



Propuesta de uso del control formador de red (Grid-Forming) para recursos basados en inversores con énfasis en sistemas de almacenamiento de energía con baterías.

Centro Nacional de Despacho

XM

Enero 2026

AVISO LEGAL

El presente documento es una propuesta que refleja los requerimientos técnicos y operativos que XM prevé necesarios para una adecuada integración de la tecnología Grid-Forming al SIN. Este documento se pone a disposición del público en general para su conocimiento, más no es la regulación vigente. Para consultas sobre la regulación vigente debe dirigirse al portal de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

En consecuencia, XM S.A. E.S.P. en su calidad de Operador del Sistema Interconectado Nacional y Administrador del Mercado de Energía Mayorista no asume responsabilidad alguna derivada de los daños y/o perjuicios materiales, morales, directos, indirectos, previsibles o imprevisibles, que se deriven u ocasionen por el uso de la información contenida en el presente documento.



Control de Cambios

Versión	Fecha	Modificación
0	Diciembre de 2025	Emisión 2025 – Para comentarios

Agradecimientos

Con el fin de integrar de forma segura y confiable nuevas tecnologías al Sistema Interconectado Nacional, el presente documento pone a consideración de las diferentes entidades del sector y el público en general una propuesta de requisitos para el despliegue de la tecnología de control Grid-Forming (Formadores de Red). Si bien en este documento los requisitos son aplicados a sistemas de almacenamiento de energía con baterías, los mismos pueden extenderse a otros elementos conectados al sistema mediante inversores y que cuenten con suficiente capacidad de potencia para cumplir los requisitos que se plantean.

Para la construcción de este documento, XM S.A. E.S.P. utilizó como orientación, diferentes documentos de referencia y códigos de red internacionales que evalúan la tecnología Grid-Forming, adaptando las pruebas y requisitos encontrados a las necesidades del Sistema Eléctrico Colombiano mediante extensas simulaciones de desempeño en ambientes RMS y EMT, buscando una adopción que propenda por la neutralidad tecnológica, sin entrar a apoyar tecnologías o soluciones específicas, y teniendo en cuenta el estado actual del desarrollo e implementación en sistemas a gran escala de los dispositivos Grid-Forming.

En este proceso, XM S.A. E.S.P. agradece las diferentes perspectivas que aportaron en la construcción del presente documento, en particular, agradecemos la participación de la Universidad Nacional de Colombia, La Universidad Tecnología de Pereira, la Universidad de los Andes, el Consorcio Global Power System Transformation (G-PST), El National Renewable Energy Laboratory (NREL), El Universal Interoperability for Grid-Forming Inverters (UNIFI) y a los fabricantes de tecnología Grid-Forming Huawei, Tesla y Trina-Storage y demás grupos colaborativo que han hecho aportes, comentarios y retroalimentación para la definición del contenido de este conjunto de criterios y pruebas de desempeño.

Finalmente, agradecemos que cualquier comentario a este documento sea enviado al correo electrónico info@xm.com.co antes del próximo 31 de enero de 2026, detallando la siguiente información en correo de remisión:

Para: info@xm.com.co
Asunto: Comentarios “Propuesta de uso del control formador de red (Grid-Forming) para recursos basados en inversores con énfasis en sistema de almacenamiento de energía con baterías.”

Proponente	Capitulo y/o sección	Pagina	Observaciones/Comentario	Propuesta

Siglas

CEN: Coordinador Eléctrico Nacional

BIAS: Constante de Regulación Combinada del Sistema

EMT: Electromagnetic Transient simulation (Simulación de transitorios electromagnéticos)

FFT: Fast Fourier Transform

FRT: Fault Ride Through (Operación ante estado de falla)

GFL: Inversor controlado como Grid-following

GFM: Inversor controlado como Grid-forming

HFRT: High Frequency Ride Through

HVRT: High Voltage Ride Through – Operación ante alta tensión.

IBR: Inverter Based Resource (Recurso basado en inversores)

LFRT: Low Frequency Ride Through

LVRT: Low Voltage Ride Through – Operación ante baja tensión.

PLL: Phase Locked Loop (Lazo seguidor de fase)

POI: Point of Interconnection (Punto de interconexión)

POD: Power Oscillation Damping

PSS: Power System Stabilizer

RoCoF: Rate of Change of Frequency (Tasa de cambio de la frecuencia)

SAEB: Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías

SCR: Short Circuit Ratio (Relación de corto circuito)

SCRIF: Short Circuit Ratio with Influencing Factors (Relación de corto circuito con factores de influencia)

SSCI: Sub-synchronous Control Interactions.

THD: Total Harmonic Distorsion

TOVRT: Transient OverVoltage Ride-Through

Contenido

Agradecimientos 4

Definiciones 8

Resumen 10

1 Introducción 11

2 Integración de recursos basados en inversores (IBRs) con tecnología GFM 12

 2.1 Seguidores de red (GFL) vs formadores de red (GFM) 12

 2.1.1 Respuesta en frecuencia (impedancia del inversor) 13

 2.1.2 Amortiguamiento de oscilaciones subsíncronas 13

 2.1.3 Respuesta muy rápida en frecuencia 14

 2.1.4 Operación adecuada luego de que el sistema pierda la última máquina síncrona. 14

 2.1.5 Otras características y particularidades de GFM y GFL. 15

 2.2 Comparación de GFM respecto a tecnologías síncronas 17

 2.3 Estado actual de la tecnología GFM y recomendaciones para su integración en Colombia. 19

 2.3.1 Limitaciones en la corriente del inversor 19

 2.3.2 Gestión de múltiples servicios de soporte al sistema de potencia 20

 2.3.3 GFM en diferentes tecnologías de generación 21

 2.3.4 Requisitos de soportabilidad y estabilidad en GFM 22

 2.3.5 Modelos detallados del GFM 22

 2.4 Recomendaciones para la integración de GFM para fortaleza de red en el sistema de potencia colombiano 22

 2.4.1 Rol del GFM en la fortaleza de red 23

3 Propuesta de requisitos para controladores formador de red (GFM) 24

4 Banco de pruebas para verificar el funcionamiento de equipos GFM con almacenamiento de energía a través de baterías para la conexión al SIN 30

