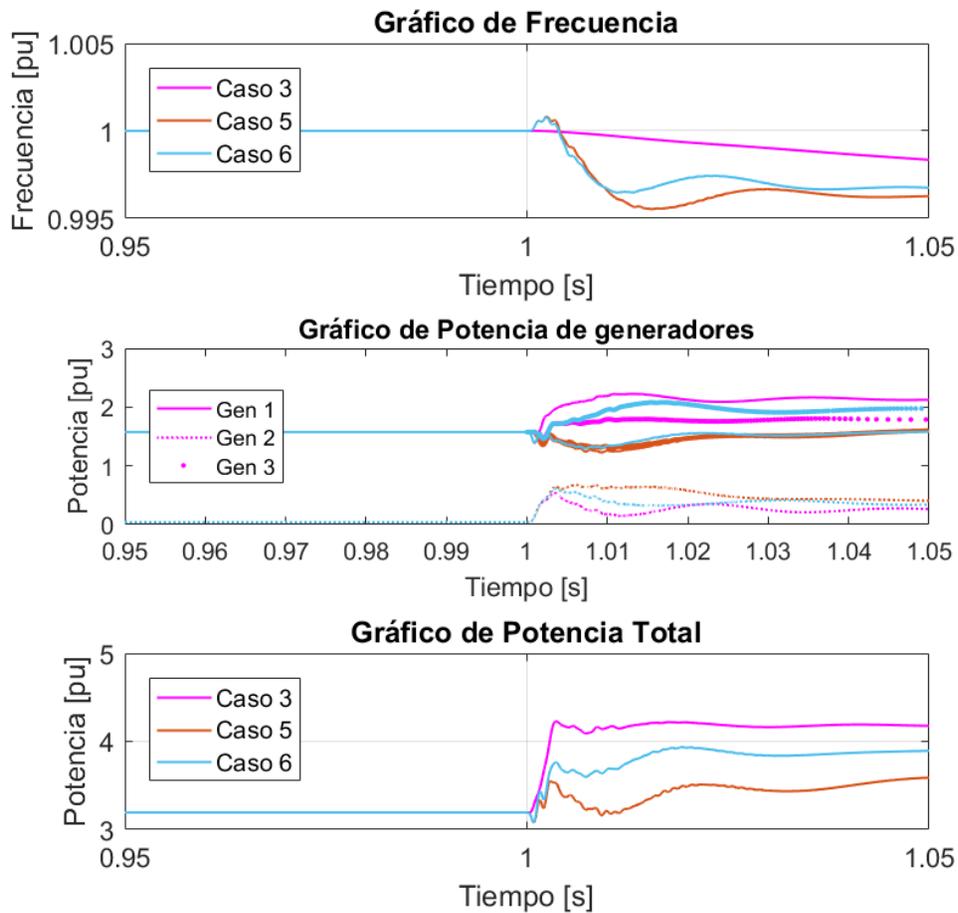


Figura 25: Resultados Casos 3, 5 y 8.

En la Figura 26 se encuentran los gráficos de la respuesta de frecuencia del sistema, potencia de salida de cada generador y de la potencia total entregada en los Casos 4,7 y 8.

En dicha figura se observa que el único “Generador 1” que responde aumentando su potencia frente al desbalance carga/generación es el del Caso 4, el cual corresponde un inversor *Grid-Forming*, mientras que los Casos 7 y 8 disminuyen su potencia (inversores *Grid-Following*). En cuanto al Generador 2 se observa que todos responden aumentando su potencia (en los 3 casos son un GFM). Por último, en el Generador 3 el único que no responde es el Caso 7 (el cual es un GFL). En cambio, en los otros dos casos si responden (ya que son GFM).

Respecto a la potencia activa total entregada, es posible notar directamente la diferencia entre los casos. Pues el Caso 4 (GFM) aporta mayor cantidad y en menor tiempo, explicando de esta manera que varíe menos la frecuencia (ROCOF) y controlando que no disminuya tanto la frecuencia de Nadir. Seguido al caso anterior le sigue el Caso 7 y por último el Caso 8.

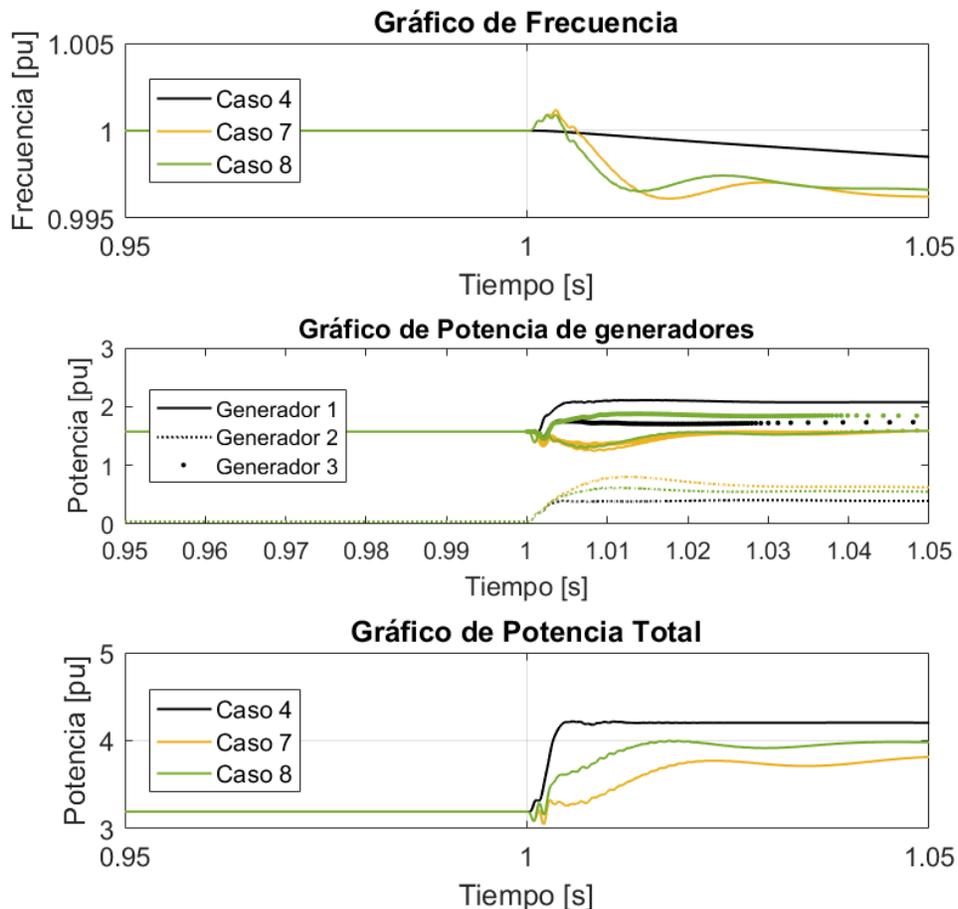


Figura 26: Resultados 4, 7 y 8.

En la Figura 27 se encuentran los gráficos de la respuesta de frecuencia del sistema, potencia de salida de cada generador y de la potencia total entregada en los 1 y 2.

A partir de dicha figura, se puede observar que en ambos casos todos los generadores responden frente al desbalance carga/generación aumentando su potencia activa. El resultado encuentra explicación en la particularidad de que todos los generadores son sincrónicos o con inversores *Grid-Forming*.

Observando la potencia total entregada, es posible identificar que al principio de la respuesta, el Caso 1 entrega mayor potencia respecto al Caso 3. Sin embargo, en el primer transitorio se observa que el Caso 1 disminuye su potencia en cambio el Caso 2 no oscila tanto, explicando así por qué alcanza un mejor punto de Nadir y ROCOF.

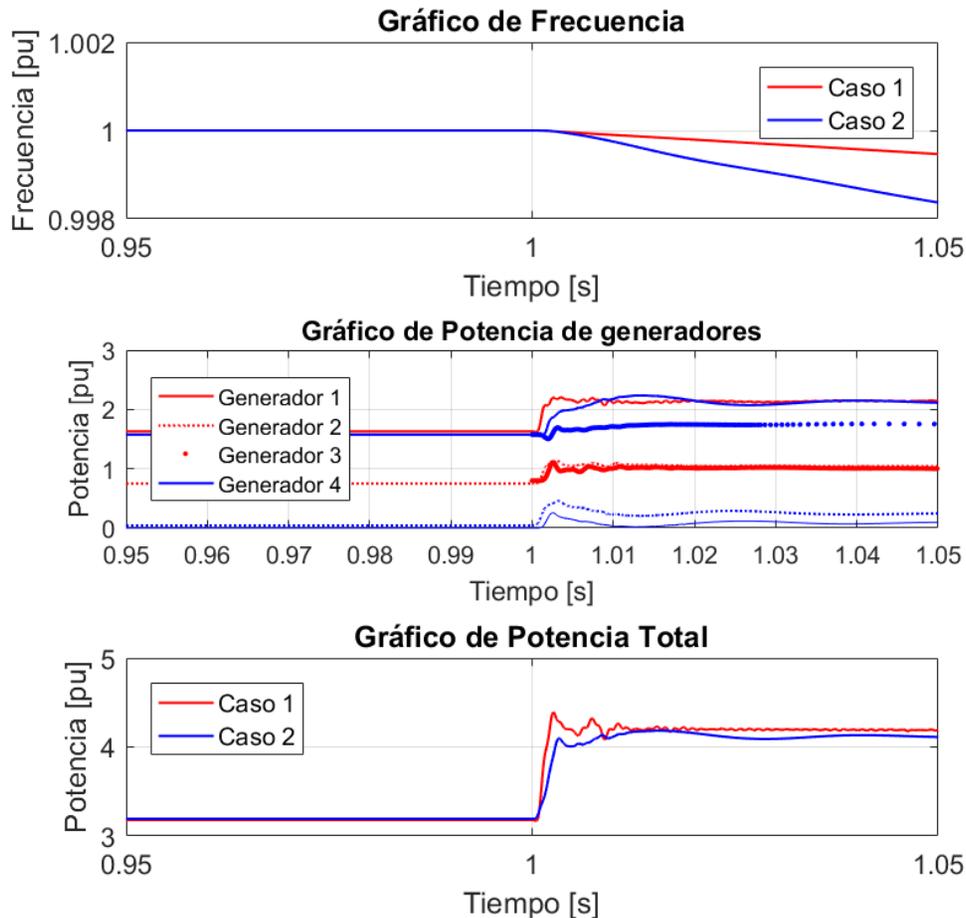


Figura 27: Resultados Caso 1 y 2.

En la Figura 28 se encuentran los gráficos de la respuesta de frecuencia del sistema, potencia de salida de cada generador y de la potencia total entregada en los Casos 2,3,5 y 6.

En dicha figura se puede observar que al comparar el Caso 2 y 3 que todos los generadores responden frente al desbalance carga/generación aumentando su potencia activa. La explicación de este resultado se relación con la particularidad de que todos los generadores son generadores sincrónicos o con inversores *Grid-Forming*.

Respecto a la potencia total entregada, es posible observar que la respuesta del Caso 3 al principio entrega mayor potencia que en el Caso 2. Sin embargo, en el primer transitorio se observa que el Caso 1 va disminuyendo su potencia, en cambio, en el Caso 2 esta disminución es por menos tiempo, explicando así por qué alcanza un mejor punto de Nadir y ROCOF. Luego, tal como se comentó anteriormente, si en la red hubiesen estado conectado inversores *Grid-Following* (Caso 5 y Caso 6), los resultados serían aún peores, ya que entregarían menor cantidad de potencia activa en relación a los casos mencionados anteriormente.

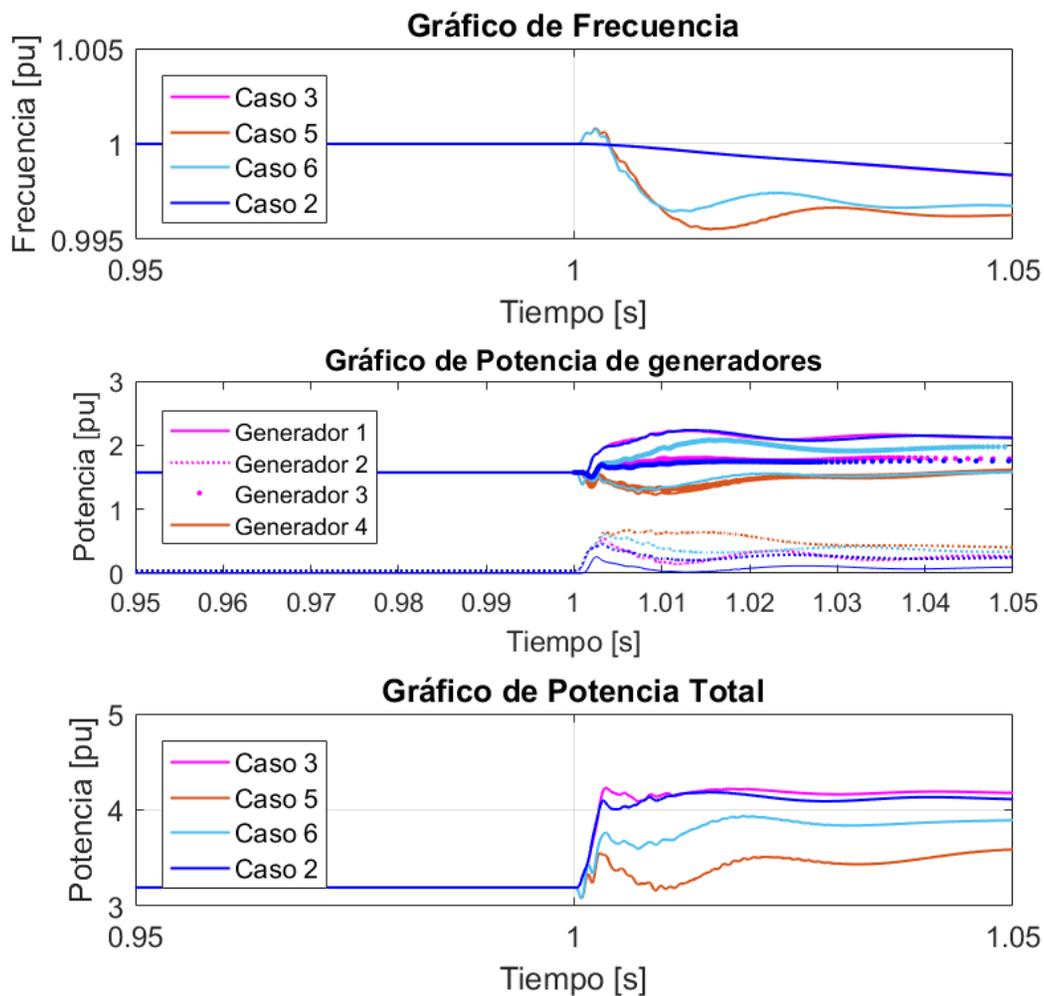


Figura 28: Resultados Casos 2, 3, 5 y 6.

Luego, a partir del estudio de potencia de todos los casos se puede notar que aquellos casos que entregan más potencia cuando ocurre el desbalance carga-generación, y de esta manera contribuyendo a la regulación de frecuencia del sistema (en $t=1$) corresponden a aquellos casos en los que se tenga mayor cantidad de inversores *Grid-Forming*, participando activamente en el control de esta.

También se puede observar que cuando ocurre el desbalance, aquellas plantas conectadas con tecnología *Grid-Following* no enfrentan el desbalance (disminuyendo en primera instancia su potencia, al seguir la frecuencia) y luego se restablecen en la potencia que tenían previo al desbalance.

Lo anterior se justifica en la electrónica de potencia asociada, ya que los *Grid-Following* no cuentan con un control de frecuencia, pero sí de potencia activa/reactiva. Es por esto que en un principio no enfrentan el desbalance, pero si se retornan a su valor de potencia previo. Mientras que el control avanzado de la tecnología *Grid-Forming* implementada con *control droop* si son capaces de ajustar su potencia de salida en función de las condiciones que requiera el sistema. Además, por sus ajustes internos (pendiente del *droop*) estos últimos entregan mayor potencia en un menor tiempo y con menos oscilaciones.

Además, entre más unidades se encuentren contribuyendo a este control, mejora aún más el desempeño del sistema frente a una perturbación.

Finalmente, todo esto repercute en los resultados del ROCOF y frecuencia de Nadir.

4.2 Encuesta

En la siguiente sección se analizan los resultados obtenidos a partir de la encuesta realizada para el levantamiento de información sobre el estado y madurez de la tecnología adjunta en los Anexos (Anexo B).

Inicialmente, en el gráfico de la Figura 29 se caracteriza el universo de encuestados, las cuales se encuentran segmentadas entre operadores/propietarios de instalaciones eléctrica (25%), fabricante/proveedores tecnológicos (25%), desarrolladores de proyectos (17%), academia (21%) y otros (12%).

Por lo tanto, se aprecia que los participantes del estudio se encuentran homogéneamente distribuidos y no se presentan sesgos de ningún sector en particular.

En la siguiente pregunta, cuyos resultados se encuentran en la Figura 30, se identifica que el 75% de los encuestados (coloreados en tonos azules) considera que los inversores habilitan soluciones para la regulación de frecuencia y tensión. Este resultado indica que se reconoce a los inversores como una alternativa de control interesante para estudiar y reexaminar para que entreguen algunos de los servicios proporcionados por los generadores sincrónicos y de esta manera se continúe asegurando la operación segura, estable y confiable del SEN.

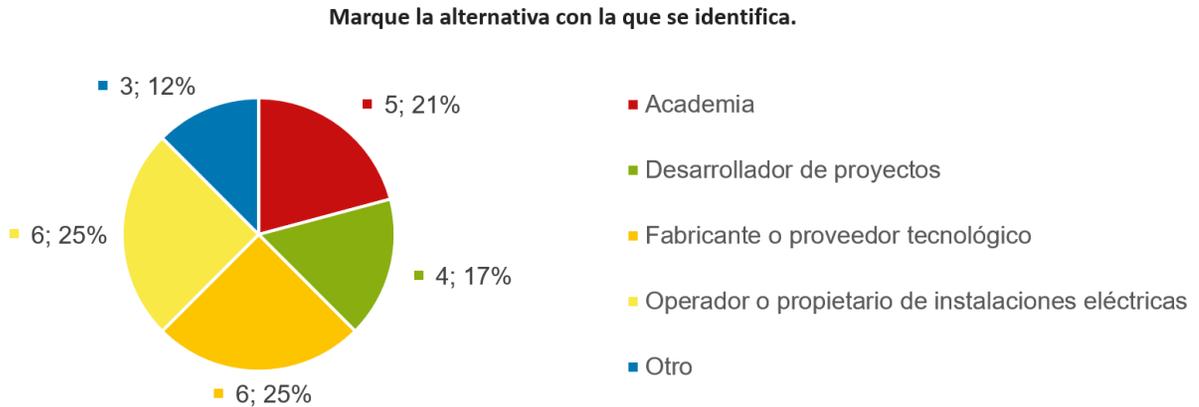


Figura 29: Resultados pregunta 1.

Que tan de acuerdo se encuentra con esta frase. "Las plantas de generación eléctrica con inversores habilitan soluciones para la regulación de frecuencia y tensión producto del retiro del sistema eléctrico de máquinas de generación sincrónicas"

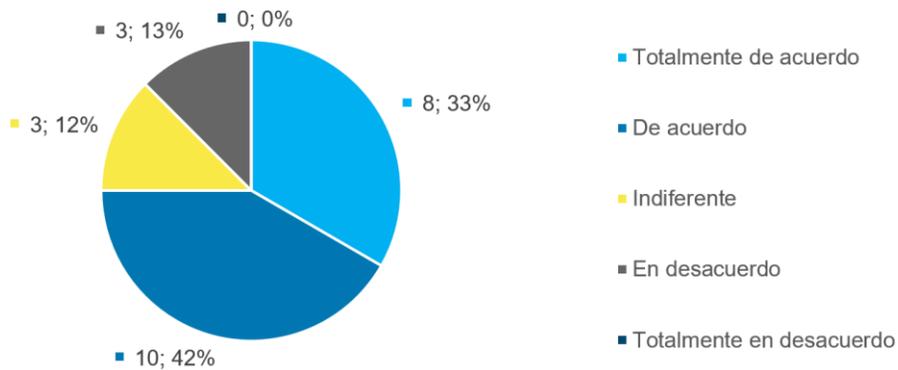


Figura 30: Resultados pregunta 2.

En cuanto a los servicios que pueden ofrecer los inversores *Grid-Forming*, la Figura 31 clarifica que los tres servicios considerados más importantes son: contribución a la inercia sintética del sistema, contribución al control de tensión y operación en modo isla.

El resultado anterior, sirve como respaldo en cuanto a los conocimientos sobre la importancia de entregar estos servicios, tal como se plantea en el estudio de "Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN" realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional [6]. Dicho estudio, identifica la pérdida de fortaleza de la red y pérdida de inercia del sistema como uno de los mayores desafíos técnicos de la integración de generación estática, debido al desplazamiento de generación sincrónica.

De los siguientes servicios que puede ofrecer los inversores *Grid-Forming*. Marque los tres servicios que considere más importantes.

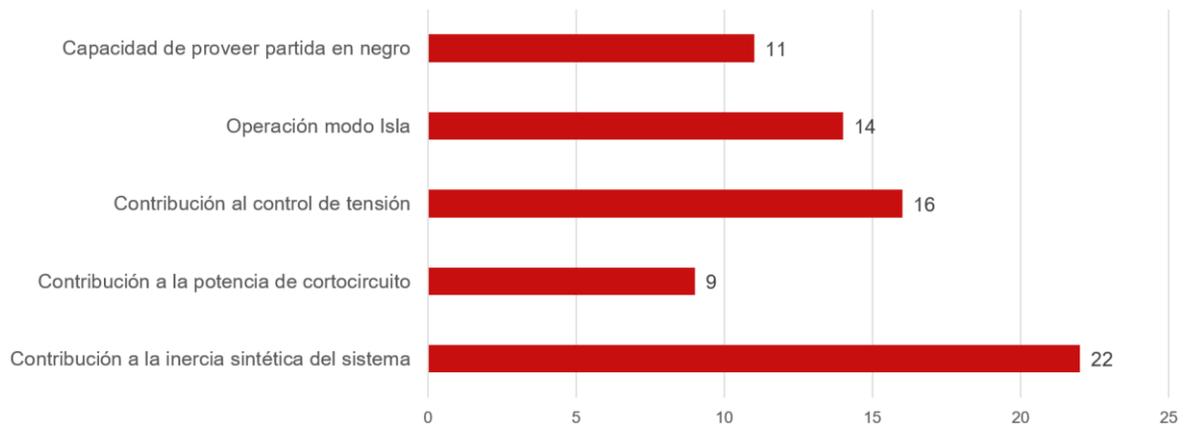


Figura 31: Resultados pregunta 3.

Siguiendo con los resultados, en la Figura 32 se obtiene que menos de la mitad de los encuestados, creen que todas las partes sí se encuentran interesadas en el desarrollo y/o implementación de esta tecnología en el SEN. En cambio, respecto a los segmentos que señalaron que no creen en la afirmación anterior, se encuentran principalmente: operadores o propietarios de instalaciones con un 36%, seguido por desarrolladores de proyectos (21%), fabricantes (21%) y la academia (22%).

En la Figura 33, según la identificación de los encuestados, se encuentra el desglose de las respuestas de la pregunta anterior. A partir de estos resultados, se observa que del total de los operadores/propietarios de instalaciones, desarrolladores de proyectos y la academia, al menos un 60% cree que no todas las partes están interesadas. Siguiendo con la línea anterior, la opinión de los fabricantes se encuentra dividida, y la de “otros” es totalmente unánime.

De lo que conoce de los inversores tipo *Grid-Forming* ¿Cree usted que todas las partes están interesadas en el desarrollo y/o implementación de esta tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional?

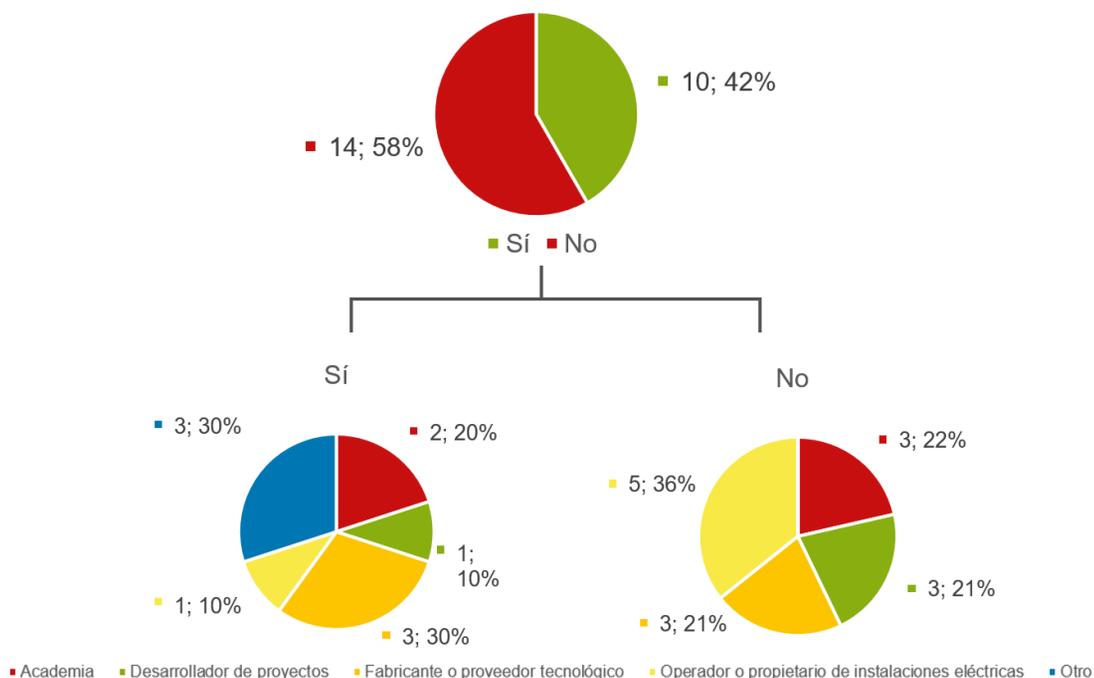


Figura 32: Resultados pregunta 4.

De lo que conoce de los inversores tipo *Grid-Forming* ¿Cree usted que todas las partes están interesadas en el desarrollo y/o implementación de esta tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)?

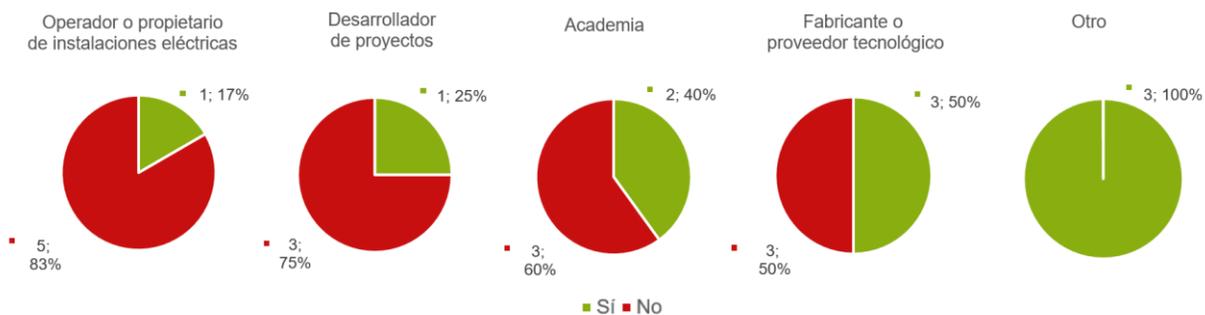


Figura 33: Resultados pregunta 4.

Para continuar, en la Figura 34, se utilizó como referencia el problema circular planteado en el reporte "*Grid-Forming Technology in Energy Systems Integration*" publicado por *Energy Systems Integration Group* (ESIG) [2]. A partir de la referencia, se identifican en la figura tres etapas que entre los encuestados se consideran con una importancia estrecha: (1) A los desarrolladores de Tecnología Basada en Inversores (IBR) solo construirían según los requisitos o los incentivos del mercado con un 31%, (2) A los operadores/propietarios les resulta difícil exigir funcionalidades de IBRs que no están ampliamente disponibles con un 30% y (3) Los fabricantes no tienen una especificación clara de la demanda para desarrollar tecnología *Grid-Forming* con un 26%.

En relación a los tres actores mencionados anteriormente, es posible analizar que en la Figura 35 los fabricantes/proveedores y operadores/propietarios identificaron la alternativa que los involucra directamente como preferencia. En cambio, los desarrolladores señalan que la barrera la tienen principalmente los operadores/propietarios.

Según el problema circular planteado en el reporte "*Grid-Forming Technology in Energy Systems Integration*" publicado por *Energy Systems Integration Group* (ESIG). Seleccione la etapa en la que considere que está la barrera más importante.

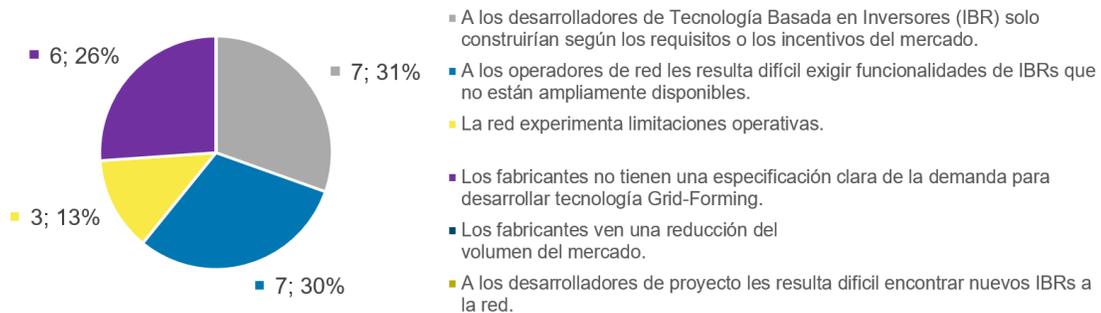


Figura 34: Resultados pregunta 5.

Según el problema circular planteado en el reporte "*Grid-Forming Technology in Energy Systems Integration*" publicado por *Energy Systems Integration Group* (ESIG). Seleccione la etapa en la que considere que está la barrera más importante.



Figura 35: Resultados pregunta 5.

La importancia de los resultados de las preguntas 4 y 5 (Figura 32, Figura 33, Figura 34 y Figura 35), radica en la necesidad de instalar un marco comprensivo sobre los roles que cada actor juega en el Sistema Eléctrico Nacional. Por tanto, resulta necesaria la colaboración entre sí, para formar y respaldar las condiciones de operación de las redes predominadas por inversores, las cuales exigen necesidades diferentes a las actuales con generadores sincrónicos. La afirmación anterior, encuentra justificación en lo que se refiere a la importancia de que todos los actores se encuentren interesados, puesto que, al no ser así, existirían mayores dificultades para alcanzar el desarrollo y/o implementación de esta tecnología en el SEN.

Estos resultados pueden dar una pauta sobre qué actores trabajar y de qué manera trabajarán para conseguir el desarrollo e implementación de esta tecnología. La afirmación anterior encuentra validez en la siguiente situación hipotética: exigirle funcionalidades a los activos de los desarrolladores de proyecto podría agravar aún más esta percepción de creer que no todas las partes están interesadas, ya que serían los principales actores trabajando en el desarrollo y/o implementación.

A su vez, dichos resultados evidencian el desafío planteado por el reporte de ESIG, pues, las barreras se identifican tanto a nivel de desarrolladores, operadores y fabricantes. También, reflejan las respuestas de estos mismos actores respecto a su percepción de señalar que no todas las partes están interesadas en el desarrollo y/o implementación de esta tecnología en el SEN. Concretamente son dos tercios de los actores que se autoidentifican en la etapa en la cual se encuentra la barrera más importante, resultando aún más difícil el desarrollo y/o implementación de esta tecnología en el marco actual en el que se encuentra el SEN.

Por otro lado, en la Figura 36, se observa el tiempo que estiman los encuestados con respecto a la disponibilidad de que la tecnología *Grid-Forming* estaría disponible en el mercado enfocado a Sistemas Eléctricos de Potencia. Los resultados de la figura, muestran que la mitad de los encuestados (50%) considera que la tecnología se encontrará disponible en menos de 5 años, mientras que el 46%, estima que estará en entre 5 y 10 años. En base a estos datos, se puede observar las percepciones sobre el desarrollo de la tecnología, pues al señalar que estará disponible en un plazo menor de 5 años, podría indicar el paradigma de que la tecnología está suficientemente madura y/o que se encontrará disponible en el mercado o incluso los mismos como actores sean quienes impulsan su desarrollo.

En el caso de Chile, y en relación a los estudios del CEN, en el cual se descarta como solución viable a corto plazo implementar esta tecnología para el año 2025 (menos de 5 años). No obstante lo anterior, también reconocen que el mercado tendrá un fuerte desarrollo de esta tecnología para instalaciones a gran escala, acontecimiento que permite prever su disponibilidad para el horizonte 2030 (entre 5 y 10 años).

¿En cuanto tiempo considera usted que la tecnología Grid-Forming estará disponible en el mercado enfocado a Sistemas Eléctricos de Potencia?

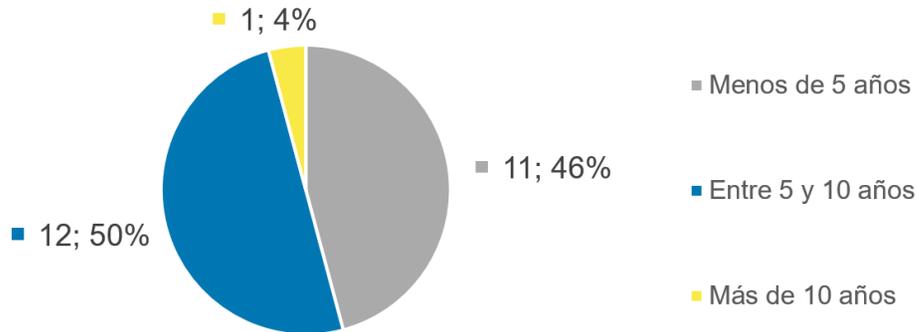


Figura 36: Resultados pregunta 6.

En la Figura 37, se observan los resultados de la afirmación sobre la exigencia de normativas consideradas por los encuestados como necesarias para el funcionamiento de la Tecnología Basada en Inversores que tienen como objetivo impulsar el desarrollo de la tecnología. Se obtiene que el 79% de los encuestados se encuentra a favor (coloreados en tonos azules) de que la normativa debería exigir funcionalidades de la Tecnología Basada en Inversores para impulsar su desarrollo. De este espectro de encuestados, un 42% señaló estar totalmente de acuerdo, de este porcentaje en específico, destaca la participación de los operadores/propietarios (30%) y la academia (30%). Por último, otro espectro de los encuestados señala estar de acuerdo, de ellos, destacan los fabricantes/proveedores con un 56%, seguido por los operadores/propietarios y desarrolladores de proyectos, ambos con un 22%.

Ahora, tomando en cuenta que anteriormente se obtuvieron en la Figura 30 resultados en los cuales el 75% de los encuestados manifestó acuerdo en que los inversores habilitan soluciones para la regulación de frecuencia y tensión. Al sumar a estos dos resultados, es posible interpretar que, si bien se considera una solución, también creen que debería exigirse en la normativa.

Que tan de acuerdo se encuentra con la siguiente frase “La normativa debería exigir funcionalidades de la Tecnología Basada en Inversores para impulsar el desarrollo de la tecnología”

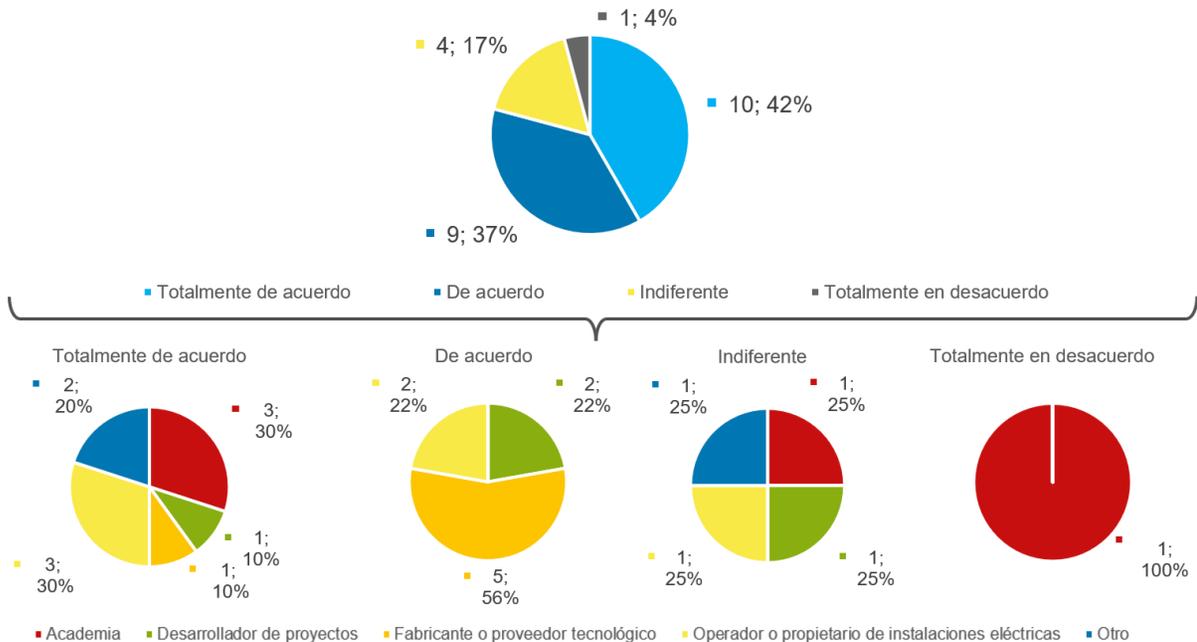


Figura 37: Resultados pregunta 7.