 4.1 Criterios generales para la evaluación de la respuesta del GFM 30

 4.2 Sistemas de prueba 33

 4.2.1 Sistema 1. Configuración con equivalente de red - GFM 33

 4.2.2 Sistema 2. Múltiple generación en nodo único 33

 4.2.3 Sistema 3. Escaneo en frecuencia 34

 4.2.4 Sistema 4. Efecto de línea de transmisión 35

 4.2.5 Sistema 5. Energización de transformador 35

 4.2.6 Sistema 6. Estimación de la inercia sintética 36

 4.3 Escenarios de prueba para verificar la funcionalidad y parametrización del modelo formador de red 36

4.3.1 Inicialización del modelo	37
4.3.2 Recepción de referencias externas	37
4.3.3 Soporte y banda muerta en frecuencia	38
4.3.4 Tiempos de respuesta y establecimiento	39
4.3.5 Soporte y banda muerta en tensión.....	40
4.3.6 Curva de carga - capacidad PQ	42
4.3.7 Verificar rampas de entrada y salida.....	43
4.3.8 Verificar la tolerancia ante huecos sucesivos en tensión.....	44
4.4 Escenarios de prueba para verificar el control, operación y soporte general de un inversor formador de red.	44
4.4.1 Prueba 1: Pérdida de recurso síncrono durante descarga de SAEB	45
4.4.2 Prueba 2: Pérdida de recurso síncrono durante carga de SAEB	46
4.4.3 Prueba 3: Pérdida de recurso síncrono y un GFM en el límite.	47
4.4.4 Prueba 4: Pérdida de recurso síncrono durante balance de carga y GFM.....	48
4.4.5 Prueba 5: Rampas en frecuencia (RoCoF).....	49
4.4.6 Prueba 6: Cambios decrecientes en SCR, con falla	51
4.4.7 Prueba 7: Rampa decreciente en X/R, con falla.	52
4.4.8 Prueba 8: Respuesta ante cambios en ángulo.....	52
4.4.9 Prueba 9: Conexión de cargas con recurso síncrono disponible.	53
4.4.10 Prueba 10: Conexión de cargas sin recurso síncrono disponible.	54
4.4.11 Prueba 11: Conexión de carga desbalanceada sin recurso síncrono disponible.	55
4.4.12 Prueba 12 Cambios en la magnitud de tensión.....	57
4.4.13 Prueba 13: Característica de <i>Fault Ride Through (FRT)</i>	57
4.4.14 Prueba 14: Característica de FRT sin recurso síncrono disponible.....	58
4.4.15 Prueba 15. Arranque en negro (<i>Blackstart</i>).....	60
4.4.16 Prueba 16: Impedancia de la planta ante diferentes frecuencias – Barrido de frecuencia.....	61
4.4.17 Prueba 17: Evaluación de <i>damping ante oscilaciones</i>	62
4.4.18 Prueba 18. Cuantificación de la inercia sintética.....	63
4.4.19 Prueba 19: Casos críticos de operación con recurso síncrono disponible.	64
4.4.20 Prueba 20. Variación de resistencia de falla y verificación de umbrales de desconexión.	66
5 Conclusiones	68
6 Bibliografía.....	69

Definiciones

Amortiguación de oscilaciones de potencia: Power Oscillation Damping (POD), es una característica del control de un generador integrado a través de inversores, diseñada para amortiguar oscilaciones específicas en el sistema de potencia.

Aporte de cortocircuito emulado o sintético: Es la capacidad de un formador de red que trata de replicar de forma aproximada, la inyección de corriente de corto circuito pico, subtransitoria y transitoria, típicas de la generación síncrona convencional. También incluye el efecto de sobrecorriente en el estado estable durante una falla y un aporte en componentes de secuencia positiva y negativa. Se debe poder alcanzar en menos de 8 ms, un aporte de corriente instantánea de por lo menos el 90 % del valor esperado de aporte, cuyo límite es mínimo 2 veces la corriente nominal del inversor y sostenible por mínimo 5 segundos según sea necesario para el sistema. Esta corriente es fundamental durante depresiones de la tensión o procesos de soporte.

Aporte de inercia emulada o sintética: Es el aporte muy rápido de potencia activa que se genera a partir del control de un formador de red para replicar de forma aproximada el soporte inercial de la generación síncrona convencional. Lo anterior, pues el formador no cuenta con reserva mecánica de inercia, por lo que las emula por medio de la respuesta rápida del control para entregar energía. Es una característica que se activa durante los cambios de frecuencia y se complementa con la respuesta rápida en potencia activa.

Capacidad de arranque en negro o autónomo (black start): Es la capacidad de un formador de red para iniciar un sistema que se encuentra sin energización y/o participar en el proceso de reinicio de forma subsecuente a un evento de tipo apagón. Un equipo que pueda arrancar en negro requiere: a) energía almacenada; b) alta capacidad de sobrecarga en corto plazo para alimentar corrientes de energización e iniciar elementos auxiliares de generadores síncronos convencionales; c) arranque suave en tensión para evitar corrientes inrush excesivas; d) una referencia de tierra para el arranque en negro.

Control formador de red (Grid-Forming - GFM): Es el diseño del software de control de un inversor utilizado para integrar recursos fotovoltaicos, eólicos o de almacenamiento por baterías y que permite al inversor generar y mantener una tensión y frecuencia estables, incluso cuando no hay plantas de generación síncronas conectadas a la red. Los inversores GridForming deben tener las siguientes características: a). puede auto sincronizarse con la red, por lo que no utiliza PLL para el sincronismo, podría usar un PLL, pero para otras funciones de control o de planta diferentes a la sincronización; b). opera de forma estable, realizando control de tensión, control de frecuencia, aporte rápido de corriente reactiva y otros; c) puede soportar perturbaciones en el voltaje sin desconectarse de la red d). no requiere asistencia de ninguna máquina síncrona para operar de forma estable, por lo que puede operar en redes muy débiles (bajo SCR); e) puede energizar una red, mediante el arranque en negro; f) puede emular la inercia y corriente subtransitoria de corto circuito de una máquina síncrona tradicional.

Control seguidor de red (Grid-Following - GFL): Es el control que se aplica sobre un inversor, utilizado para integrar recursos fotovoltaicos, eólicos o de almacenamiento por baterías y que requiere para su operación, un lazo seguidor de fase o PLL por sus siglas en inglés. Debido a este PLL, el control seguidor no puede crear o imponer variables de red como la frecuencia o la tensión, solo puede seguirlas. Los inversores que operan con un control seguidor de red están en capacidad de prestar según se les requiera, servicios de soporte en tensión, soporte en frecuencia, operación ante falla tipo Fault Ride Through (FRT) y respuesta rápida de corriente activa y reactiva en secuencia positiva y negativa. Los GFL operan mejor en redes fuertes.

Tiempo de establecimiento (T_e): Tiempo que tardan las variables instantáneas de interés en estabilizar su aporte. Debe ser menor a 3 ciclos luego de ocurrida una perturbación y estar dentro de una banda de tolerancia de +20 % y -10 % ¹ [1].

Tiempo de respuesta inicial (T_r): Tiempo que tardan las variables instantáneas de interés, en alcanzar el 90 % del delta de cambio esperado con una banda de tolerancia del 5 %. Debe ser menor a 8 ms ² [1].

Simulación EMT: Es un método de análisis en el dominio del tiempo para encontrar la solución circuital y que usa pasos de tiempo en el orden de microsegundos. Utiliza ecuaciones diferenciales detalladas de los elementos modelados, lo que permite representar con alta fidelidad los efectos de transitorios rápidos, oscilaciones inter-ciclo, eventos de conmutación e interacción entre diferentes equipos, controladores y la red.

Simulación RMS: También conocida como simulación en el dominio fasorial, es un método de solución circuital que promedia la solución de las variables a lo largo de un ciclo, proporcionando resultados de estado estable con rapidez, pero omitiendo detalles transitorios.

¹ Cuando se anticipa un valor estable tras la perturbación de un evento, se espera un tiempo de estabilización. El tiempo de estabilización se define como el último instante en el que el valor medido o simulado entra en una banda de tolerancia de +20 %/-10 % alrededor del valor esperado.

² En respuesta a una perturbación del lado de la red, la variación instantánea de la corriente activa/reactiva o de la potencia no deberá alcanzar menos del 90% de su valor esperado en 8 ms.

Resumen

Los inversores Grid-Forming (GFM) o formadores de red juegan un papel crucial en la transición hacia redes eléctricas modernas con alta penetración de energías renovables. El objetivo de los convertidores GFM es formar red y generar su propia referencia de tensión y frecuencia sin la participación de una red externa, para aportar corriente activa y reactiva a la red de manera similar a una máquina síncrona. A diferencia de los inversores tradicionales (seguidores de red – GFL) que operan como fuentes de corriente y necesitan seguir la frecuencia de la red, los GFM actúan como fuentes de tensión, contribuyendo a la estabilidad de la red y al control de la frecuencia y el voltaje en los regímenes subtransitorio, transitorio y de estado estable.

En este documento se presenta un análisis sobre las bases y requerimientos necesarios para implementar tecnologías de inversores más confiables y adecuadas para afrontar los retos de la transición energética, con comportamiento más estables y la posibilidad de estabilizar la red en condiciones de fallas severas. Asimismo, se presenta un banco de pruebas para verificar la operación y funcionamiento de la tecnología GFM, donde se hacen verificaciones de funcionamiento detallado.

Las pruebas que se plantean en este documento deben realizarse de manera exhaustiva, utilizando simulaciones EMT con modelos reales de fabricante y complementando las mismas con pruebas Hardware-in-the-Loop (HIL), que permitan explorar los límites de la tecnología y la efectividad de los diversos algoritmos de control actualmente disponibles en el mercado para mantener la operación segura y estable de la red en el nuevo entorno tecnológico.

1 Introducción

La integración de recursos renovables no convencionales para diversificar la generación de energía eléctrica ha creado un entorno propicio para la conexión generalizada de sistemas basados en inversores, por ejemplo, sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías (SAEB), plantas fotovoltaicas, plantas eólicas, entre otros. Estos recursos de generación y/o almacenamiento que se integran a través de inversores (IBR), pueden funcionar bajo dos grandes vertientes de control, una se denomina control en modo seguidor de red (*grid-following* - GFL), y la otra se denomina control en modo formador de red (*grid-forming* – GFM). Ambos controles se implementan a nivel de software, con pocas o nulas intervenciones en el hardware, representando poca diferencia de costos al usar uno u otro modo de control, más allá de las derivadas del sobre-dimensionamiento de equipos, necesario para brindar soporte a la red mediante la tecnología GFM. En tal sentido, este documento se refiere a los GFL como a aquellos recursos integrados a través de un inversor y cuyo modo de control es el seguidor de red. Por otra parte, GFM refiere al caso del inversor controlado en modo formador de red.

Al momento de la publicación de este documento, no existe una norma técnica internacional (como IEEE o IEC) que defina el funcionamiento y unifique los criterios de desempeño esperado de los controles del tipo GFM. Tratándose de una tecnología de control aún en proceso de establecimiento, existen diferentes propuestas de control y desempeño, por lo cual, es necesario un marco de definición tecnológicamente independiente que indique lo que se espera en Colombia de esta tecnología, sin que lo anterior implique la imposibilidad de adoptar a futuro estándares internacionales y mejores prácticas que se desarrollen como parte de los avances y conocimiento que se adquiera sobre la aplicación de la tecnología GFM.

Los GFM cuentan con capacidades más robustas respecto a brindar soporte a la red, y mucho más confiables si se comparan con un GFL, sin embargo, en su estado actual, no remplazan la necesidad de otras tecnologías como condensadores o unidades síncronas, las cuales continuarán siendo necesarias para la operación estable del sistema eléctrico. De esta manera y buscando un mejor desempeño de los equipos que se integran, desde XM se ha recomendado se utilice el control GFM en todos los SAEB o en sistemas híbridos (generación - SAEB), de forma que se aprovechen al máximo las capacidades de soporte disponibles, evitando la subutilización de equipos y mejorando la respuesta de sistema ante perturbaciones.

Este documento está organizado de tal manera que el capítulo 2 presenta una introducción sobre la tecnología Grid-Forming (GFM), en el capítulo 3 presenta la propuesta de requisitos generales de la tecnología GFM y finalmente, el capítulo 4 contiene la propuesta de banco de pruebas para verificar tecnologías GFM. Las pruebas planteadas se encuentran en un proceso de evolución y están sujetas a modificaciones que permitan verificar a través de simulación transitoria – EMT y Hardware-in-the-Loop de las características esperadas de un dispositivo GFM, estas características son esenciales para garantizar el cumplimiento de la promesa de valor de esta tecnología.

2 Integración de recursos basados en inversores (IBRs) con tecnología GFM

El sector eléctrico colombiano se encuentra en medio de una transformación significativa que incrementa la conexión al sistema de potencia de fuentes de energía renovable. Esta integración cambia el sistema de potencia, pues modifica la relación entre la generación rotativa y la generación conectada mediante inversores (IBR's), donde la cantidad de IBRs puede ser superior a la generación basada en máquinas rotativas.

Los generadores síncronos han proporcionado de forma intrínseca y natural servicios de soporte a la red que aumentan la confiabilidad y seguridad en la operación, ejemplos incluyen la inercia, amortiguamiento, corriente de cortocircuito y contribución a la estabilidad de frecuencia y tensión. Sin embargo, con el fomento de los recursos basados en inversores (IBR) en el marco de la transición energética, se ha producido un aumento significativo de la cantidad de IBRs en el sistema de potencia, lo que resulta equivalente a reducir significativamente la cantidad de recursos síncronos, reduciendo a su vez, las características que tradicionalmente otorgan robustez al sistema de potencia. Tal robustez es muy relevante y necesaria cuando se opera el sistema ante condiciones anormales o de falla. De esta manera, reducir la cantidad de recursos síncronos que están soportando el sistema, implica mitigar tal reducción, ideando soluciones alternativas para remplazar el soporte a la red y mantener la característica de un sistema de potencia robusto, seguro y resiliente.

Ejemplos de soluciones incluyen compensadores síncronos y más recientemente, tecnologías Grid Foming - GFM. En los próximos capítulos se presentan consideraciones para el uso y regulación de GFM en el sistema de potencia, considerando que los GFM de interés para soporte de red consideran algún tipo de almacenamiento, sea porque son sistemas híbridos o solo SAEB, lo anterior, dado que esta solución es la que actualmente cuenta con mayores casos de éxito, pero, sin descartar que en un futuro se pueda exigir esta tecnología o parte de ella a las plantas solares y eólicas que se integran.

2.1 Seguidores de red (GFL) vs formadores de red (GFM)

De manera general, los recursos GFL se diseminaron rápidamente por su facilidad para integrar energías renovables tipo solar, eólica y de almacenamiento, donde la característica principal es que un GFL utiliza obligatoriamente un lazo seguidor de fase (Phase Locked Loop - PLL). El PLL causa que los GFL tengan problemas de operación y de sincronización, especialmente cuando la red es débil, además, no pueden operar en redes aisladas [2] que solo tengan tecnologías GFL.

Los GFL pueden ser: a) Básicos, inyectando potencia a factor de potencia unitario o b) Avanzados, aportando soporte de tensión y frecuencia. En cualquiera de los dos casos, es imperativo contar con un PLL para la sincronización y se es susceptible a oscilaciones sin amortiguamiento a pesar de un buen ajuste de control, especialmente ante bajas condiciones de fortaleza de red [3]. Como solución a los problemas intrínsecos del PLL y en general del GFL, los distintos fabricantes han mejorado los diseños de los controles, generando diferentes algoritmos que se han difundido como autodenominados formadores de red o GFM. Los GFM en general, se controlan como fuentes de tensión, manteniendo valores internos constantes en magnitud y ángulo, sea durante operación en estado estable como en periodos transitorios, generando mejores condiciones de estabilidad en comparación con la tecnología GFL [4]. Gracias a esta característica, los GFM pueden operar en una red sin otros dispositivos que definan la frecuencia y tensión, y pueden brindar soporte a la red existente al inyectar potencia activa y reactiva para mantener los valores de frecuencia y tensión.

En adición, los GFM tienen características asociadas con una respuesta rápida y estable en sistemas aislados o en condiciones de muy baja fortaleza de red, lo anterior, sin depender de un PLL [5]. Sin embargo, los GFM no son dispositivos "plug & play", su control debe ajustarse teniendo en cuenta las características del sistema al que se conectan, donde un mal ajuste podría causar y/o empeorar

las dinámicas peligrosas en el sistema, así mismo, los límites de corrientes asociados a la electrónica de potencia pueden generar problemas de estabilidad en esta tecnología.

Ante GFM y GFL bien ajustados, la operación y soporte al sistema pueden ser similares, sin embargo, la principal diferencia entre ambos modos de control es significativamente notoria ante redes débiles ($SCR < 1.2$), donde el GFM tiene un mejor desempeño [5]. Además, un GFL es incapaz de formar red, por lo que no podría operar sin que exista otro dispositivo (usualmente generación síncrona), que genere una referencia para la frecuencia y tensión.