En cuanto a las preguntas asociadas a las barreras, según lo observado en la Figura 38, se puede identificar que los encuestados señalan que la principal barrera corresponde a la no remuneración posterior, seguida por la falta de normativa existente. Luego, entre los encuestados, señalaron estrechamente las barreras del desconocimiento por la tecnología y la percepción de la falta madurez, altos costos de adquisición y mercado suficiente de proveedores que desarrollen esta tecnología.

Con respecto al conocimiento sobre la tecnología, según la Figura 39, se obtiene que más de la mitad de los encuestados no sabe y/o conoce a los proveedores actuales que les permiten adquirir esta tecnología. De ellos, principalmente la respuesta viene de operadores/propietarios (31%), academia (31%) seguido por “otros” y desarrolladores de proyectos (ambos 15%).

De las siguientes alternativas, cuales identifica como las 3 principales barreras de adquisición para la implementación de Tecnología Basada en Inversores para que entreguen servicios a la red (Grid-Following y Grid-Forming).



Figura 38: Resultados pregunta 8.

En el caso de que usted decidiera optar por instalar su tecnología con inversores con control tipo Grid-Forming o Grid-Following con atributos que permitan entregar servicios a la red ¿Sabe o conoce los proveedores actuales donde podría adquirir esta tecnología?

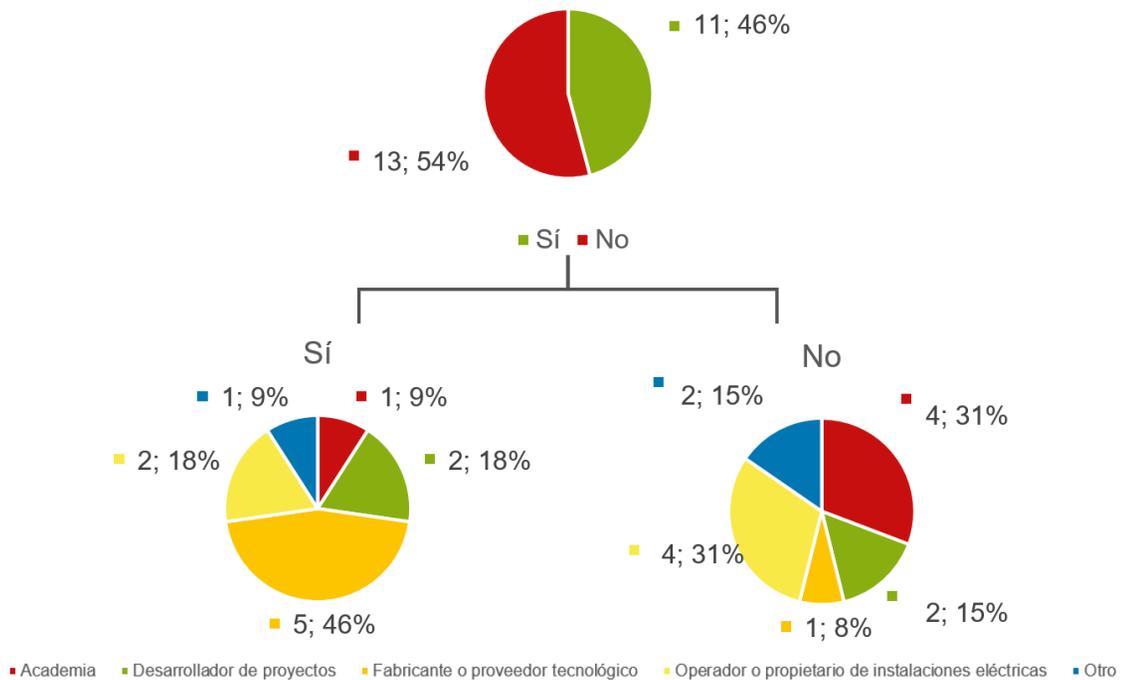


Figura 39: Resultados pregunta 9.

En la Figura 40, se encuentra el desglose de las respuestas de la pregunta anterior según la identificación de los encuestados. Por un lado, en dicha figura se obtiene que más de la mitad de los operadores, academia y otros, desconocen los proveedores actuales de la tecnología. Por otro lado, los desarrolladores se encuentran divididos y los fabricantes/proveedores son los únicos actores que en su mayoría manifiestan tener conocimiento sobre los proveedores para adquirir la tecnología.

En el caso de que usted decidiera optar por instalar su tecnología con inversores con control tipo Grid-Forming o Grid-Following con atributos que permitan entregar servicios a la red ¿Sabe o conoce los proveedores actuales donde podría adquirir esta tecnología?

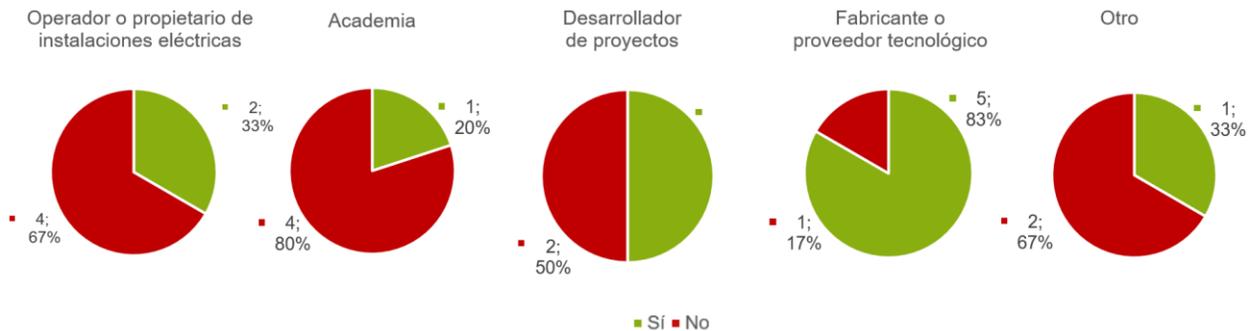


Figura 40: Resultados pregunta 9.

Luego, en la Figura 41, se puede observar que la no remuneración posterior corresponde a una de las principales barreras señalada por los encuestados. Luego, sigue los costos de adquisición y finalmente la madurez tecnológica

Ordene de mayor a menor las siguientes tres barreras asociadas a la implementación de Tecnología Basada en Inversores para que entreguen servicios a la red.

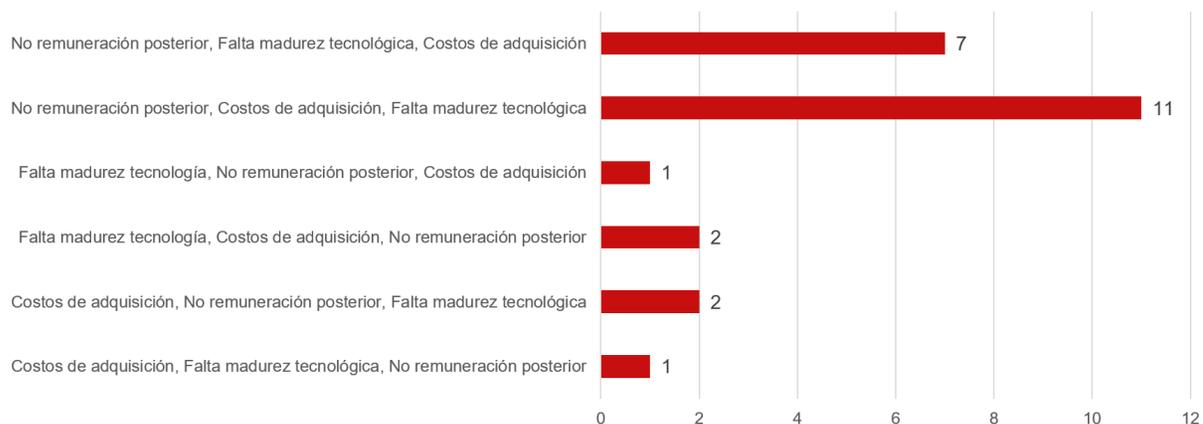


Figura 41: Resultados pregunta 10.

De las preguntas 8, 9 y 10 (Figura 38, Figura 39, Figura 40 y Figura 41) se concluye que faltan iniciativas económicas y regulatorias para la implementación de esta tecnología para que entregue servicios a la red. También, es posible desprender que el desconocimiento por esta tecnología sea percibido de igual manera que otras alternativas. Lo anterior, demuestra la importancia y necesidad de discutir ambas alternativas como habilitantes de soluciones para la regulación de frecuencia y tensión producto del retiro de la generación sincrónica del sistema eléctrico.

Luego, en referencia a los costos de adquisición, y considerando que existe una desinformación importante sobre la tecnología, resulta preocupante que operadores/propietarios y desarrolladores tengan altos porcentajes de desconocimiento de los proveedores actuales, ya que son finalmente quienes adquirirán la tecnología. Es por esto, que se torna imperativo trabajar en un mapeo de los proveedores de esta tecnología, donde se identifiquen los fabricantes y proveedores actuales de esta, junto con mostrar la experiencia y los resultados reales obtenidos.

Considerando las barreras de desconocimiento y costos de adquisición, sería interesante realizar un estudio que cuantifique los costos adicionales que generaría para una instalación de una central generadora implementar esta tecnología.

Respecto a la pregunta realizada a los encuestados respecto a su disposición de instalar su generación con tecnología tipo *Grid-Forming* o *Grid-Following* con atributos que permitan entregar servicios a la red, considerando los beneficios que ofrece. Se obtiene que el 25% de los encuestados lo instalaría actualmente, mientras que, el 33% la instalaría solo si existieran incentivos económicos, el 21% en 5 años más y por último, un 21% solo cuando se tenga mayor desarrollo y experiencia de la tecnología. Sin embargo, resulta llamativo analizar en mayor profundidad las respuestas según el sector, lo cual será discutido en la siguiente pregunta de la encuesta. Los resultados de lo anterior se encuentran en la Figura 42.

¿Estaría dispuesto a instalar su generación con tecnología tipo Grid-Forming o Grid-Following con atributos que permitan entregar servicios a la red, considerando los beneficios que ofrece?



Figura 42: Resultados pregunta 11.

A partir de los resultados, por un lado, se puede concluir que existe interés por la tecnología al estar dispuestos a entregar servicios a la red, considerando los beneficios que ofrece pese a las condiciones actuales del mercado y la experiencia de la tecnología. Por otro lado, los resultados ilustran las faltas de iniciativas económicas que impulsen su implementación/desarrollo. Por último, aquellos encuestados que señalan que solo lo instalarían cuando se tenga mayor desarrollo y experiencia de la tecnología, demuestran la necesidad de desarrollar instancias en las cuales los fabricantes/desarrolladores de la tecnología y los operadores o desarrolladores compartan su experiencia y resultados obtenidos.

En la Figura 43, se analizaron las respuestas según sector, de estas se pueden identificar los actores que realmente podrían instalar su generación con este tipo de tecnología, es decir, operadores/propietarios y desarrolladores. De los actores y/o encuestados mencionados, solo uno (1) señala que la instalaría ahora (un operador/propietario), lo cual nuevamente constata las barreras económicas, regulatorias y desconocimiento que se tiene por la tecnología.

Bajo esta misma idea, por un lado, se obtiene que la mayoría de los desarrolladores de proyecto instalaría la tecnología solo si existieran incentivos económicos (75%), mientras que ninguno de ellos, estaría dispuesto a instalarlo ahora o bajo la experiencia internacional. Lo anterior indica que solo desarrollarían y/o implementarían en función del mercado existente. Por otro lado, los operadores/propietarios instalarían la tecnología cuando tengan mayor desarrollo y experiencia de esta (33%) y en 5 años más (33%) por lo que, se podría incentivar la difusión de la experiencia internacional al respecto. Por último, los fabricantes también señalan que solo estarían dispuestos bajo incentivos económicos (50%).

¿Estaría dispuesto a instalar su generación con tecnología tipo Grid-Forming o Grid-Following con atributos que permitan entregar servicios a la red, considerando los beneficios que ofrece?

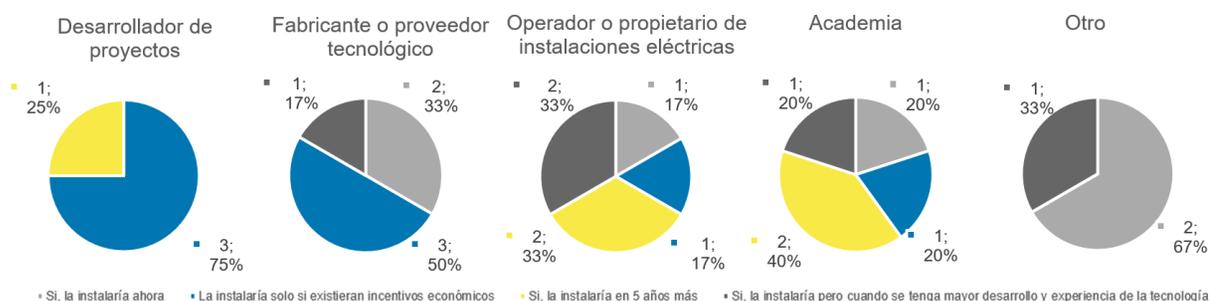


Figura 43: Resultados pregunta 11.

En la Figura 44 se observa la disposición de los encuestados a realizar pruebas piloto en su generación con tecnología tipo *Grid-Forming* o *Grid-Following*, con atributos que permitan entregar servicios a la red, y bajo las condiciones actuales de mercado y regulación. De los resultados de la figura se obtiene que el 79% de los encuestados sí estaría dispuesto a realizar pruebas piloto bajo las condiciones actuales de mercado y regulación. De ellos, destacan las respuestas de los operadores (32%) y fabricantes/proveedores (21%). A raíz de esto llama la atención que los desarrolladores de proyectos componen gran parte de la respuesta no (60%), seguido por los fabricantes/proveedores (40%).

A modo de recordatorio, anteriormente se obtuvo que el 75% de los encuestados señaló que considera que los inversores habilitan soluciones para la regulación de frecuencia y tensión (Figura 30), y que el 79% de los encuestados se encuentran a favor (coloreados en tonos azules) de que la normativa debería exigir funcionalidades de la Tecnología Basada en Inversores para impulsar el desarrollo de la tecnología (Figura 36).

Lo anterior, sumado a los resultados presentados en la Figura 43, reflejan que dos son los actores que podrían instalar su generación con este tipo de tecnología, es decir, los operadores/propietarios y desarrolladores. De ellos, solo uno (1) señala que la instalaría la tecnología inmediatamente (un operador/propietario).

En consecuencia, se puede interpretar nuevamente que, a pesar de que los actores consideran que es una solución y están dispuestos a realizar pruebas piloto para avanzar en los estudios para el desarrollo y/o implementación de esta tecnología, no resulta suficiente. Puesto que, se observa que los actores solo implementarán la tecnología cuando exista una normativa correspondiente junto con los incentivos económicos de mercado. Entonces, una vez más queda en evidencia que existe interés por parte del sector eléctrico en el desarrollo y/o implementación de la tecnología para entregar servicios a la red, sin embargo, bajo las condiciones actuales de mercado y regulación existen barreras importantes sobre la tecnología en las cuales se tiene que trabajar.

En la Figura 45, se encuentra el desglose de las respuestas de la pregunta anterior según la identificación de los encuestados. De dicha figura, se obtiene que el 75% y 33% de los desarrolladores de proyectos y fabricantes/proveedores respectivamente, no estarían dispuestos a realizar pruebas piloto bajo las condiciones actuales de mercado. Lo anterior se asocia a la respuesta de que gran parte de los desarrolladores y fabricantes/proveedores se refiere a la condición de la existencia de incentivos económicos para la instalación de la tecnología.

Por el contrario, la totalidad de los operadores/propietarios, sí estarían dispuestos a realizar pruebas en sus instalaciones eléctricas, lo cual es bastante positivo. Puesto que, a pesar de las condiciones actuales de mercado y regulación, existe al menos un sector dispuesto a generar instancias para el desarrollo de la tecnología para entregar servicios a la red. Además, se podría buscar trabajar con este sector con el objetivo de avanzar en el desarrollo del tema en el Sistema Eléctrico Nacional.

¿Estaría dispuesto a realizar pruebas piloto en su generación con tecnología tipo Grid-Forming o Grid-Following con atributos que permitan entregar servicios a la red , bajo las condiciones actuales de mercado y regulación?"

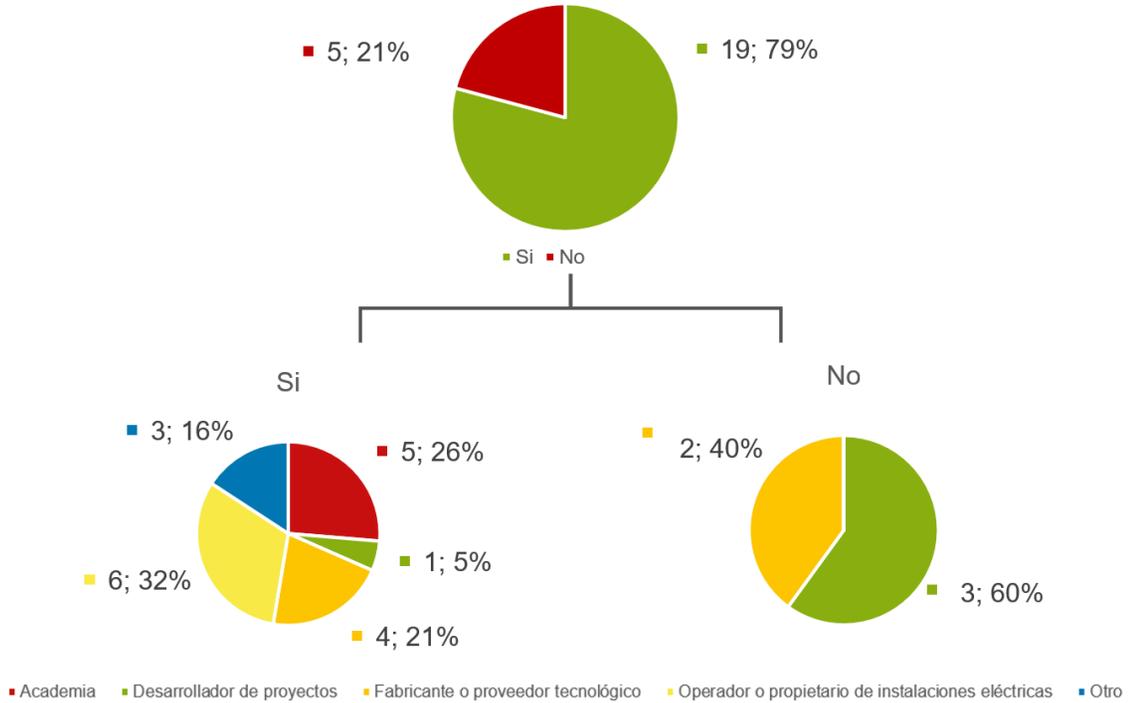


Figura 44: Resultados pregunta 12.