Respecto a las diferencias fundamentales presentadas en la operación del GFM y GFL, el operador de red australiano presentó en [4] diferentes casos de comparación para evidenciar las particularidades de operación entre las dos tecnologías. A continuación, se toman algunas de las más importantes.

2.1.1 Respuesta en frecuencia (impedancia del inversor).

El GFM tiene una baja impedancia a la frecuencia fundamental, pues tiene un comportamiento como fuente de tensión, esto se aprecia en la Figura 2-1, donde se aprecia un comportamiento opuesto entre ambas tecnologías al mirar la frecuencia fundamental.

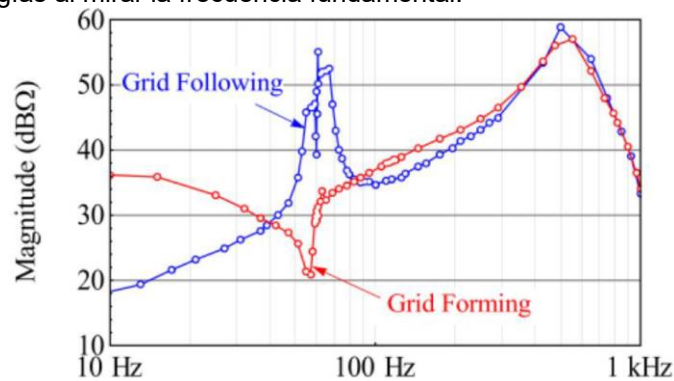


Figura 2-1. Respuesta en el dominio de la frecuencia de inversores GFM y GFL. Tomada de [4].

2.1.2 Amortiguamiento de oscilaciones subsíncronas.

Los GFM tienen mayores capacidades de amortiguamiento de oscilaciones subsíncronas a frecuencias armónicas producidas por la resonancia entre elementos eléctricos y de control. Para que un dispositivo pueda brindar amortiguamiento, se verifica ante un barrido de frecuencia, el ángulo de la impedancia de secuencia positiva, siempre encontrándose entre -90 y 90 grados para indicar un amortiguamiento de oscilaciones. En la Figura 2-2 se presenta el ángulo de interés comparando las tecnologías GFM y GFL y demarcando el límite de -90, 90 grados. La principal conclusión para tal caso asocia al GFL con resistencias negativas en rangos de frecuencia cercanos al nominal.

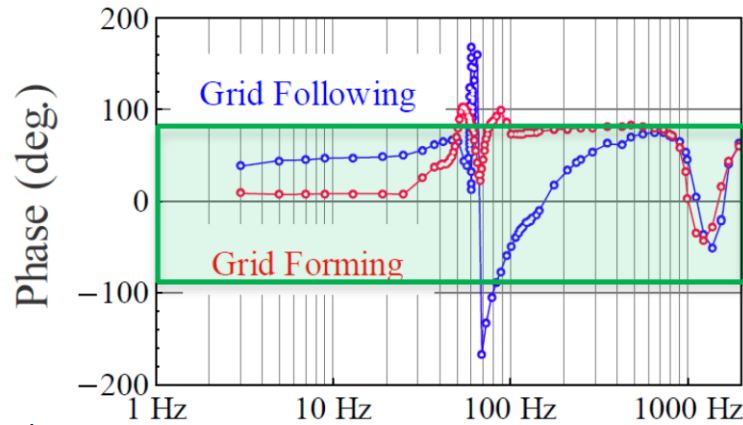


Figura 2-2. Ángulo de la impedancia de secuencia positiva en GFM y GFL. Tomada de [4].

2.1.3 Respuesta muy rápida en frecuencia.

Debido al control como fuente de tensión y que dentro del GFM se tiene un lazo de control para emular inercia, la respuesta y la energía entregada por el GFM puede ser mayor y entregarse muy rápidamente ante una perturbación de red. Lo anterior, no puede ser realizado de manera tan ágil por un GFL dado sus procesos de medida y sincronización, aun cuando puede brindar soporte en frecuencia de acuerdo con la energía disponible en un momento dado. En la Figura 2-3 se presenta la respuesta de una planta controlada en modo GFM y en modo GFL, ambas con capacidad de soporte en frecuencia. Se observa que a pesar de que el GFL tiene una respuesta rápida, presenta un retraso de tiempo respecto a la respuesta del GFM, es tal retraso el que corresponde a no tener respuesta inercial.

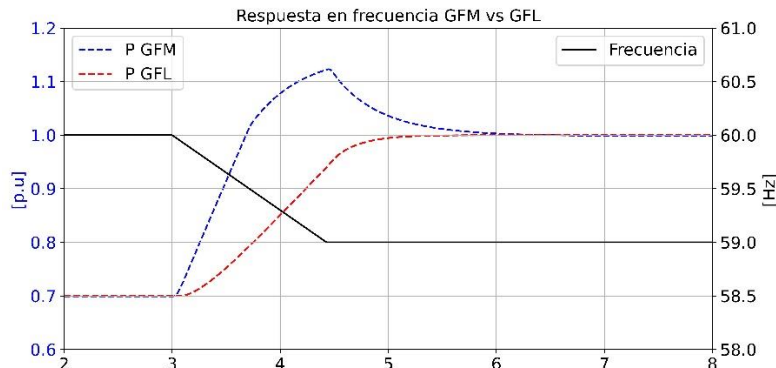


Figura 2-3. Respuesta de plantas GFM y GFL con capacidades de soporte en frecuencia.

2.1.4 Operación adecuada luego de que el sistema pierda la última máquina síncrona.

Otra de las características que causa mayor diferencia entre un GFM y un GFL, es la capacidad de operar sin asistencia de máquinas síncronas en la red, capacidad exclusiva de los GFM y por la cual pueden operar en redes aisladas y en redes muy débiles. En la Figura 2-4 se aprecia la operación de GFM y GFL vista en diferentes variables de interés, y cuando el sistema pierde la única máquina síncrona a los 30 segundos.

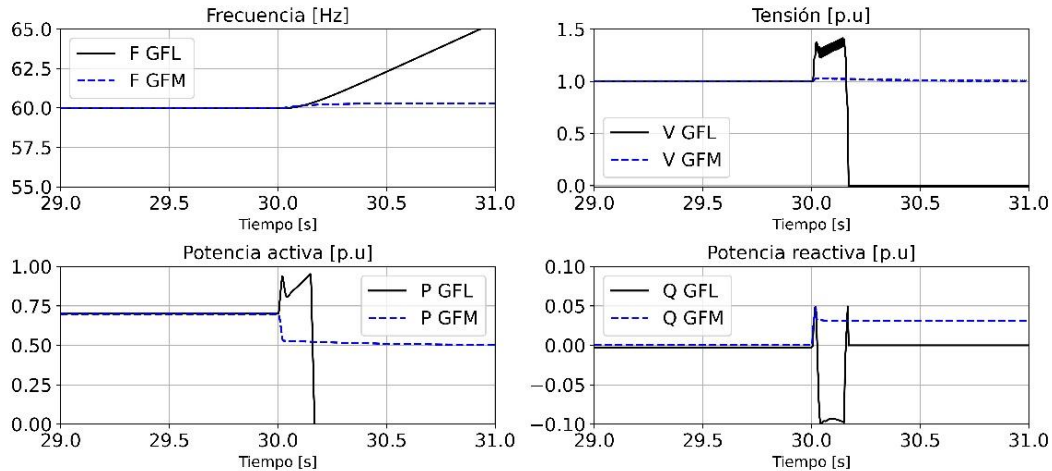


Figura 2-4. Capacidad de operación sin asistencia de máquinas síncronas.