¿Estaría dispuesto a realizar pruebas piloto en su generación con tecnología tipo Grid-Forming o Grid-Following con atributos que permitan entregar servicios a la red , bajo las condiciones actuales de mercado y regulación?"



Figura 45: Resultados pregunta 12.

La Figura 46, está relacionada con la configuración de las pruebas piloto. Los resultados obtenidos mostraron que los encuestados tienen mayores preferencias a realizar pruebas con la tecnología *Grid-Following* con atributos, seguido por un mix entre *Grid-Forming* y *Grid-Following*. La opción con menor preferencia corresponde a la implementación con solo inversores tipo *Grid-Forming*.

En primer lugar, una sugerencia para la tendencia de esta muestra podría ser trabajar con la tecnología actualmente disponible (*Grid-Following*). Posteriormente, se podría avanzar hacia una combinación entre estos inversores en conjunto con inversores de control más avanzados, como son los *Grid-Forming*. Lo anterior con el objetivo de fomentar la participación de estos últimos en el Sistema Eléctrico Nacional.

En el caso hipotético en el que Ud. tuviera que realizar una prueba piloto. Bajo cuál de las siguientes configuraciones lo realizaría:

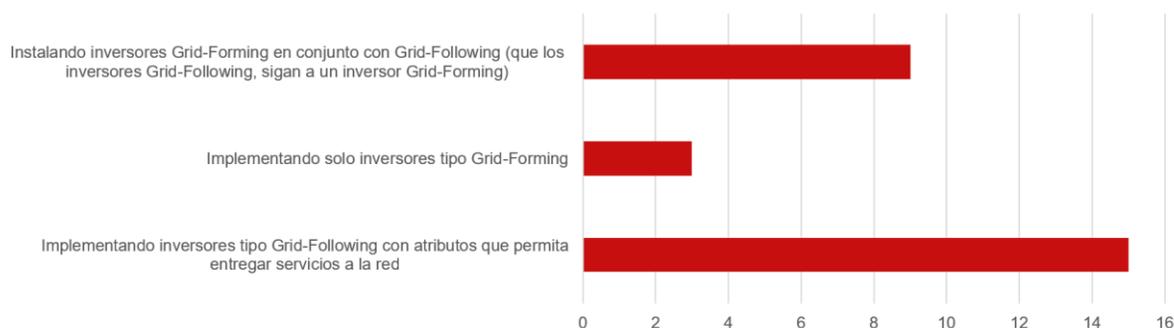


Figura 46: Resultados pregunta 13.

Por último, los comentarios de los encuestados se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Los encuestados insisten en la importancia de avanzar en temas regulatorios como de incentivos económicos para el desarrollo y/o implementación de la tecnología.
- Los encuestados se muestran preocupados por la falta de acción respecto a la urgencia en avanzar en estos servicios, como también, de los riesgos que implica para sus activos realizar pruebas piloto.
- Los encuestados manifiestan interés en seguir la discusión ya sea para saber más del tema, como también para recibir los resultados de la encuesta, contacto con proveedores como también en conocer más sobre la tecnología.

Capítulo 5: Conclusiones

El objetivo general de este trabajo es evaluar la integración de los inversores tipo Grid-Forming en el Sistema Eléctrico con el estudio prospectivo de la tecnología, para cumplir con lo anterior se abordaron en principalmente dos partes: la primera consistió en la realización de simulaciones (en *Matlab Simulink*) con el fin de estudiar el impacto de la integración de los inversores con esta tecnología en SEP en diferentes escenarios de penetración de IBRs; la segunda consistió en la elaboración de una encuesta para el levantamiento de información sobre el estado y madurez de la tecnología, la cual fue dirigida hacia los actores de la industria eléctrica chilena, entre los cuales se encuentran académicos, desarrolladores de proyectos, fabricantes/proveedores tecnológicos y operador/proprietarios de instalaciones eléctricas.

En cuanto a los resultados obtenidos por las simulaciones realizadas, sus resultados logran constatar que en aquellas redes donde se tenga mayor generación basada en inversores conectada con tecnología tipo *Grid-Forming* se obtienen mejores resultados de la respuesta de frecuencia del sistema, según el punto de vista del ROCOF y de la frecuencia de Nadir

Lo anterior se justifica en la electrónica de potencia asociada, ya que los *Grid-Following* no cuentan con un control de frecuencia, pero sí de potencia activa/reactiva. Es por esto que en un principio no enfrentan el desbalance, pero si se retornan a su valor de potencia previo. Mientras que el control avanzado de la tecnología *Grid-Forming* implementada con *control droop*, si son capaces de ajustar su potencia de salida en función de las condiciones que requiera el sistema. Además, por sus ajustes internos (pendiente del *droop*) estos últimos entregan mayor potencia en un menor tiempo y con menos oscilaciones.

En este sentido, queda en evidencia que si un SEP se encuentra en vías o planes de descarbonización será necesario contar con este tipo de inversores.

En cuanto a los resultados de la encuesta se logra levantar información sobre el estado y madurez de la tecnología, dando un acercamiento sobre quiénes trabajan y cómo trabajan. A partir de esta encuesta, se evidencia que existe interés por la tecnología y que se reconoce como una alternativa de control interesante para estudiar y reexaminar para la entrega de algunos de los servicios complementarios proporcionados por los generadores síncronos y de esta manera se continúe garantizando la operación segura, estable y confiable del SEN.

También se identifican las principales barreras asociadas, tales como la falta de iniciativas económicas y regulatorias que impulsen su implementación y/o desarrollo. A su vez, llama la atención el desconocimiento que se tiene por la tecnología.

De esta misma manera, se ve reflejada la percepción de los actores en considerar que no todas las partes involucradas se encuentran interesadas en el desarrollo y/o implementación de esta tecnología, lo cual significa un desafío, ya que para este control avanzado, resulta necesario que tantos desarrolladores, fabricantes y operadores colaboren entre sí para formar y respaldar las redes futuras, las cuales se encuentran predominadas por IBRs los cuales exigen reglas diferentes a las que se tenían con anterioridad. Esto se debe que el comportamiento del inversor depende del diseño de su circuito de control y varía según el fabricante [23] pues, tal como se estudió en la revisión bibliográfica de este trabajo, existen diferentes tipos de controles de GFM los cuales varían en complejidad.

A partir de estos resultados, se da énfasis en la importancia y necesidad de discutir ambas alternativas (*Grid-Forming* y *Grid-Following* con atributos) como habilitantes de soluciones para la regulación de frecuencia y tensión producto del retiro de la generación sincrónica del sistema eléctrico. En este sentido, se concluye que se podría trabajar primero con la tecnología actualmente disponible (*Grid-Following*), luego avanzar hacia una convergencia entre estos inversores en conjunto con inversores de control más avanzados como son los *Grid-Forming*, donde aumente cada vez más la participación en el Sistema Eléctrico Nacional.

Bajo la misma idea, como se plantea en [7], en un futuro, es posible que los inversores GFM coexistan con los inversores actuales de tipo GFL presente en el sistema [3], pues se presenta como solución complementar los inversores GFL con condensadores síncronos e ir incorporando GFM en la medida que la tecnología continúe desarrollándose. Incluso se podría permitir 100% de IBRs durante periodos cortos de tiempo, pero solo si el sistema se encuentra operativo (no en un sistema de arranque de emergencia).

5.1 Trabajo Futuro

Finalmente, se presentan las recomendaciones y trabajo futuro a partir de esta memoria.

Por un lado, en cuanto a las simulaciones se recomienda:

- 1) Utilizar un sistema cuya topología se asemeje en mayor medida a la del SEN.
- 2) Estudiar más contingencias, tales como pérdida de generación o de líneas de transmisión.
- 3) Evaluar el desempeño del sistema con índices de fortaleza que consideren el impacto de los IBR conectados cercanos al nudo a evaluar tal como lo estudia la Relación de cortocircuito equivalente.

Por otro lado, en cuanto a los resultados de la encuesta se tiene que:

- 1) Resulta necesario trabajar en un mapeo de los proveedores de esta tecnología, donde se identifiquen los fabricantes y proveedores actuales de esta.

- 2) Se propone elaborar un insumo sobre la tecnología que abarque diferentes visiones de esta. Esto es, aplicaciones de la tecnología, experiencia internacional, incluir el mapeo de proveedores con el fin de trabajar la barrera de desconocimiento de la materia.
- 3) Se propone elaborar un estudio que cuantifique los costos adicionales que incurre una central generadora al optar en su instalación tecnología *Grid-Forming* en comparación a una *Grid-Following*.
- 4) Reexaminar y realizar cambios normativos e incentivos de mercado necesarios para la implementación de esta tecnología, ya sea a corto o a largo plazo en el SEN.
- 5) Se propone incentivar instancias donde se comparta la experiencia internacional al respecto, ya sea su experiencia en el desarrollo de la tecnología, regulación y normas asociadas e incentivos económicos como sus resultados obtenidos. En estas instancias es altamente recomendado motivar la asistencia de los principales actores involucrados.
- 6) Se propone trabajar primero con la tecnología actualmente disponible, luego avanzar hacia una combinación entre estos inversores en conjunto con inversores *Grid-Forming*, donde cada vez estos tengan una mayor participación en el SEN, como se mencionó anteriormente.

GLOSARIO

AEMO	<i>Australian Energy Market Operator</i>
AGC	Control Automático de Generación
AT	Alta tensión
AVR	Regulador Automático de Voltaje
BT	Baja tensión
CA	Corriente alterna
CC	Corriente Continua
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CPF	Control Primario de frecuencia
CSF	Control Secundario de frecuencia
DVC	<i>Direct Voltage Control</i>
EDAC	Esquemas de Desconexión de Carga Automática
EDAG	Esquema de Desconexión Automático de Generación
ERV	Energías Renovables Variables
ESCR	Relación efectiva de cortocircuito
GFL	<i>Grid-Following</i>
GFM	<i>Grid-Forming</i>
GS	Generadores Síncronos
H	Inercia
HECO	<i>Hawaiian Electric Company</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
Hz	Hertz
IBR	<i>Inverter-Based Resources</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>

MSV, VSM, VISMA	Máquina Síncrona Virtual
MT	Media Tensión
NGESO	<i>Nacional Grid Electricity System Operator</i>
NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
P	Potencia Activa
P_G	Potencia generada
P_D	Potencia demandada
P_L	Pérdidas
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
Q	Potencia Reactiva
ROCOF	Tasa de cambio de frecuencia
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
SSCC	Servicios Complementarios
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SSR	Resonancia Subsíncrona
SNSP	<i>System Non-Synchronous Penetration</i>
SCR	<i>Short Circuit Ratio</i>
T_e	Torque eléctrico
T_m	Torque mecánico
UNIFI	Consortio de Interoperabilidad Universal para Inversores Formadores de Redes
ω	Frecuencia
V	Voltaje
VOC	<i>Virtual Oscillator Control</i>

Bibliografía

- [1] G. Yuan, «Grid-Forming Technologies Enabling a Decarbonized Power System [Technology Leaders],» *IEEE Electrification Magazine*, vol. 10, nº 1, pp. 7-9, 2022.
- [2] Energy System Integration Group (ESIG), «Grid-Forming Technology in Energy Systems Integration,» 2022.
- [3] T. Liu, X. Wang, F. Liu, K. Xin y Y. Liu, «Islanding Detection of Grid-Forming Inverters: Mechanism, methods, and challenges,» *IEEE Electrification Magazine*, vol. 10, nº 1, pp. 30-38, 2022.
- [4] C. d. Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Mayo 2018.
- [5] M. Ndreko, S. Rüberg y W. Winter, «Grid forming control scheme for power systems with up to 100% power electronic interfaced generation: a case study on Great Britain test system,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, nº 8, pp. 1268-1281, 2020.
- [6] DlgSILENT GmbH, «Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el SEN, Informe Final Actividad 3 - Inversores Formadores de Red,» Diciembre de 2021.
- [7] GIZ, Ministerio de Energía y AC3E, *Análisis de alternativas tecnológicas que aporten servicios de seguridad al sistema eléctrico nacional*, Santiago, 2021, pp. 1-169.
- [8] N. Hatziargyriou, J. Milanović, C. Rahmann, V. Ajarapu, C. Cañizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, A. Stanković, T. Van Cutsem, V. Vittal y C. Vournas, «Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies,» *IEEE Power & Energy Society*, pp. 1-42, 2020.
- [9] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Cañizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. V. Cutsen y V. Vittal, «Definition and classification of power system stability,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, nº 3, p. 1387–1401, 2004.
- [10] C. Rahmann, *Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos Clases 4 – Control de frecuencia*, 2020.

- [11] N. Hatziaargyriou, C. Rahmann, C. Canizares, I. Hiskens, P. Pourbeik y T. Van Cutsem, «Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 36, nº 4, pp. 3271-3281, 2021.
- [12] N. A. E. R. C. (NERC), «Integrating InverterBased Resources into Low Short Circuit Strength Systems,» *Reliability Guideline*, pp. 1-47, 2017.
- [13] J. C. Araneda, V. Velar y R. Espinoza, «Desafíos de la Transición Energética en materias de Inercia y Cortocircuito,» *Coordinador Electrico Nacional (CEN)*, 2021.
- [14] Red Electrica de España, «Criterios técnicos de evaluación de fortaleza de red para integración de MPE de acuerdo a la literatura técnica existente,» *Dirección Desarrollo de la Red, Dpto. Fiabilidad del sistema eléctrico*, pp. 1-11, 2019.
- [15] «Cigre Science & Engieneering,» *CSE020*, vol. 20, 2021.
- [16] J. O'Sullivan, A. Rogers, D. Flynn, P. Smith, A. Mullane y M. O'Malley, «Studying the Maximum Instantaneous Non-Synchronous Generation in an Island System— Frequency Stability Challenges in Ireland,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, pp. 2943-2951, 2014.
- [17] C. Arghir, T. Jouini y F. Dörfler, «Grid-forming control for power converters based on matching of synchronous machines,» *automatica*, vol. 95, pp. 273-282, 2018.
- [18] Y. Lin, J. H. Eto, . B. B. Johnson, J. D. Flicker, R. H. Lasseter, H. N. Villegas Pico, G.-S. Seo, B. J. Pierre y A. Ellis, «Research Roadmap on Grid-Forming Inverters,» 2020.
- [19] A. Tuckey y S. Round, «Grid-Forming Inverters for Grid-Connected Microgrids: Developing “good citizens” to ensure the continued flow of stable, reliable power,,» *IEEE Electrification Magazine*, vol. 10, nº 1, pp. 39-51, 2022.
- [20] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill y G. Verbic, «Foundations and challenges of low-inertia systems (invited paper),» *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pp. 1-25, 2018.
- [21] D. Ramasubramanian, W. Baker, J. Matevosyan, S. Pant y S. Achilles, «Asking for fast terminal voltage control in grid following plants could provide benefits of grid forming behavior,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, pp. 1-16, 2022.
- [22] CEN, «Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada,» *Visión del Coordinador Eléctrico Nacional*, pp. 1-20, 2022.

- [23] J. Benzaquen, M. Miranbeigi, P. Kandula y D. Divan, «Collaborative Autonomous Grid-Connected Inverters: Flexible grid-forming inverter control for the future grid,» *IEEE Electrification Magazine*, vol. 10, n° 1, pp. 22-29, 2022.
- [24] B. Vega, «Estrategias y modos de control de convertidores para la regulación de frecuencia en sistemas de potencia sin inercia,» *Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico de la Universidad de Chile*, pp. 1-143, 2021.
- [25] G. Denis, T. Prevost, M.-S. Debry, F. Xavier, X. Guillaud y A. Menze, «The Migrate project: the challenges of operating a transmission grid with only inverter-based generation. A grid-forming control improvement with transient current-limiting control,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, n° 5, pp. 523-529, 2018.
- [26] X. Zhao, P. G. Thakurta y D. Flynn, «Grid-forming requirements based on stability assessment for 100% converter-based Irish power system,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 16, n° 3, pp. 447-458, 2022.
- [27] P. Roos, «A Comparison of Grid-Forming and Grid-Following Control of VSCs,» *UPPSALA UNIVERSITET*, pp. 1-67, 2020.
- [28] B. Weise, A. Korai y A. Constantin, «Comparison of Selected Grid-Forming Converter Control Strategies for Use in Power Electronic Dominated Power Systems,» *DlgSILENT GmbH*, 2019.
- [29] F. Zhao, X. Wang, Z. Zhou, L. Harnefors, J. R. Svensson, Ł. H. Kocewiak y M. Peter Sidoroff Gryning, «Control Interaction Modeling and Analysis of Grid-Forming Battery Energy Storage System for Offshore Wind Power Plant,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, n° 1, pp. 497-507, 2022.
- [30] B. K. Poolla, D. Groß y F. Dörfler, «Placement and Implementation of Grid-Forming and Grid-Following Virtual Inertia and Fast Frequency Response,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, n° 4, pp. 3035-3046, 2019.
- [31] E. Rokrok, T. Qoria, A. Bruyere, B. Francois y X. Guillaud, «Transient Stability Assessment and Enhancement of Grid-Forming Converters Embedding Current Reference Saturation as Current Limiting Strategy,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, n° 2, pp. 1519-1531, 2022.
- [32] R. Ishita, *Grid-Forming Converter Control Method to Improve DC-Link Stability in Inverter-Based AC*, " PhD diss., University of Tennessee, 2021.
- [33] D. B. Rathnayake, «Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications,» *IEEE Access*, vol. 9, pp. 114781-114807, 2021.

- [34] H. Zhang, W. Xiang, W. Lin y J. Wen, «Grid Forming Converters in Renewable Energy Sources Dominated Power Grid: Control Strategy, Stability, Application, and Challenges,» *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, nº 6, pp. 1239-1256, 2021.
- [35] I. Ray, «Review of Impedance-Based Analysis Methods Applied to Grid-Forming Inverters in Inverter-Dominated Grids,» *Energies*, vol. 14, nº 2686, 2021.
- [36] P. Unruh, M. Nuschke, P. Strauß y F. Welck, «Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods,» *Energies*, 2020.
- [37] B. B. Johnson, M. Sinha, N. G. Ainsworth, F. Dörfler y S. V. Dhople, «Synthesizing Virtual Oscillators to Control Islanded Inverters,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, nº 8, pp. 6002-6015, 2016.
- [38] Y. T. Y.Li, «Revisiting Grid-Forming and Grid-Following,» *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022.
- [39] Y. Li, Y. Gu y T. C. Green, «Revisiting Grid-Forming and Grid-Following Inverters: A Duality Theory,» *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022.
- [40] T. Qoria, Q. Cossart, C. Li, X. Guillaud, F. Colas, F. Gruson y X. Kestelyn, «WP 3- Control and Operation of a Grid with 100 % Converter-Based Devices Deliverable 3 . 2 : Local control and simulation tools for large transmission systems,» 2018.