2.1.5 Otras características y particularidades de GFM y GFL.

Aquí se enlistan consideraciones y anotaciones relevantes sobre la operación de GFM y GFL, complementadas de acuerdo con [6].

- La característica fundamental que permite clasificar a un IBR como GFM o GFL, es el objetivo de control del IBR, donde el GFL hace todo lo posible de acuerdo con su corriente máxima para alcanzar las referencias de potencia activa y reactiva. Por otra parte, el GFM hace todo lo posible de acuerdo con su corriente máxima para alcanzar las referencias de tensión y frecuencia.
- Un GFL con ajuste y capacidad adecuadas puede responder de forma similar al GFM, brindando soporte en tensión, frecuencia y con una respuesta rápida, tal y como en la Figura 2-5 para dos perturbaciones, una en tensión (izquierda) y una en frecuencia (derecha).

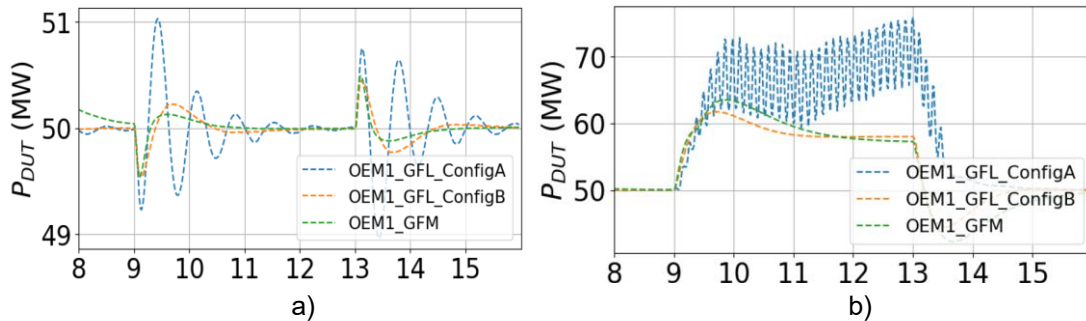


Figura 2-5. Potencia activa de diferentes IBRs: a) Ante cambio de magnitud de tensión y b) Ante cambio de frecuencia. Tomada de [6].

- Los procesos que llevan a la inestabilidad en los GFL ante la operación en redes débiles pueden también deberse al efecto del control de planta, como se aprecia en la Figura 2-6.

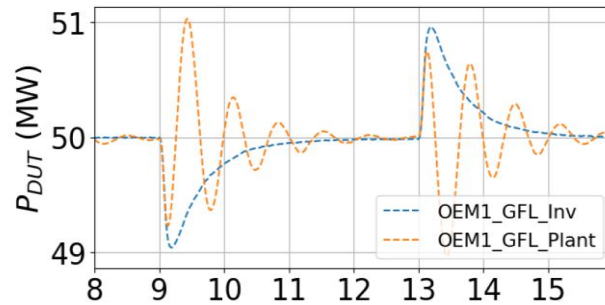


Figura 2-6. Efecto del control de planta en algunos GFL. Tomada de [6].

- d. Existe una dualidad GFM – GFL, pues, aunque ambos modos de control tienen objetivos específicos, estos pueden ser influenciados por esquemas de soporte de red o de limitación de corriente, donde para ciertas condiciones puede parecer que el IBR se comporta en un modo de control diferente al planeado. De esta manera, un GFL con soporte de tensión o frecuencia puede parecer una fuente de tensión siempre que su capacidad de corriente no se alcance. Asimismo, un GFM cuya capacidad de corriente no es suficiente para llegar a las referencias de tensión y frecuencia deseadas, alcanzará el estado de limitación de corriente y se verá como una fuente de corriente constante.
- e. Un GFL no puede sobrevivir la pérdida de la última máquina síncrona y suele tener un límite menor de corriente, pero puede brindar una respuesta rápida, contribuir con amortiguamiento de oscilaciones, calidad de potencia, soporte de tensión, frecuencia y capacidades FRT.
- f. Aunque el GFM puede sobrevivir la pérdida de la última máquina síncrona, los usuarios finales se interesan más por la estabilización e inyección rápida de energía. Además, los fabricantes marcan una clara diferencia entre los GFM con la capacidad *blackstart* y los que no, siendo una capacidad adicional con un propósito de soporte muy específico.
- g. Una de las razones por las que se busca implementar GFM son los problemas de inestabilidad y operación de IBR en redes débiles y que han sido reportados por diferentes operadores de red a lo largo del mundo. También, se explora la creación de bloques análogos al PSS utilizado en máquinas síncronas, pero aplicados en el GFM o incluso en GFL, donde se puedan generar estándares respecto al uso de POD y teniendo en cuenta que una arquitectura dedicada podrá ocupar parte de la capacidad disponible en el inversor. De igual manera, la ubicación del GFM es relevante y afecta la capacidad que debería tener el GFM para brindar un soporte óptimo.
- h. Los GFM son una de tantas soluciones a los problemas de estabilidad por la alta integración de IBR, también contribuyen a incrementar la transferencia de potencia, evitar techos de la generación y estabilización de GFL cercanos.
- i. Con los IBR actuales y especialmente en redes débiles, se necesitan lazos de control rápidos que ayuden a estabilizar la tensión y ángulo, pero estos lazos son más propensos a la inestabilidad. Las opciones de mitigación incluyen aumentar la fortaleza de red, ajustar los lazos rápidos de control para operar en redes débiles (sin garantía de encontrar una solución estable en todos los puntos de operación), diseñar controles más flexibles o adaptativos durante la operación y/o agregar condensadores síncronos.

2.2 Comparación de GFM respecto a tecnologías síncronas

En general, las máquinas síncronas, por su acople mecánico, pueden brindar características de soporte de forma intrínseca, sin necesidad de coordinar un esquema de control y de acuerdo con la masa rodante que tenga. A su vez, la respuesta de un control mecánico para la producción adicional de potencia activa es de naturaleza lenta, por lo que el soporte que brinda una máquina síncrona es lento comparado con el tiempo que le toma cambiar a las variables eléctricas.

A grandes rasgos y a nivel de soporte, la maquina síncrona tiene una mayor capacidad de corto circuito, pero decae rápidamente en el primer ciclo. Mientras tanto, los GFM pueden sostener su valor de corriente de corto circuito por más tiempo, pero es un valor más pequeño en comparación con el caso síncrono. Por otra parte, el GFM está en capacidad de brindar mayor inercia y una respuesta más rápida. Lo anterior, se ejemplifica en la Tabla 2-1, la cual presenta proyectos GFM y de compensación síncrona adjudicados por National Grid ESO a 2022 [7].

Tecnología	Subestación	Máxima potencia de corto circuito (MVA)	Inercia (MWs)
GFM BESS	Blackhillock 275 kV	84	333
	Kilmarnock South 400 kV	249	1341
	Eccles 400 kV	936	2686
	Coylton 275 kV	125	0
	Neilston 132 kV	79	0
Compensador síncrono	Beatrice 400 kV	1918	549
	Gretna 400 kV	1334	470
	Rothienorman 400 kV	1037	470
	Thurso South 275 kV	591	454
	Neilston 400 kV	540	454

Tabla 2-1. Proyectos para mejorar estabilidad de red adjudicados en 2022 en National grid ESO.

Si se analiza el generador síncrono como tal, el GFM no puede superarlos respecto a la contribución de corriente de corto circuito, arranque autónomo y capacidad de sobrecarga. Además, el generador síncrono presta sus servicios de soporte de forma inherente y sin necesidad de una estrategia de control, por lo que estos servicios siempre se han puesto a disposición del sistema de forma natural en sistemas netamente síncronos, de modo equivalente a un equipo Plug and Play. No obstante, con el cambio de la tecnología de generación a una basada en lazos de control, se tiene que los GFL y GFM no brindan soporte intrínsecamente, por lo que se deben destinar capacidades de corriente a cada contribución particular y diseñar lazos de control para cada servicio que se desee brindar, generando retos para la operación integrada derivados de la utilización de una capacidad de corriente limitada por la electrónica de potencia; más aún, los lazos de control configurados deben ser estables y proveer los servicios esperados bajo cualquier condición operativa que afecte el voltaje y la frecuencia, lo que genera riesgos de operación inestable, interacción de controles o déficit de servicios críticos durante fallas cuando estos dispositivos se integran a gran escala. La Tabla 2-2 compara los GFM y los generadores síncronos desde el punto de vista del soporte de red.

Atributo	Generador síncrono	GFM
Inercia	Inherente, constante entre 1 y 10 [s]	Controlable, variable entre 0 y 10 [s], depende de la capacidad de corriente de los inversores y la energía disponible en el dispositivo.
Respuesta en frecuencia ante contingencias	El arreglo turbina - generador entre 1 y 6 [s]	Capacidad por defecto, debe considerarse la prioridad de las funciones de soporte y la capacidad de corriente disponible
Supresión de eventos en frecuencia	Con respuesta inercial y primaria de frecuencia	Respuesta rápida y casi instantánea en potencia activa
Supresión de RoCoF	Con respuesta inercial	Con inercia emulada y respuesta rápida en frecuencia
Corriente de corto circuito	3 - 10 p.u.	Entre 1 y 2 p.u en la salida del inversor. Diseños superiores a un costo adicional.
Corriente de corto circuito de secuencia negativa	Inherente	Debe controlarse y se suministra de acuerdo con el límite de corriente (más alta que en el GFL)
Arranque autónomo - Blackstart	Posible, no hay problemas de almacenamiento.	El almacenamiento de energía es fundamental. Altos costos al garantizar reservas para Blackstart
Susceptibilidad a la fortaleza de red	Aumenta fortaleza del área circundante	Media. El balance entre potencia de entrada y salida puede alcanzarse rápidamente dado que no hay efectos mecánicos.
Comportamiento armónico	Sumidero natural de armónico del segundo orden	Fuente de armónicos, sobre todo en redes débiles
Soporte FRT	Desempeño adecuado e inherente	Aporte emulado. El cumplimiento de estándares puede ser complejo y difícil de medir en la práctica (requiere muestreo de alta velocidad).
Facilidad de modelado, pruebas y operación multi-máquina	Procesos establecidos, pocas condiciones adversas por interacción de plantas	Procesos poco establecidos con posibilidad de interacciones entre controles. La combinación de diferentes funciones de soporte da complejidad a los análisis

Tabla 2-2. Comparación de aspectos de interés en un generador síncrono y en un GFM.

Otras consideraciones respecto al uso de GFM y máquinas síncronas son:

- La emulación de una máquina síncrona en el control de un GFM puede causar que los problemas de las máquinas síncronas se trasladen al GFM, como inestabilidad del ángulo del rotor e inestabilidad en GFM remotos. El diseño de control de un GFM no debe replicar exactamente un generador síncrono.

- Los GFM son una tecnología joven que debe recorrer un proceso de generar confianza para su uso, donde las ventajas son amplias al igual que los riesgos. Por otra parte, los compensadores o condensadores síncronos son tecnologías con alto nivel de confianza y mayor conocimiento sobre su operación.
- Existen todavía retos técnicos que resolver para integrar de forma efectiva la tecnología GFM y que la misma pueda soportar una operación a gran escala con 100% de equipos basados en inversores. Coordinar múltiples GFM para mantener estabilidad del sistema antes las diversas dinámicas y fallas que se pueden presentar es complejo, así mismo, se requieren mejoras significativas en las herramientas de simulación, los requisitos técnicos de la tecnología GFL y los procesos de verificación, que aún se encuentran en fase de desarrollo.
- Un uso complementario de GFM y compensación síncrona es ventajoso teniendo en cuenta que los compensadores síncronos contribuyen con corriente de falla y estabilización de la red, mientras que los GFM se pueden priorizar para respuesta rápida en frecuencia y otros servicios de red.

2.3 Estado actual de la tecnología GFM y recomendaciones para su integración en Colombia

La tecnología GFM ha generado un reciente interés dado su potencial para mejorar los niveles de integración de generación basada en inversores y la disminución en los costos de fabricación de las baterías, sin embargo, los retos asociados a su integración segura y confiable en sistemas de área amplia no son menores. Se reconoce el potencial de la tecnología GFM, pero también, tal como lo ha manifestado AEMO, operador con más de 1GW de GFM en su sistema, la misma no se ha estandarizado ni se ha desplegado con niveles que generen la confianza suficiente a los operadores. De esta manera, en este capítulo se presentan recomendaciones generales respecto a su integración, las cuales se fundamentan en amplias discusiones a nivel mundial, como la encontradas en [6] y [7], así como en simulaciones realizadas por el CND utilizando los modelos estándar actualmente disponibles.

2.3.1 Limitaciones en la corriente del inversor

La limitación de corriente es una estrategia aplicada en el control con el propósito de proteger los elementos de electrónica de potencia que conforman un inversor, los cuales son muy sensibles a daños por sobrecorriente. Para la generalidad de los inversores, su limitación de corriente suele ser cercana a 1 p.u, siendo típico un valor de 1.2 p.u para representar condiciones de operación y verificar efectos de control. No obstante, para implementar un GFM donde se aprovechen efectivamente las capacidades y se entregue el soporte de red esperado, el límite debe ser más alto, por ejemplo, cada vez se tiene más conocimiento de fabricantes que indican límites de corriente de 2 p.u e incluso superior, donde valores más altos implican un factor económico y dimensionamiento incrementado.

De manera general, la limitación de corriente se puede hacer de manera directa o indirecta. Directa, a través de un bloque de saturación que limita la corriente aparente a partir de las componentes de corriente activa y reactiva. Indirecta, a partir de un bloque de impedancia virtual que modifica las referencias de tensión, causando una limitación en la corriente. Ambas estrategias tienen ventajas y desventajas, por ejemplo, la impedancia virtual requiere sus propias ganancias de control y al ser una limitación indirecta no siempre se garantiza el cumplimiento de los límites [8]. Por otra parte, la limitación directa se ha desvelado como una estrategia que puede reducir los márgenes de

estabilidad del inversor. Así pues, cada fabricante utiliza limitación directa o indirecta según sus desarrollos y propuestas propias, tratando de desarrollar el mejor equipo posible.

Operar en la región de limitación (con muy poco margen de energía destinada a soporte de red), causa una degradación en la estabilidad del GFM, por lo que los supuestos de soporte y estabilidad transitoria esperados pueden verse comprometidos. Tal desventaja también puede verse en redes débiles al superar los límites de transferencia de potencia en estado estable y no contar con aporte adicional que ayude a estabilizar el sistema. Así pues, se considera que el GFM opera adecuadamente desde el punto de vista de estabilidad, siempre que se encuentre en un punto de operación por debajo de su límite de corriente. A grandes rasgos, para despachos de estado estable bajos y un límite de corriente alto, se obtendrá el soporte máximo para la red. En tal situación, el GFM tiene mayor probabilidad de compensar efectos nocivos para el sistema de potencia, tal como se ilustra en la Figura 2-7.