Anexos

Anexo A

En esta sección se incluyen los principales bloques utilizados en la *Matlab Simulink*, por cortesía de Jorge Vega.

A.1. Modelo Inversores *Grid-Following*

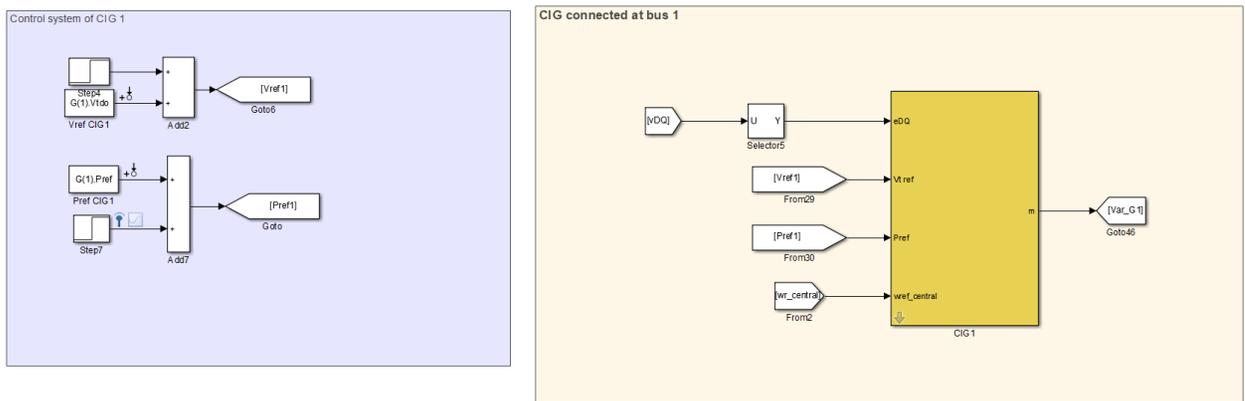


Figura A.1: Esquema general del modelo del inversor GFL.

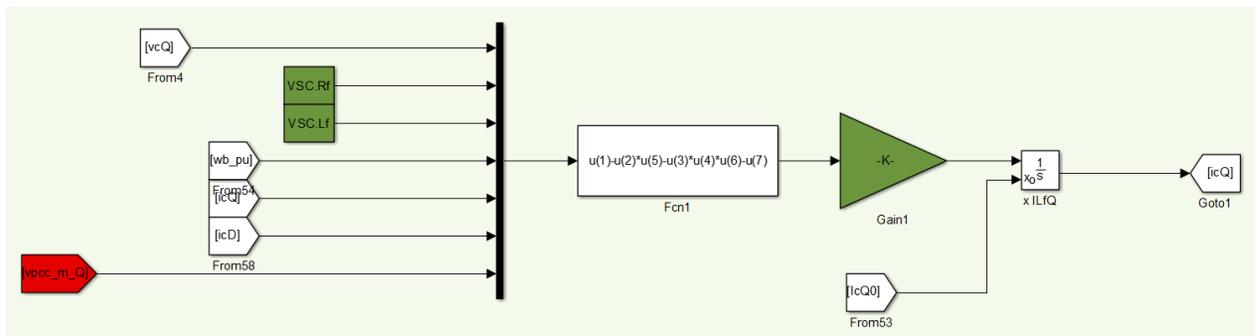


Figura A.2: Modelo de Filtro RL eje q del modelo del inversor GFL.

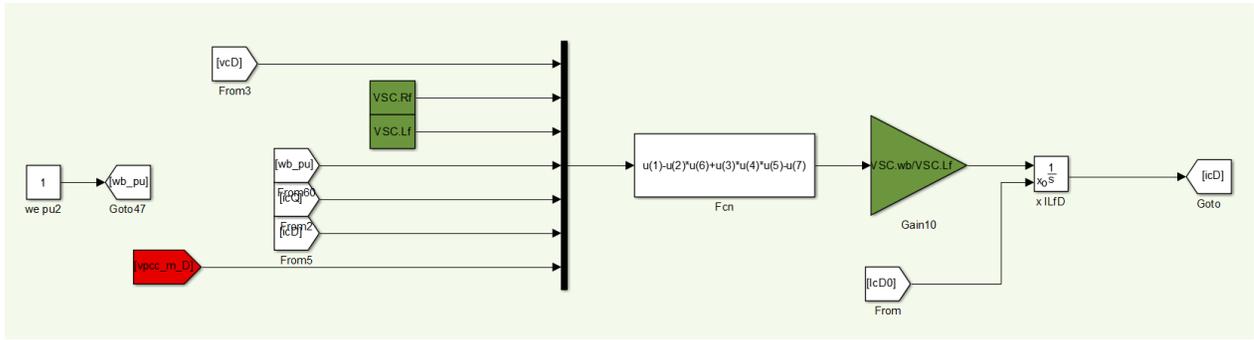


Figura A.3: Modelo de Filtro RL eje d del modelo del inversor GFL.

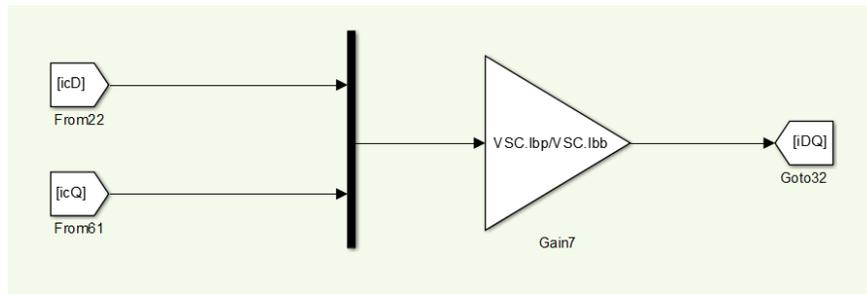


Figura A.4: Modelo de Filtro RL eje dq del modelo del inversor GFL.

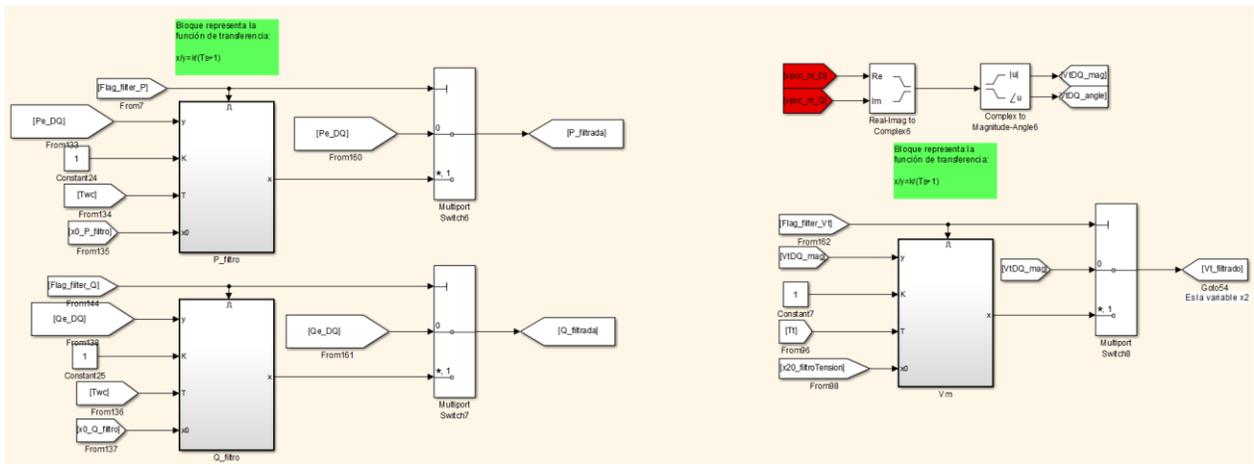


Figura A.5: Mediciones Parte 1 del modelo del inversor GFL.

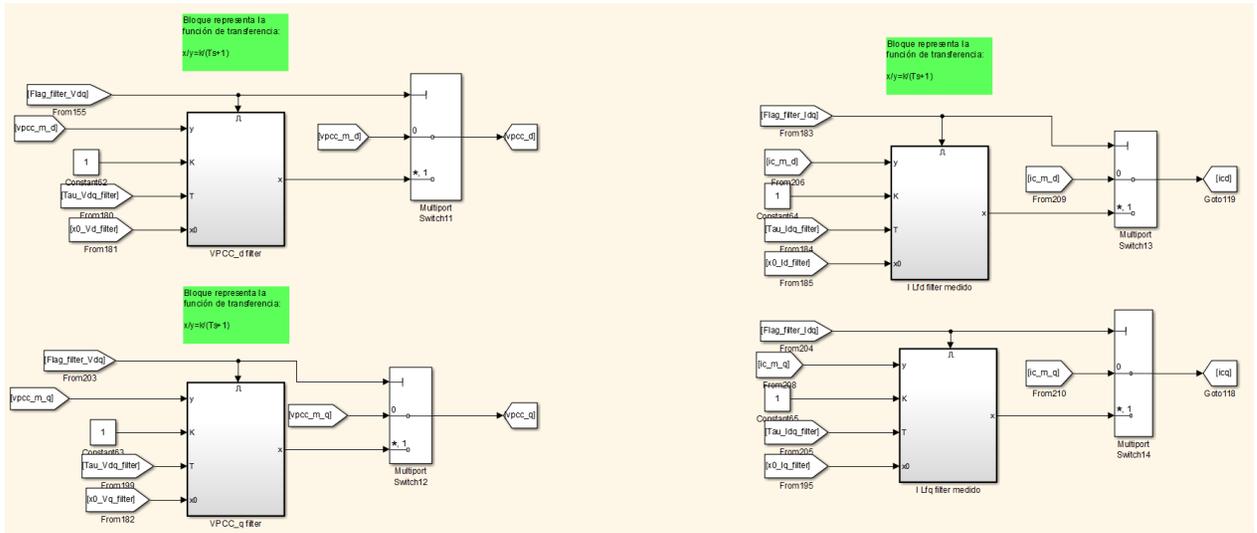


Figura A.6: Mediciones Parte 2 del modelo del inversor GFL.

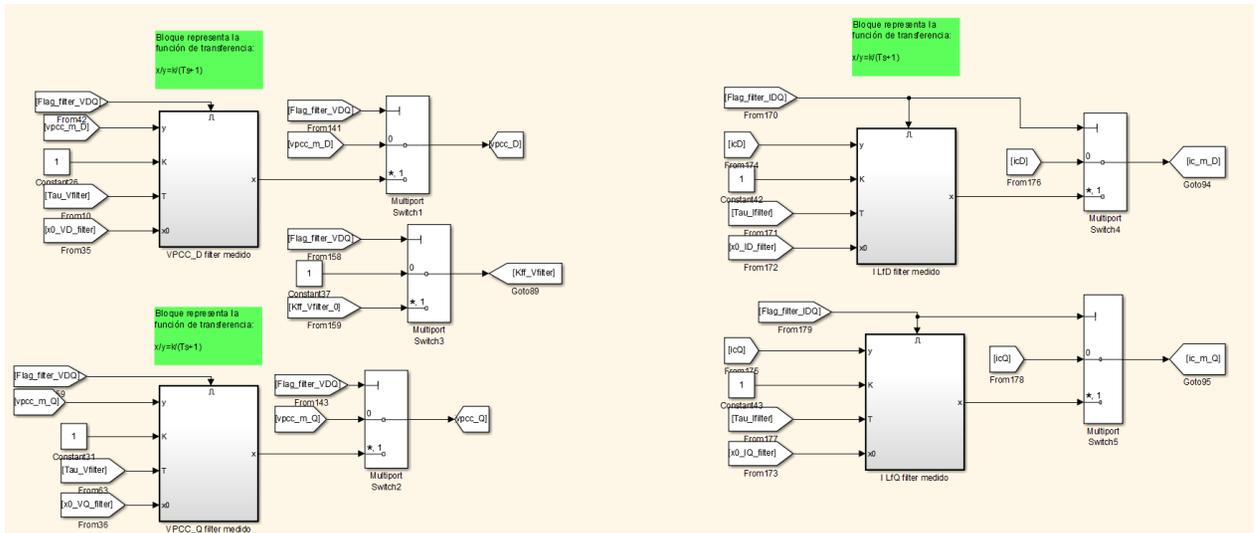


Figura A.7: Mediciones Parte 3 del modelo del inversor GFL.

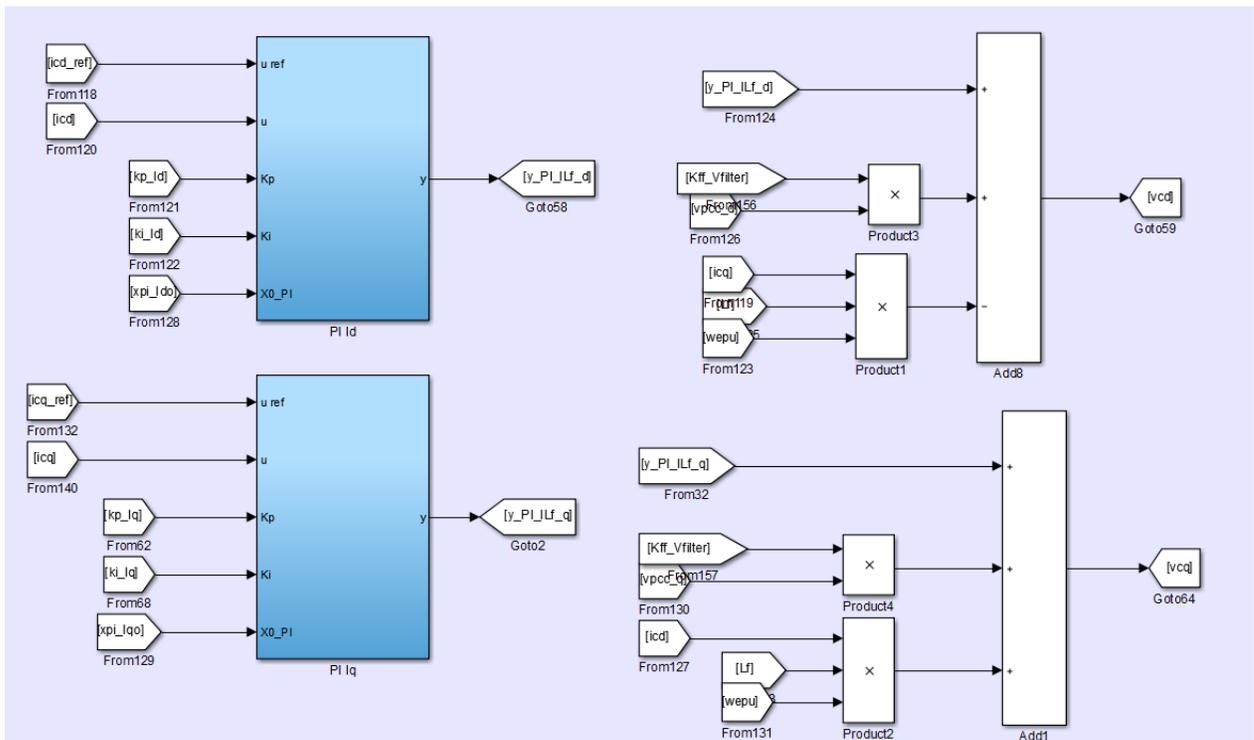


Figura A.8: Lazos Internos de Corriente del modelo del inversor GFL.

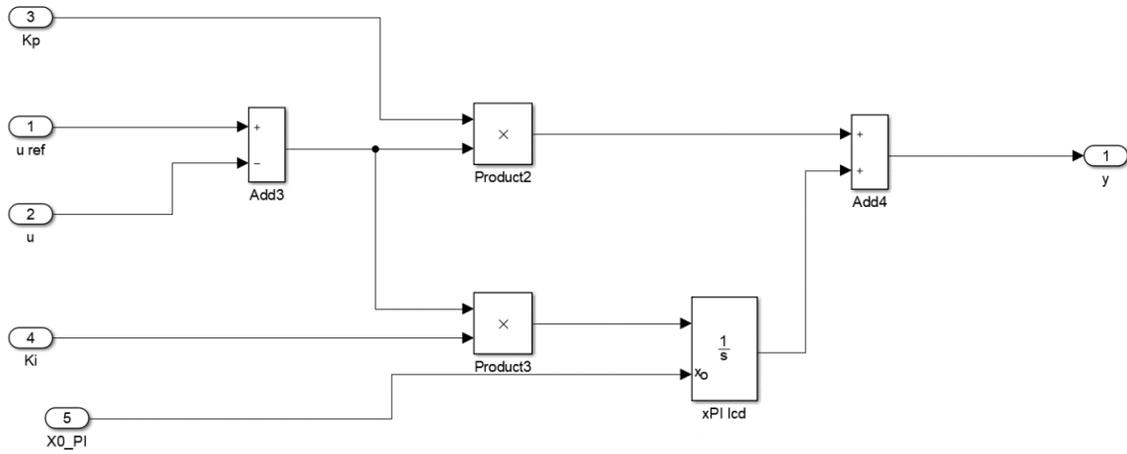


Figura A.9: PI Corriente eje d (Id).

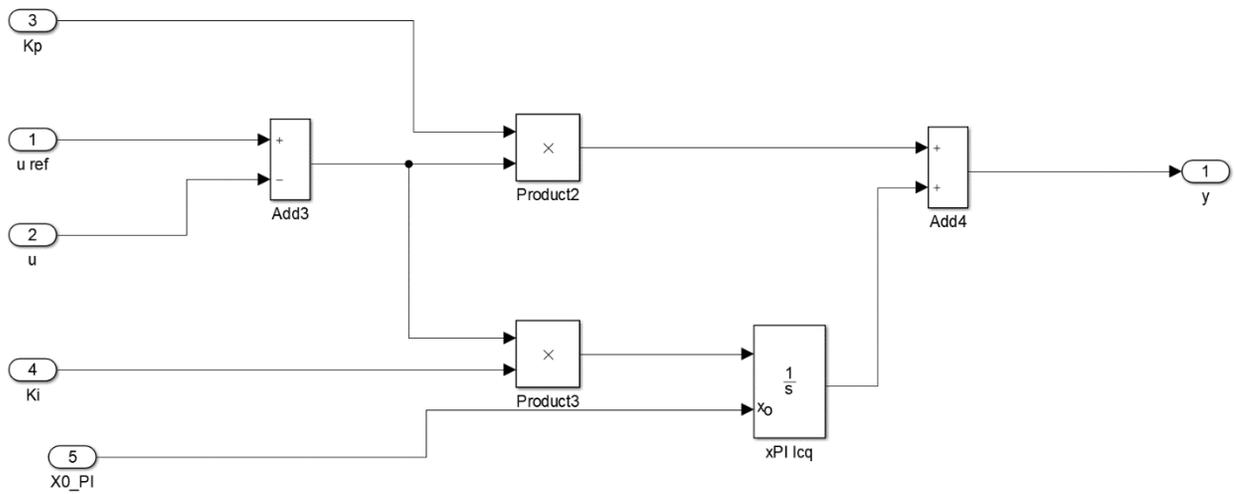


Figura A.10: PI Corriente eje q (I_q).