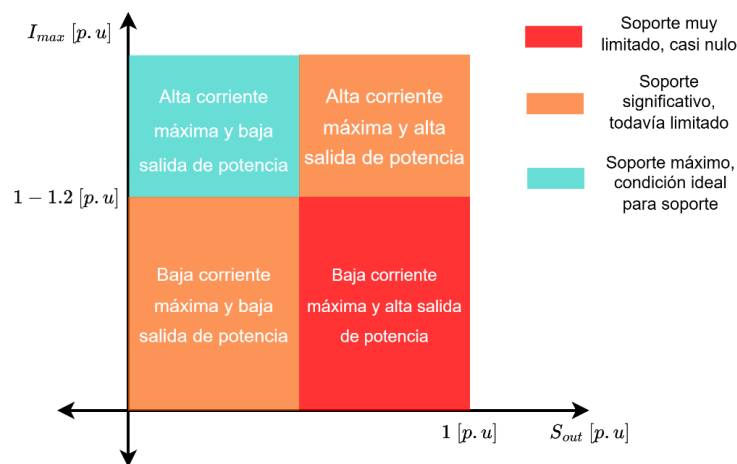


Figura 2-7. Capacidad del GFM para brindar soporte de red dependiendo de la capacidad disponible

La definición de alta o baja salida de potencia puede variar dependiendo del equipo empleado y de la red a la cual se conecta. Cuando se opera muy cerca o en la máxima capacidad de corriente del inversor, se generan cambios en el comportamiento esperado de soporte, pues se debe priorizar la integridad del inversor sobre el soporte que debe brindar. A modo de ejemplo, una limitación directa causa que el GFM no pueda entregar más corriente para alcanzar los niveles de tensión y frecuencia deseados, por lo que, visto desde un nodo externo, el GFM ya alcanzó sus límites de soporte y bien podría verse como una fuente de corriente a su máxima capacidad, condición ante la cual se pierde temporalmente el estatus de fuente de tensión. Por ello, la característica de fuente de tensión se mantiene siempre que la capacidad de corriente del inversor sea suficiente para regular adecuadamente las variables de tensión y frecuencia (objetivo de control del GFM).

2.3.2 Gestión de múltiples servicios de soporte al sistema de potencia

Si se considera el soporte esperado del GFM, este presenta gran variedad de funciones y beneficios, pudiendo prestar al tiempo, servicios individuales o múltiples y de acuerdo con las necesidades del sistema de potencia. Sin embargo, cada uno de estos servicios va a ocupar una porción de la capacidad disponible del inversor, por lo que asignar capacidades para cada servicio se vuelve indispensable, haciendo necesario identificar y clasificar los servicios que se proveerán.

Un ejemplo de los servicios que puede prestar el GFM y que dependen en última instancia de la corriente disponible, se presentan en la Figura 2-8, donde en morado se tienen servicios esenciales para cumplir requisitos de generación o del sistema de potencia, en verde aquellas capacidades deseables siempre que no comprometan las capacidades esenciales, y en naranja las capacidades que se pueden proveer, pero a un costo de implementación que no necesariamente se traslada a beneficios.

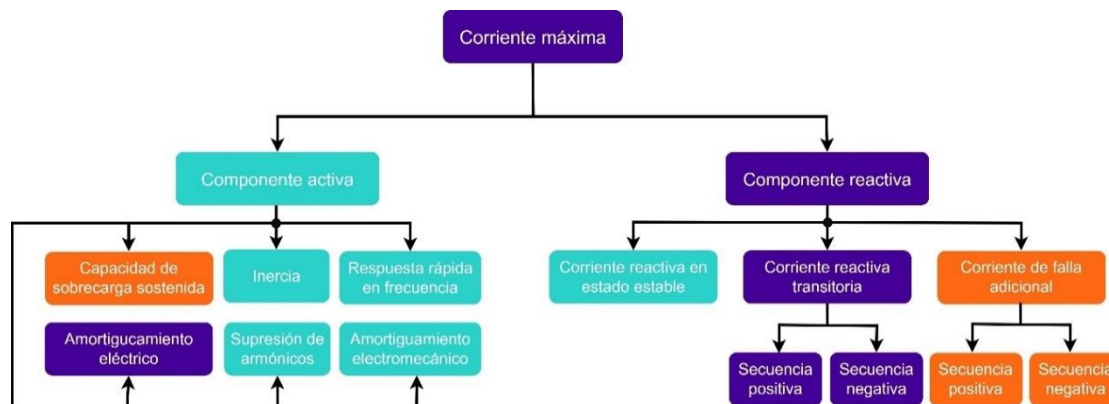


Figura 2-8. Servicios de soporte en un GFM dependientes de la capacidad disponible.

Los servicios que se encuentran en mayor conflicto son aquellos cuya componente de corriente es diferente, es decir, los servicios que necesitan disponibilidad de componente activa están en conflicto con los que necesitan disponibilidad de corriente reactiva, siendo necesario definir cuál es la prioridad de la inyección (potencia activa o reactiva) o cómo va a funcionar la estrategia de limitación utilizada. Especialmente importante en perturbaciones que tengan un efecto combinado en frecuencia y tensión, para la cual, no se permitirá priorización de componentes, sino escalamiento de acuerdo con la propuesta en [1].

2.3.3 GFM en diferentes tecnologías de generación

Cuando se habla de un GFM, se refiere al modo de control enfocado en inyectar corriente para regular adecuadamente la tensión y frecuencia de referencia, es decir, se asocia con un software o más específicamente, con el firmware del inversor. En contraposición, no hay una asociación con elementos de hardware o tecnologías de generación específicas, es decir que, en teoría, cualquier sistema de generación basado en inversores podría operar como GFM.

No obstante, para que un GFM pueda cumplir con su propósito de regulación de tensión y frecuencia, necesita inyectar componente reactiva y activa de la corriente, respectivamente. Para la componente reactiva, el inversor puede proveerlas hasta su capacidad máxima, pero para la componente activa, se requiere de un recurso primario. Dado que el recurso primario renovable es variable por naturaleza, no es confiable para proveer servicios esenciales como la inercia, por lo que se necesita de recursos que dispongan de almacenamiento o energía disponible para ser entregada al sistema en cortos periodos de tiempo y en las magnitudes necesarias para contrarrestar un desbalance significativo en el sistema. Por ello, lo esperado es que los GFM sean inversores que funcionan a partir de sistemas de almacenamiento de energía o por lo menos híbridos generación-almacenamiento, así se garantiza que habrá suficiente reserva para inyección de potencia activa. De la misma manera, un SAEB que esté entregando el 100 % de su capacidad en un periodo dado, solo tiene capacidad de inyección de corriente de acuerdo con su capacidad máxima de sobrecarga y por tiempos cortos, por lo que un *headroom* u holgura de operación es necesario dependiendo de cada caso para garantizar respuesta adecuada en condiciones de emergencia. Típicamente, entre

1.5 y 3 p.u. de capacidad adicional es garantizado para equipos que prestan servicios esenciales al sistema.

2.3.4 Requisitos de soportabilidad y estabilidad en GFM

Ante condiciones de baja tensión (10 – 15 %), algunos diseños de GFM podrían dejar de inyectar corrientes para proteger la electrónica de potencia. Si la red es muy débil, el hueco puede propagarse en un área considerable, causando problemas de tensión en área amplia y con el potencial para impactar muchos GFM. Por ello, es fundamental garantizar que los GFM e IBR en general cumplan los requisitos de LVRT, y en particular, que frente a depresiones importantes de la tensión continúen garantizando su operación estable.

Existe una limitación del GFM para algunos modelos de control, en la cual se evidencia que se puede perder estabilidad ante condiciones de alta fortaleza de red, lo cual no sucede en máquinas síncronas. Ante una alta concentración de equipos GFM y dependiendo del tipo y de la corriente máxima, se podría generar efectos negativos en la estabilidad del sistema, por lo que simulaciones de área amplia, utilizando modelos EMT del sistema son esenciales para la integración segura y confiable de esta tecnología.