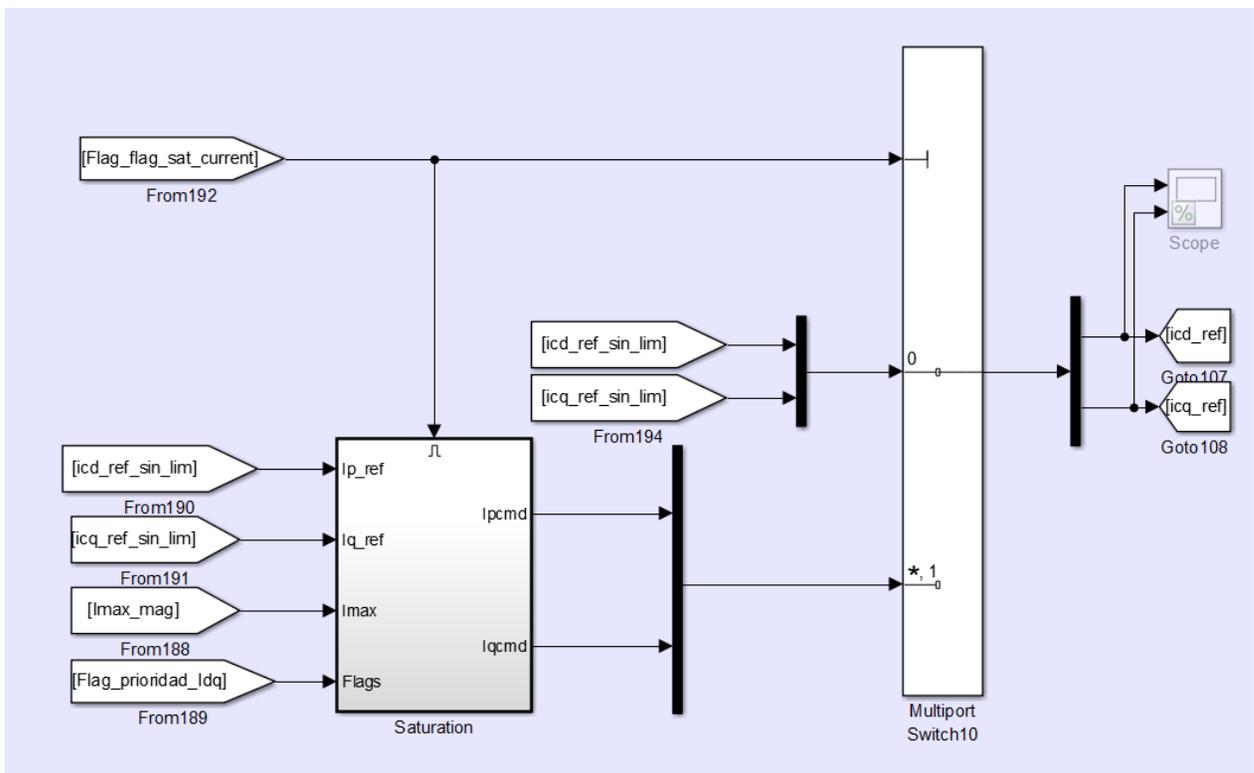


Figura A.11: Algoritmo de Saturación de Corriente del modelo del inversor GFL.

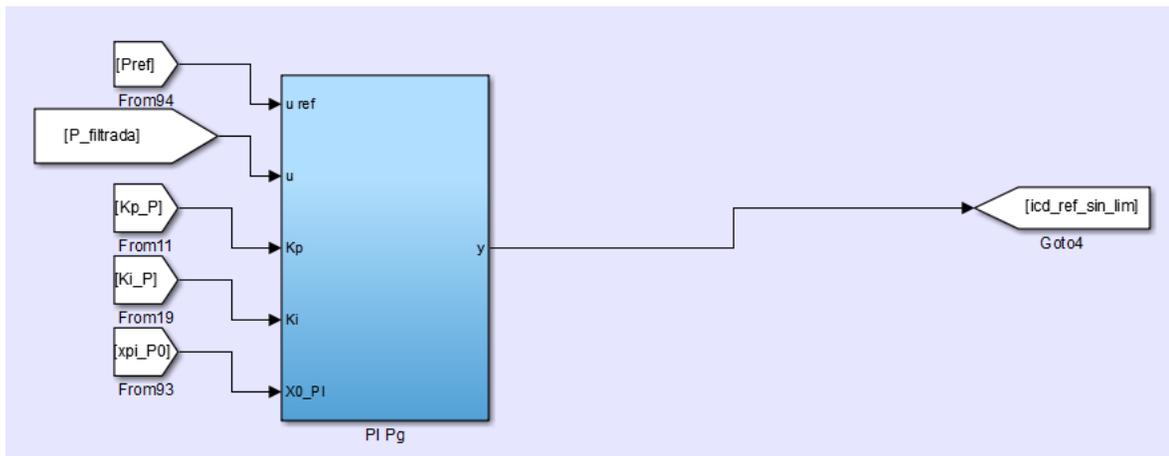


Figura A.12: Lazos Externos de Potencia Activa y Reactiva Lazo externos de potencia activa del modelo del inversor GFL Parte 1.

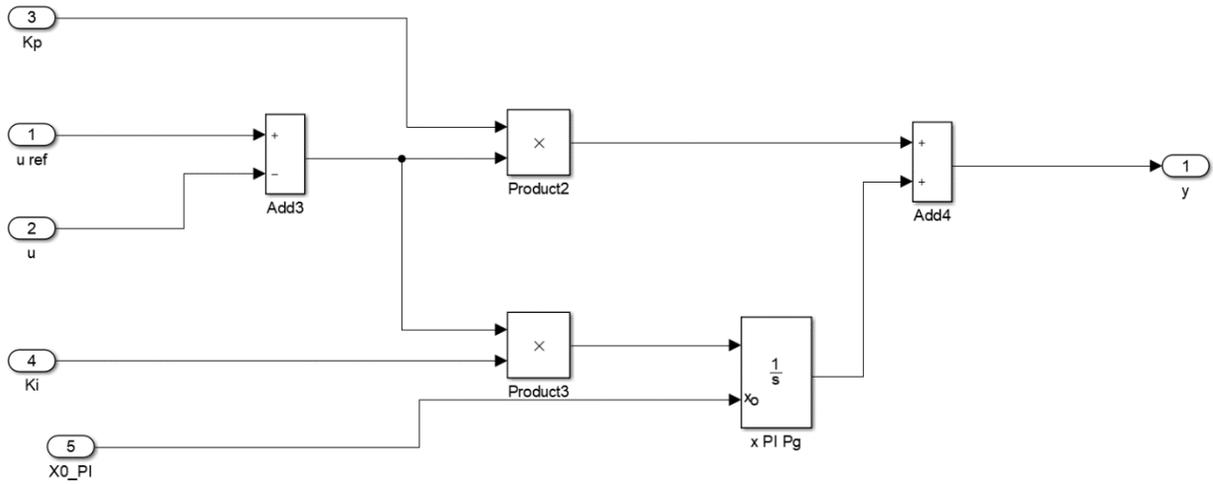


Figura A.13: PI Pg.

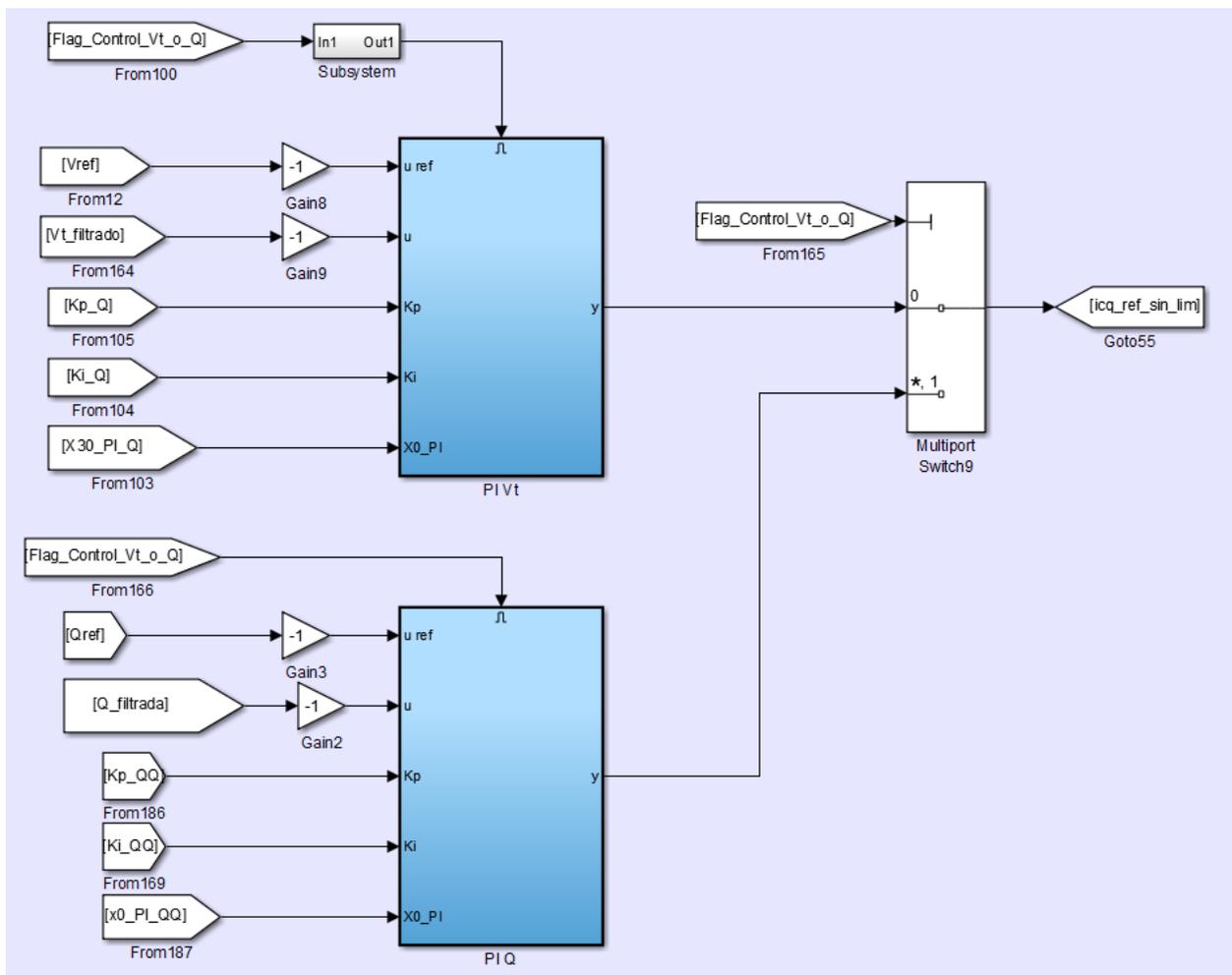


Figura A.14: Lazos Externos de Potencia Activa y Reactiva Lazo externos de potencia activa del modelo del inversor GFL Parte 2.

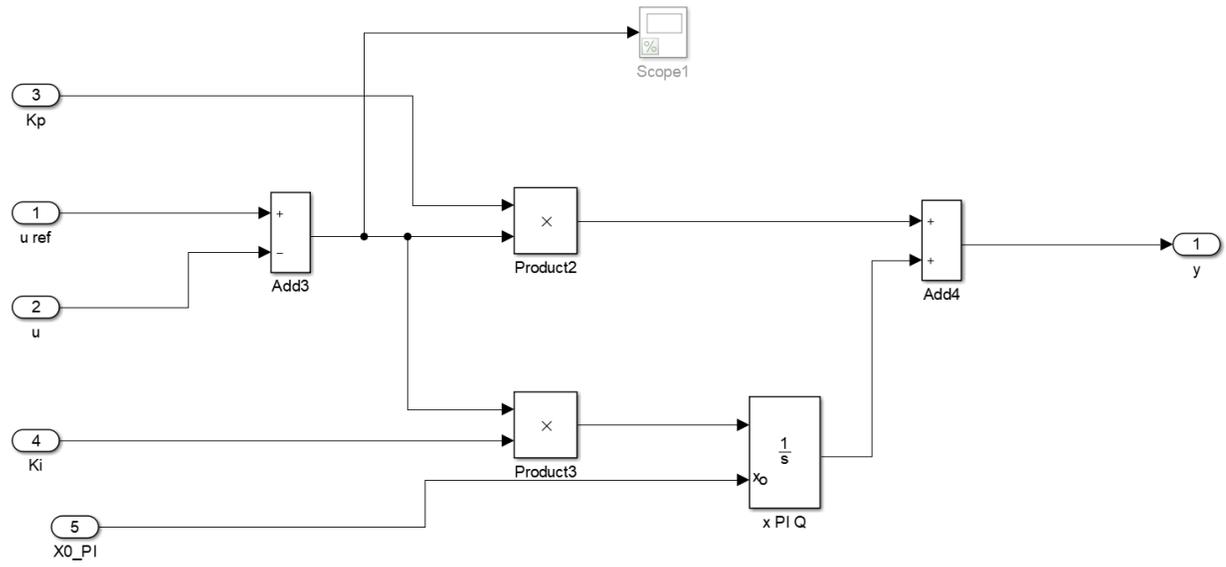


Figura A.15: PI Q.

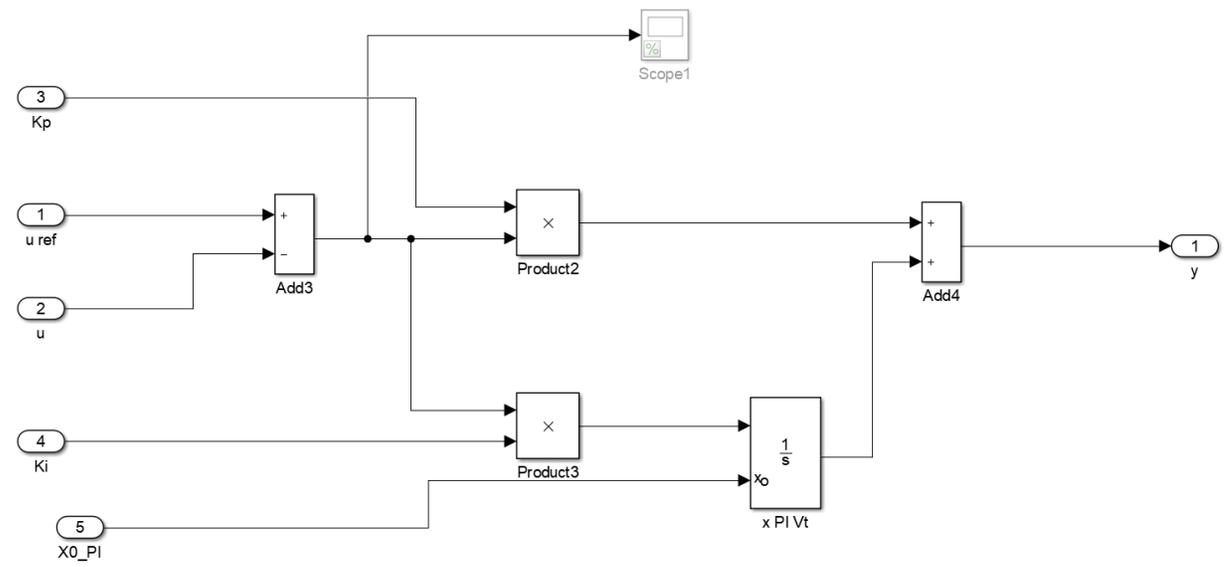


Figura A.16: PI Vt

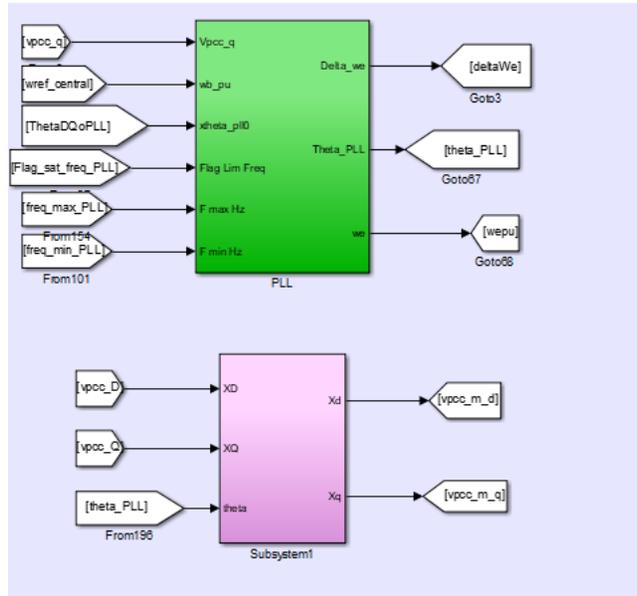


Figura A.17: PLL. Kp y Pi del PLL están dentro del subsistema del modelo del inversor GFL.

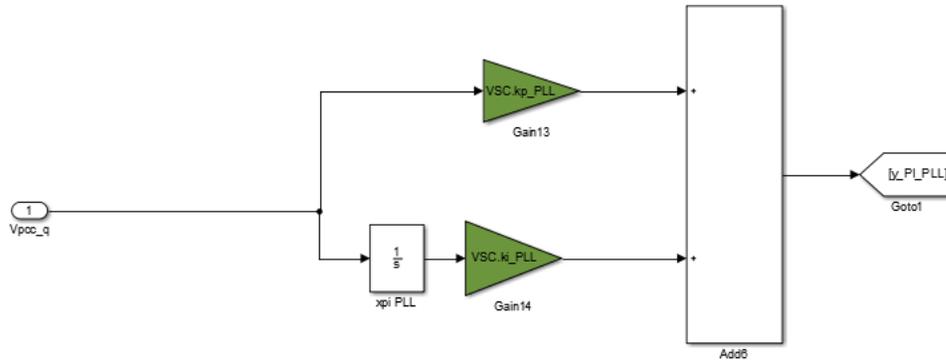


Figura A.18: PLL Parte 1.

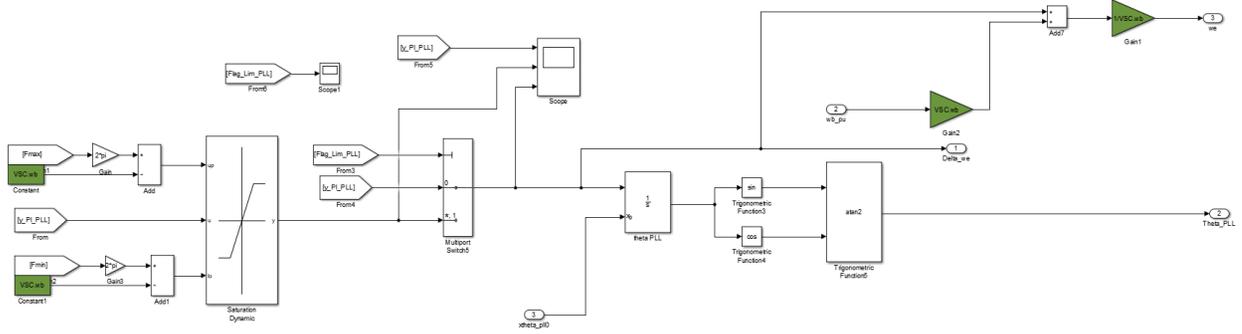


Figura A.19: PLL Parte 2.

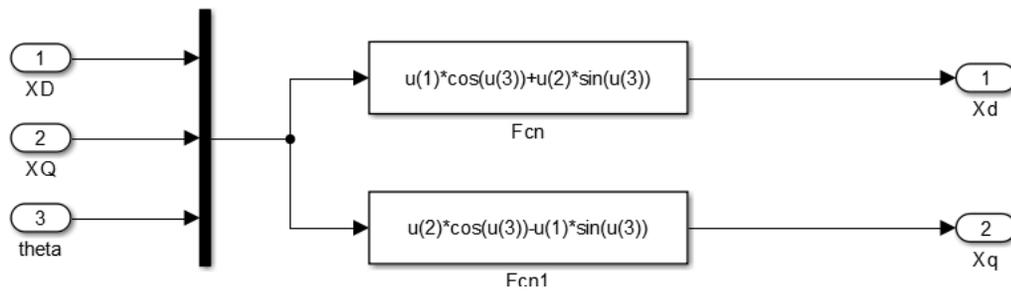


Figura A. 20. Subsistema de la Figura A.17.

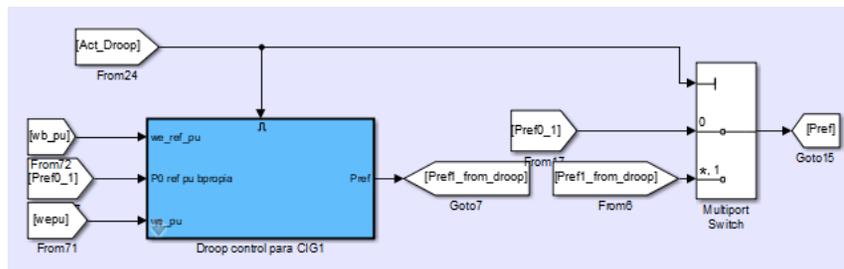


Figura A.21: Control Droop del modelo del inversor GFL.

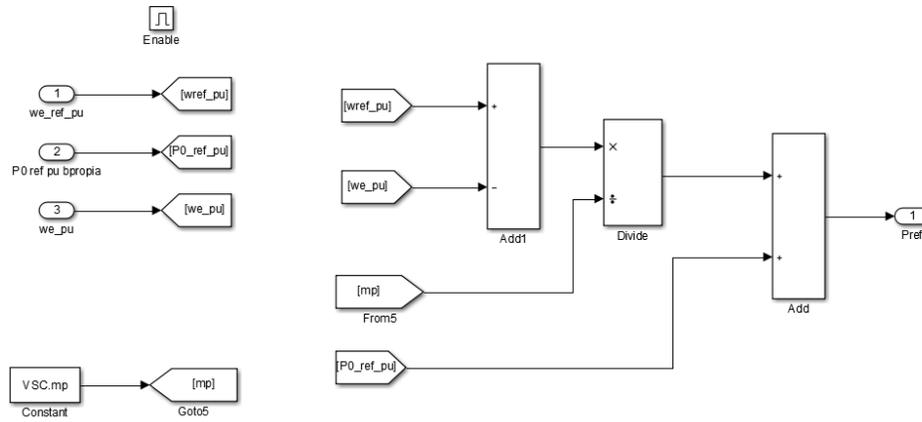


Figura A.22: Control Droop Parte 2 de la Figura A.21.

A.2. Modelo Inversores Grid-Forming

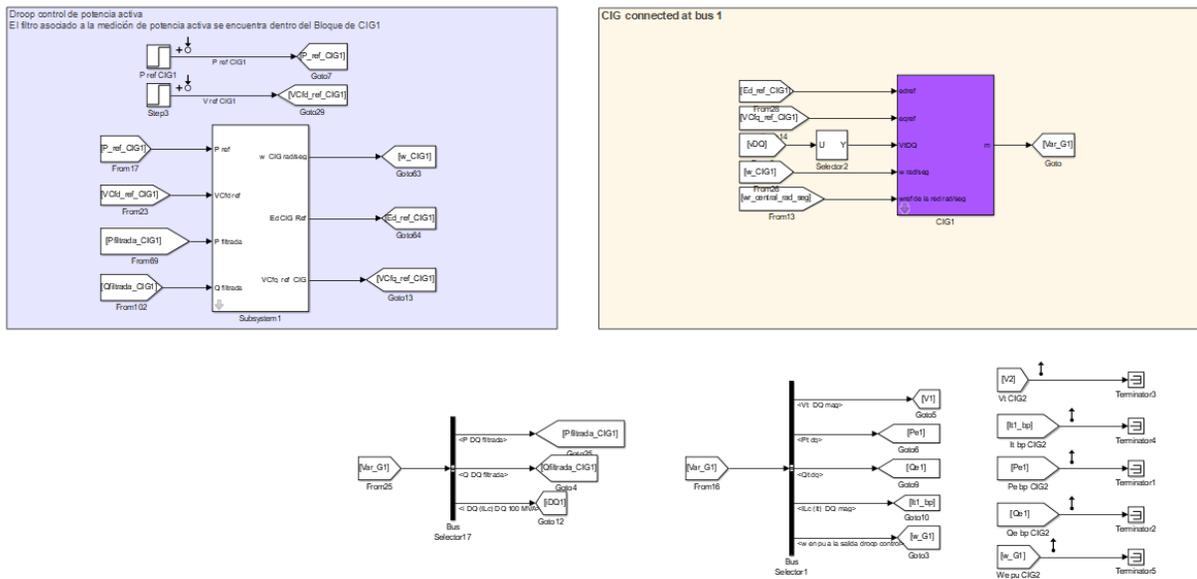


Figura A.23: Esquema general del modelo del inversor GFM.

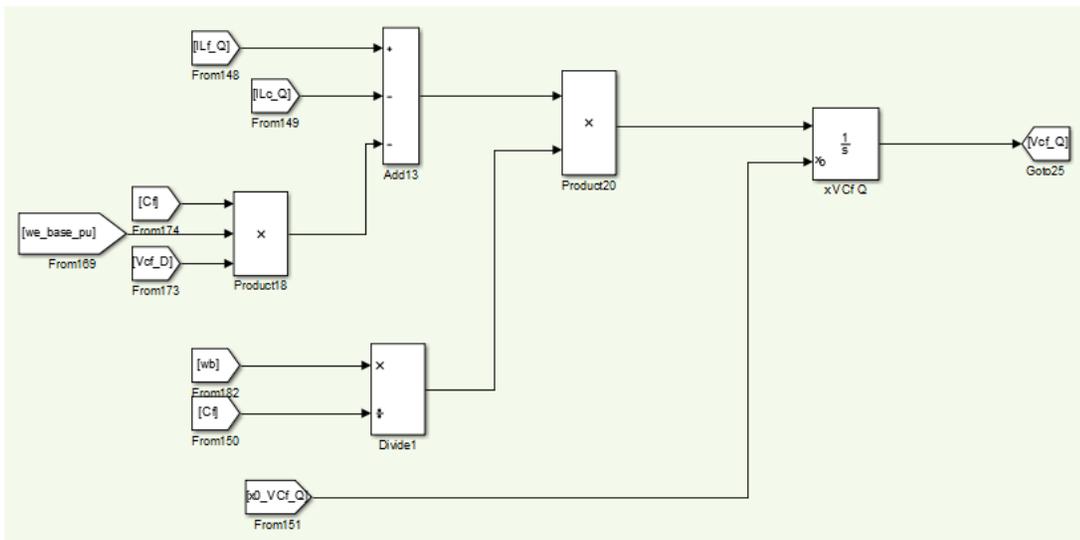


Figura A.24: Modelo dinámico del filtro LCL del modelo del inversor GFM Parte 1.

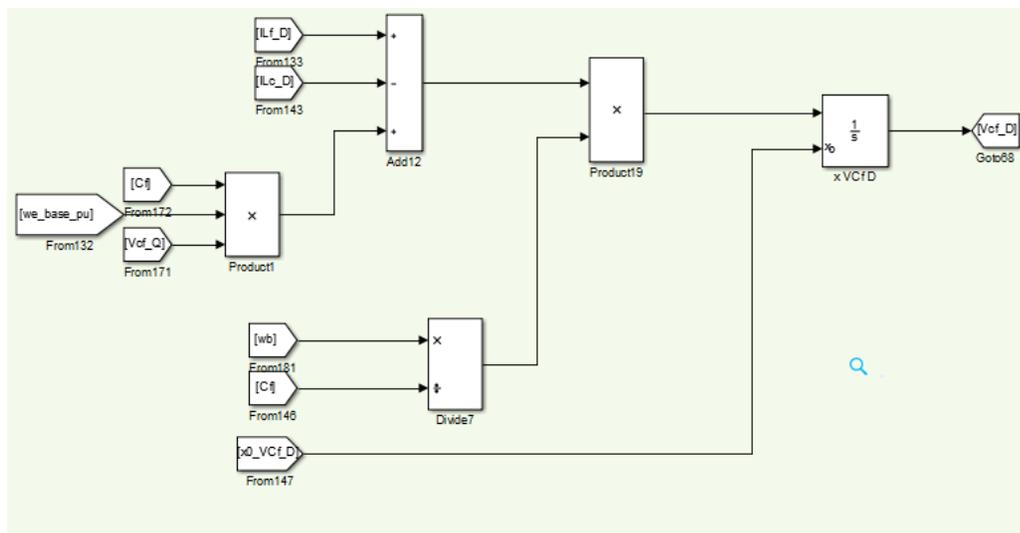


Figura A.25: Modelo dinámico del filtro LCL del modelo del inversor GFM Parte 2.

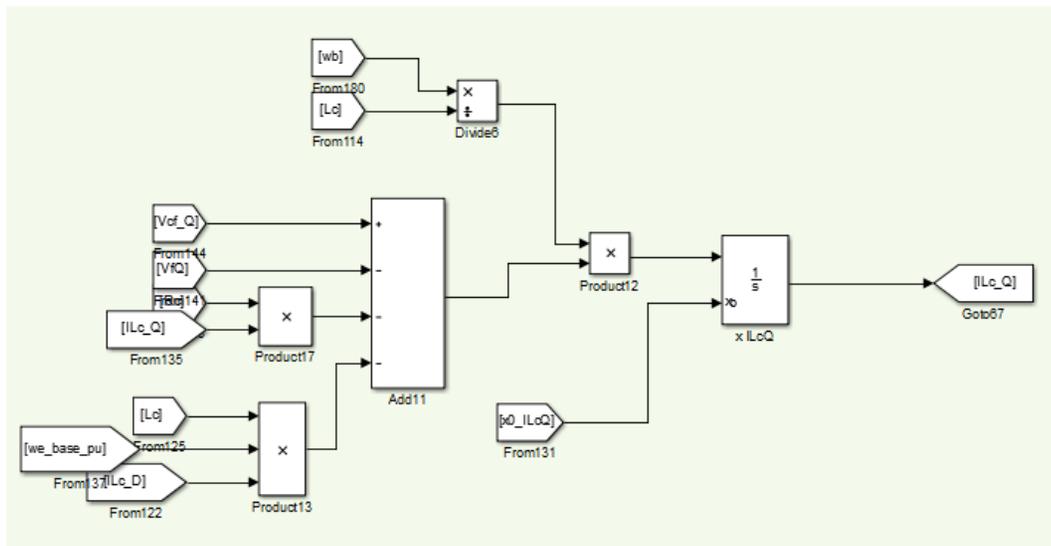


Figura A.26: Modelo dinámico del filtro LCL del modelo del inversor GFM Parte 3.

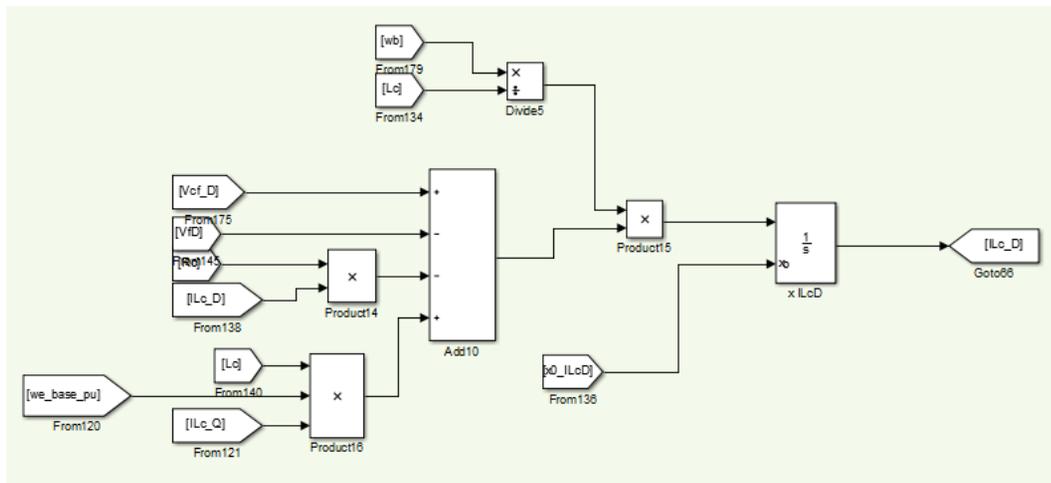


Figura A.27: Modelo dinámico del filtro LCL del modelo del inversor GFM Parte 4.

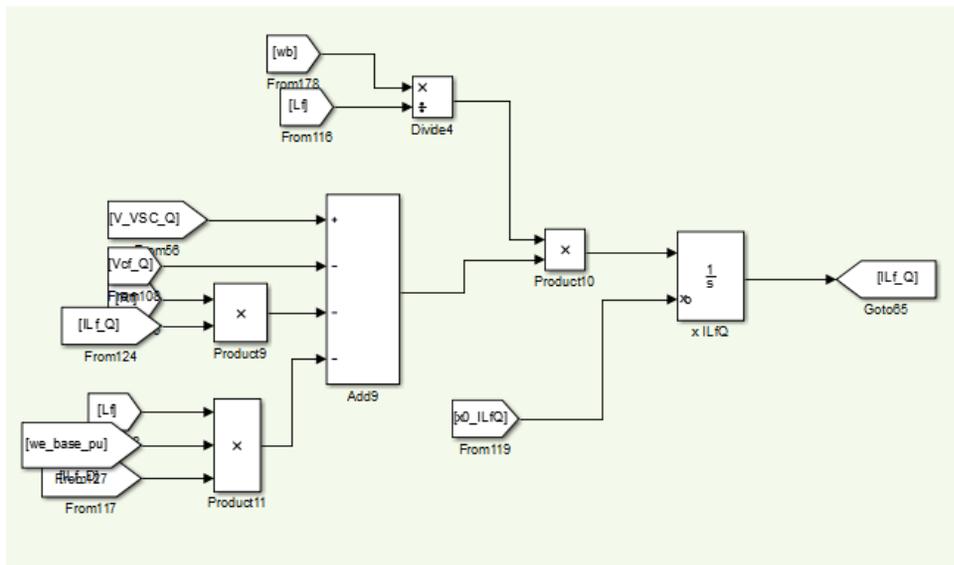


Figura A.28: Modelo dinámico del filtro LCL del modelo del inversor GFM Parte 5.

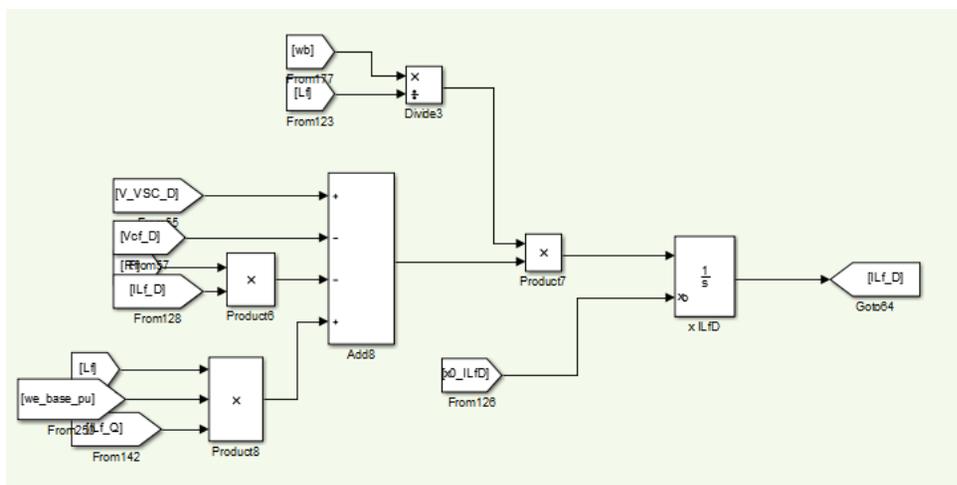


Figura A.29: Modelo dinámico del filtro LCL del modelo del inversor GFM Parte 6.

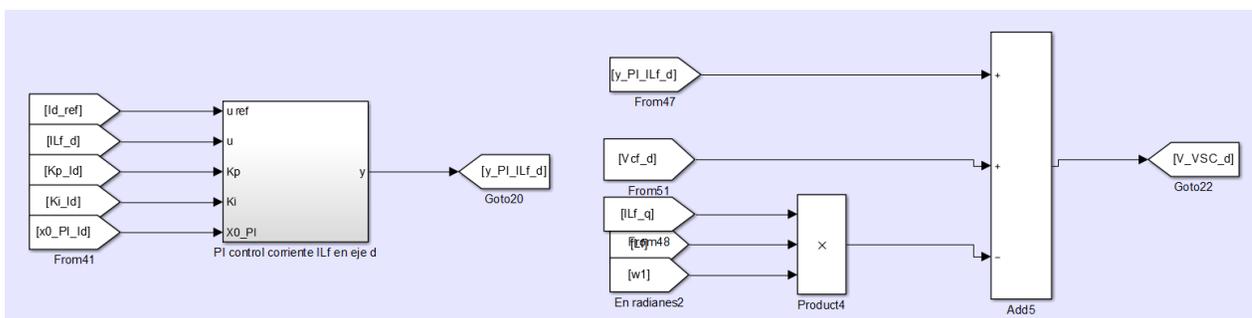


Figura A.30: Lazo Control Corriente eje d del modelo del inversor GFM.

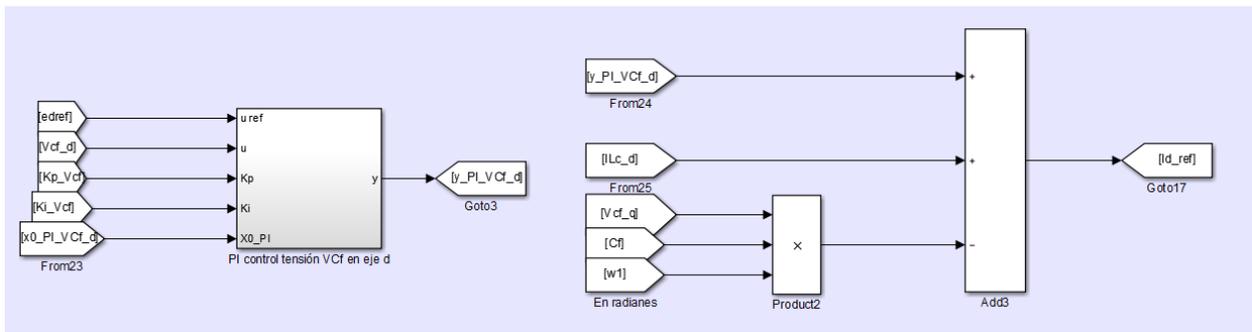


Figura A.31: Lazo Control tensión eje d del modelo del inversor GFM.

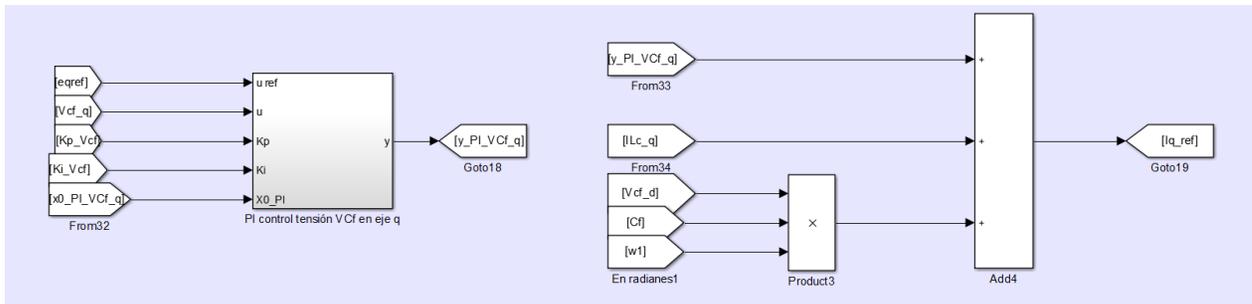


Figura A.32: Lazo Control de Tensión eje q del modelo del inversor GFM.

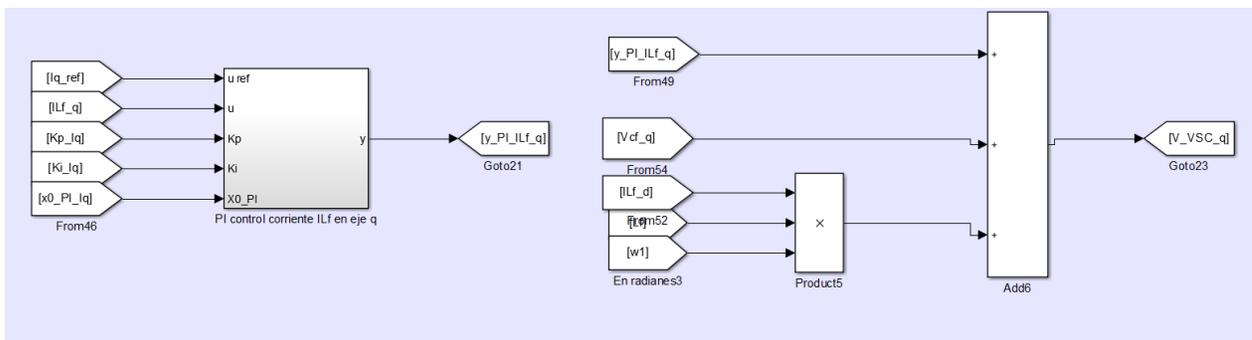


Figura A.33: Lazo control de Corriente eje q del modelo del inversor GFM.

A.3. Modelo Generadores Sincrónicos

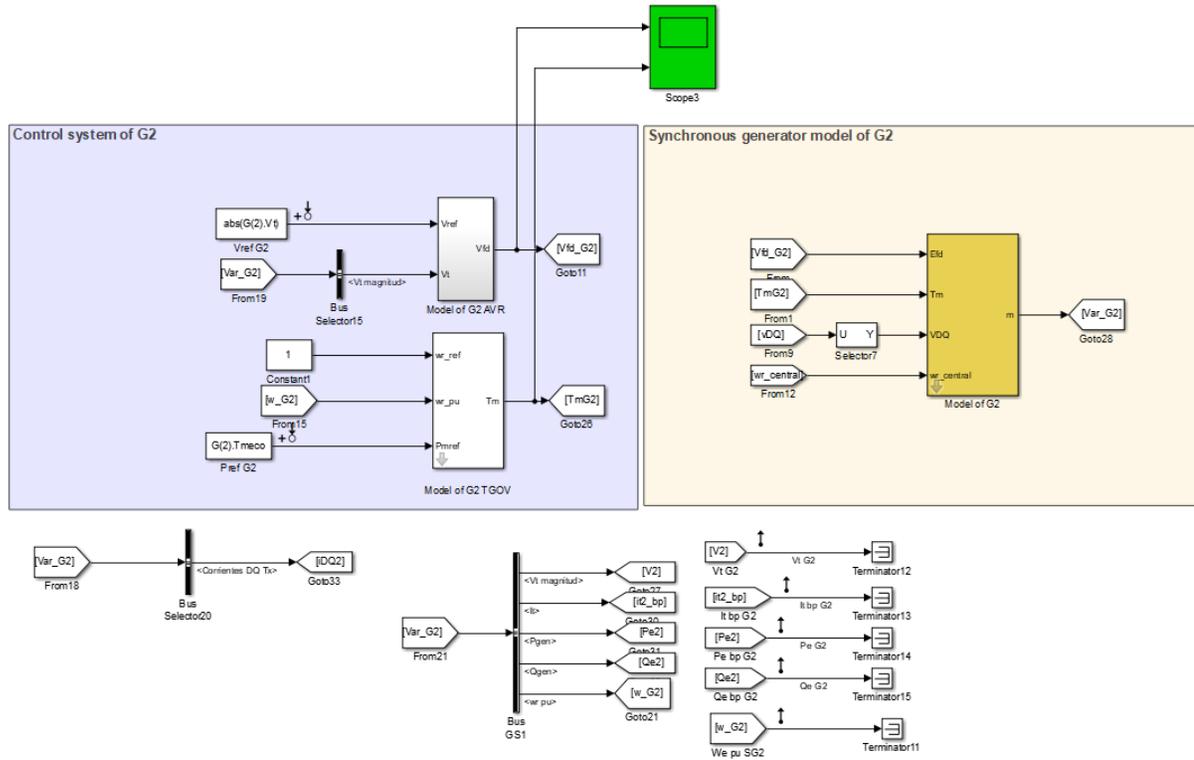


Figura A.34: Esquema general Generadores Sincrónicos.

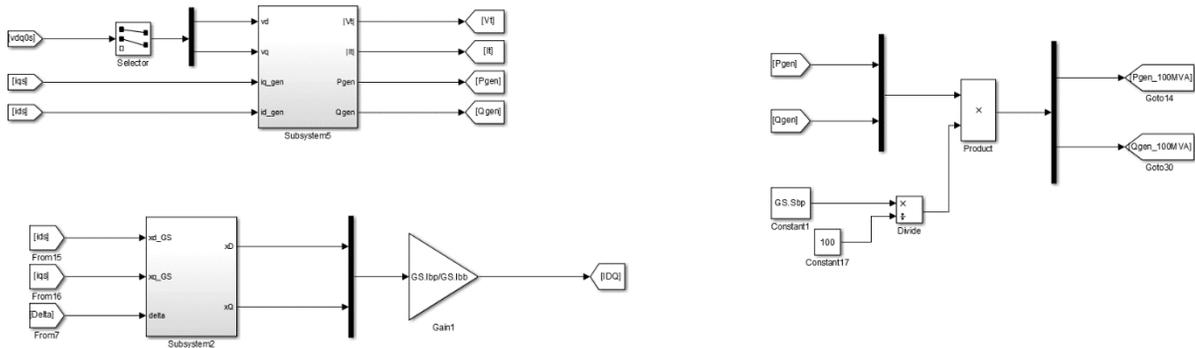


Figura A.35: Modelo Generador Sincrónico Parte 1.

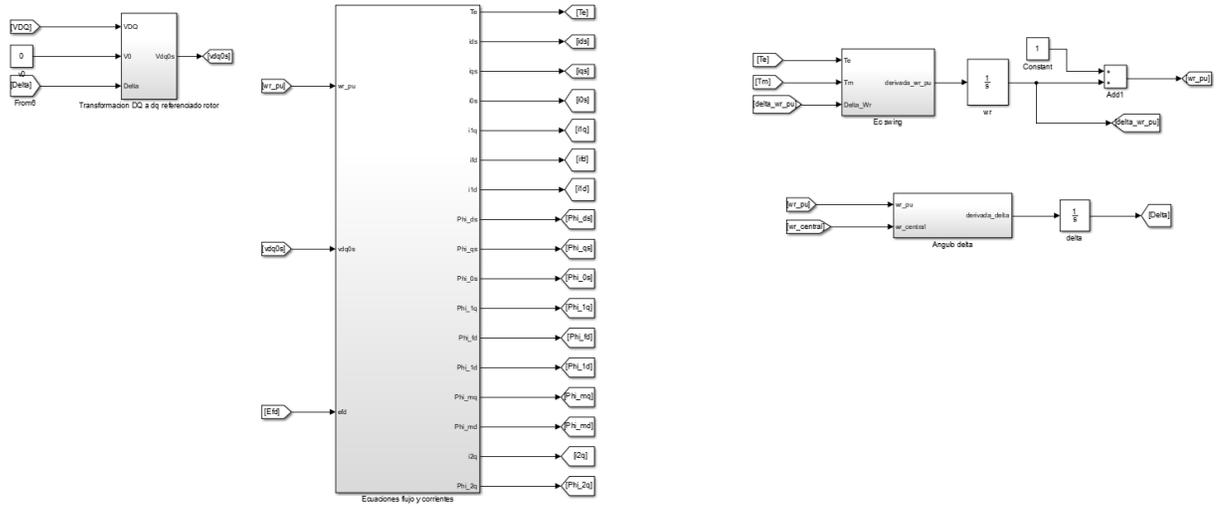


Figura A.36: Modelo Generador Síncrono Parte 2.

Anexo B

En esta sección se comparte la encuesta realizada para el levantamiento de información sobre el estado y madurez de la tecnología *Grid-Forming*. Esta fue dirigida hacia actores de la industria eléctrica chilena, entre los cuales se encuentran académicos, desarrolladores de proyectos, fabricantes/proveedores tecnológicos y operadores/propietarios de instalaciones eléctricas.

Prospectiva de las tecnologías tipo Grid-Forming y Grid-Following que entreguen servicios al sistema y su integración en el Sistema Eléctrico Nacional.

Esta encuesta tiene como objetivo analizar la prospectiva de dichos inversores y su integración al Sistema Eléctrico Nacional. Sus resultados contribuirán a levantar información relevante sobre su estado y madurez tecnológica, así mismo detectar las barreras para la adopción de esta tecnología en el mercado nacional.

GIZ y el Ministerio de Energía les aseguran total confidencialidad de la información proporcionada.

La encuesta consta de 14 preguntas, en lo cual se estima un tiempo de 5 minutos.



*Obligatorio

Correo electrónico *

Tu dirección de correo electrónico



Figura B.1: Página 1 encuesta.

Maque la alternativa con la que se identifica. *

- Fabricante o proveedor tecnológico
- Operador o propietario de instalaciones eléctricas
- Desarrollador de proyectos
- Asociación gremial
- Academia
- Instituciones públicas
- Otro

De los siguientes servicios que puede ofrecer los inversores *Grid-Forming*. Marque los tres servicios que considere más importantes. *

- Contribución a la inercia sintética del sistema
- Contribución a la potencia de cortocircuito
- Contribución al control de tensión
- Operación modo Isla
- Capacidad de proveer partida en negro

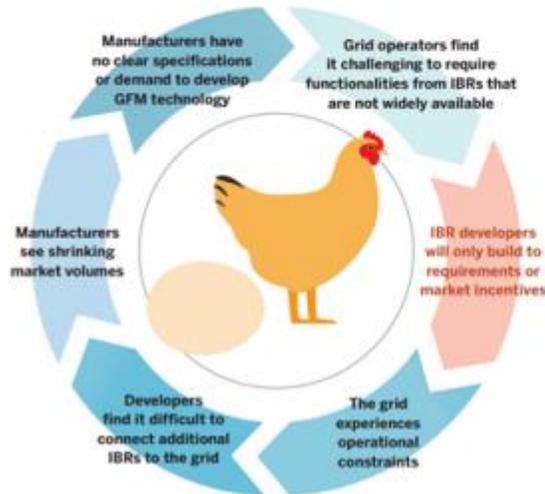
De lo que conoce de los inversores tipo *Grid-Forming* ¿Cree usted que todas las partes están interesadas en el desarrollo y/o implementación de esta tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional? *

- Sí
- No



Figura B.2: Página 2 encuesta.

Según el problema circular planteado en el reporte "*Grid-Forming Technology in Energy Systems Integration*" publicado por Energy Systems Integration Group (ESIG). Seleccione la etapa en la que considere que está la barrera más importante.



- A los desarrolladores de Tecnología Basada en Inversores (IBR) solo construirían según los requisitos o los incentivos del mercado.
- La red experimenta limitaciones operativas.
- A los desarrolladores de proyectos les resulta difícil conectar nuevos IBRs a la red.
- Los fabricantes ven una reducción del volumen del mercado.
- Los fabricantes no tienen una especificación clara de la demanda para desarrollar tecnología Grid-Forming.
- A los operadores de red les resulta difícil exigir funcionalidades de IBRs que no están ampliamente disponibles.

Figura B.3: *Página 3 encuesta.*

¿En cuanto tiempo considera usted que la tecnología *Grid-Forming* estará disponible en el mercado enfocado a Sistemas Eléctricos de Potencia? *

Menos de 5 años

Entre 5 y 10 años

Más de 10 años

Que tan de acuerdo se encuentra con la siguiente frase "La normativa debería exigir funcionalidades de la Tecnología Basada en Inversores para impulsar el desarrollo de la tecnología" *

Totalmente de acuerdo

De acuerdo

Indiferente

En desacuerdo

Totalmente en desacuerdo

De las siguientes alternativas, cuales identifica como las 3 principales barreras de adquisición para la implementación de Tecnología Basada en Inversores para que entreguen servicios a la red (*Grid-Following* y *Grid-Forming*). *

No hay mercado suficiente de proveedores que desarrolle la tecnología

Altos costos de adquisición (Capital inicial)

No remuneración posterior (Servicio complementario)

Falta madurez de la tecnología

Falta normativa

Desconocimiento



Figura B.4: Página 4 encuesta.

Ordene de mayor a menor las siguientes tres barreras asociadas a la implementación de Tecnología Basada en Inversores para que entreguen servicios a la red. *

- Costos de adquisición, No remuneración posterior, Falta madurez tecnológica
- Costos de adquisición, Falta madurez tecnológica, No remuneración posterior
- No remuneración posterior, Costos de adquisición, Falta madurez tecnológica
- No remuneración posterior, Falta madurez tecnológica, Costos de adquisición
- Falta madurez tecnológica, Costos de adquisición, No remuneración posterior
- Falta madurez tecnológica, No remuneración posterior, Costos de adquisición

¿Estaría dispuesto a realizar pruebas piloto en su generación con tecnología tipo *Grid-Forming* o *Grid-Following* con atributos que permitan entregar servicios a la red , bajo las condiciones actuales de mercado y regulación?" *

- Si
- No

En el caso hipotético en el que Ud. tuviera que realizar una prueba piloto. *

Bajo cuál de las siguientes configuraciones lo realizaría:

- Implementando inversores tipo Grid-Following con atributos que permita entregar servicios a la red
- Implementando solo inversores tipo Grid-Forming
- Instalando inversores Grid-Forming en conjunto con Grid-Following (que los inversores Grid-Following, sigan a un inversor Grid-Forming) d



Figura B.5: Página 5 encuesta.

Que tan de acuerdo se encuentra con esta frase. "Las plantas de generación eléctrica con inversores habilitan soluciones para la regulación de frecuencia y tensión producto del retiro del sistema eléctrico de máquinas de generación sincrónicas" *

- Totalmente de acuerdo
- De acuerdo
- Indiferente
- En desacuerdo
- Totalmente en desacuerdo

En el caso de que usted decidiera optar por instalar su tecnología con inversores con control tipo *Grid-Forming* o *Grid-Following* con atributos que permitan entregar servicios a la red ¿Sabe o conoce los proveedores actuales donde podría adquirir esta tecnología? *

- Sí
- No

Figura B.6: Página 6 encuesta.

¿Estaría dispuesto a instalar su generación con tecnología tipo *Grid-Forming* o *Grid-Following* con atributos que permitan entregar servicios a la red, considerando los beneficios que ofrece? *

- Si, la instalaría ahora
- Si, la instalaría en 5 años más
- Si, la instalaría pero cuando se tenga mayor desarrollo y experiencia de la tecnología
- La instalaría solo si la norma lo exige
- La instalaría solo si existieran incentivos económicos

Alguna opinión o comentario sobre el cuestionario, que no se haya preguntado anteriormente. *

Tu respuesta

Página 1 de 1

Enviar [Borrar formulario](#)

Nunca envíes contraseñas a través de Formularios de Google.

Google no creó ni aprobó este contenido. [Denunciar abuso](#) - [Condiciones del Servicio](#) - [Política de Privacidad](#)

Google Formularios

Figura B.7: Página 7 encuesta.