2.3.5 Modelos detallados del GFM

El modelado de GFM y la verificación de su operación esperada vs real, aún se encuentra en desarrollo, donde se tienen riesgos respecto a la incertidumbre a nivel de estabilidad de IBR distribuidos a lo largo de la red. Además, se carece de modelos precisos para GFM que se encuentren extendidos en las herramientas de simulación comerciales, por lo que representaciones de la corriente de falla y demás respuestas de los GFM, pueden variar dependiendo de la herramienta de simulación y el modelo empleado para representar el equipo que se espera integrar a la red.

Por otra parte, a pesar del desarrollo sobre GFM por varios operadores del sistema, muchos aún carecen de detalles o criterios de aceptación de modelos. Se carece de criterios de desempeño y conformidad a través de un estándar para GFM, y por tanto, los operadores de red han avanzado en establecer sus propios requerimientos para verificar e implementar GFM, los cuales, presentan diferencias entre sí.

2.4 Recomendaciones para la integración de GFM para fortaleza de red en el sistema de potencia colombiano

Los inversores en modo de control GFL representan actualmente la tecnología dominante para integrar fuentes renovables no convencionales en la red colombiana, incluyendo recursos solares y eólicos. Esta integración masiva de inversores es positiva en primera instancia, pues diversifica la matriz energética del país, sin embargo, también representa un reto para la seguridad de la operación del sistema eléctrico nacional en términos de mantener la estabilidad de la red bajo el nuevo escenario tecnológico. Una gran inyección de recursos de generación renovable no convencional (eólica y solar fotovoltaica) para el cubrimiento de demanda, desplaza y reduce en forma relativa, la proporción del sistema que está siendo atendida a través de tecnologías síncronas (como la hidroeléctrica y la térmica). Esta reducción trae un riesgo fundamental a nivel de inercia, fortaleza de red y amortiguamiento, los cuales son elementos muy relevantes ante eventos de falla.

A modo de ejemplo, de acuerdo con el informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo disponible en el primer semestre de 2025, se estima que para la red del SIN a 2032, incluso programando todas las unidades de generación síncrona en cercanías de nodos críticos, no se alcanzan niveles de fortaleza (SCRIF) recomendados, teniendo que limitar la inyección de potencia

de los IBRs con desaprovechamiento del energético primario. Adicionalmente, las primeras simulaciones EMT de área amplia para el caso colombiano y específicamente para la red de 500 kV en la región Guajira-Cesar-Magdalena, concluyeron que existen escenarios con despacho de generación basada en inversores (GFL) mayor al 60 %, ante los cuales, la potencia que se desconectaría en una falla (circuito Copey-La Loma 500 kV), sería cercana al 86 % de la potencia entregada a través de inversores (>4500 MW). Lo anterior, coincide con una red débil y da indicios de que se deben reforzar el sistema mediante la instalación de equipos de compensación y mejorar el detalle de los modelos del comportamiento de los inversores, introduciendo el requerimiento de modelamiento EMT para los nuevos equipos que se integran [9]. Adicionalmente, los análisis se realizaron bajo la premisa de que las fallas son despejadas por operación de las protecciones principales, donde fallas que se despejen por encima de estos tiempos tendrían mayor impacto en el SIN.

2.4.1 Rol del GFM en la fortaleza de red

Existen dos grandes maneras en que se puede asociar el GFM con el aporte a la fortaleza de red del sistema 1) Participando en el aseguramiento del nivel mínimo de fortaleza en el sistema de potencia y 2) Participando en mejorar los niveles de fortaleza. Ambos se exploran a continuación:

GFM participando en el aseguramiento del mínimo nivel de fortaleza del sistema.

No se recomienda que los GFM participen en el aseguramiento del mínimo nivel de fortaleza de red del sistema, pues aún no está verificada su capacidad de aporte instantáneo y continuo de corto circuito, así como el comportamiento estable de la tecnología como solución a requerimientos/servicios estructurales de la red eléctrica, sobre todo, en sistemas a gran escala. El mínimo nivel de fortaleza del sistema es aquel que permite la adecuada operación del sistema de protección, de los controladores de tensión y la operación estable del sistema³ [10].

GFM participando en el aseguramiento de un nivel eficiente de fortaleza del sistema.

Por encima del mínimo nivel de fortaleza del sistema (necesario para operar el sistema de forma segura), se tiene un nivel eficiente de la fortaleza del sistema, el cual asegura que un IBR nuevo no cree, amplifique o propague inestabilidad en estado estable, así como que no se creen oscilaciones luego de despejar una contingencia. Además, permite la operación segura y la conexión de IBR sin generar interacciones por debilitamiento de la red⁴ [10].

Para garantizar un nivel eficiente de fortaleza, el mínimo nivel de corto circuito debe ser garantizado por compensadores y generadores síncronos. En etapas iniciales del despliegue de la tecnología GFM, los mismos son un elemento adicional para aportar estabilidad, generando un mejor desempeño que la tecnología GFL y brindando aportes adicionales a los niveles mínimos de fortaleza, especialmente en respuesta rápida e inercia, los cuales deben ser verificados mediante simulaciones EMT de área amplia.

Para garantizar un nivel de fortaleza eficiente a partir de IBR, los modelos de GFM y GFL deben ser conocidos con suficiente detalle, de modo que los estudios a realizar permitan identificar si se puede mantener la estabilidad del sistema al agregar más IBR. Para lo anterior, se requiere pruebas de

³ La recomendación de que los GFM no participen en el aseguramiento del nivel mínimo de fortaleza se hace en la sección 6.1.1 en [7], mientras que la definición del término mínimo nivel de fortaleza se presenta resaltada en el texto al final de la sección 1.2.5 en [10].

⁴ La definición del término nivel eficiente de fortaleza se presenta resaltada en el texto al final de la sección 1.2.5 en [10]. Mayores detalles sobre su aseguramiento se presentan también en la sección 6.2 en [7].

integración exhaustivas, que verifiquen la estabilidad en sistemas reducidos bus-barra infinita, mediante pruebas Hardware-in-the-Loop (HIL) y en sistemas de área amplia detallados. De manera general, debe mantenerse una proporción adecuada entre generación síncrona, GFL y GFM.

3 Propuesta de requisitos para controladores formador de red (GFM)

A continuación, en la Tabla 3-1 se enumeran las características fundamentales esperadas en los SAEB en modo de control GFM. Estas características se muestran como requisitos, pues son necesarias en el sistema de potencia [4], [11], [12]. Si bien el desempeño del control GFM es superior al del GFL, se resalta que es una tecnología que sigue en desarrollo, por lo que los requisitos listados pueden variar en función del desempeño que se evidencia a nivel mundial y el establecimiento de normatividades internacionales (IEEE o IEC) respecto al desempeño. Así pues, la Tabla 3-1 contiene los siguientes campos.

1. **Requisito:** Define la capacidad técnica específica o la característica esperada del GFM, como la capacidad de soportar bajos SCR o la supresión de los saltos en el ángulo de la tensión.
2. **Descripción:** Explica cada requisito, describiendo como deben actuar los GFM ante condiciones específicas de red.
3. **Justificación:** Justifica la necesidad del requisito, usualmente vinculado con la estabilidad de red, la respuesta ante fallas o la resiliencia operativa.
4. **Problema abordado:** Identifica retos en la operación de la red, los cuales se pretenden resolver dado el requisito propuesto, por ejemplo, problemas de sincronización, de estabilidad o de condiciones de red débil.
5. **Comparación con GFL:** Destaca como se desempeñan los GFL respecto al requisito propuesto, con diferencias clave cuando corresponde.

Se resalta que en la Tabla 3-1, para el requisito de arranque autónomo o *blackstart*, y de acuerdo con [6], debe establecerse una ruta de reinicio del sistema, donde el dispositivo de arranque en negro debe proveer la corriente de *inrush* de transformadores, la corriente de carga de líneas y las corrientes de arranque de motores de inducción, esta es una capacidad que puede ser brindada por GFM, pero no es necesaria para poder conectarse al sistema de potencia, pudiendo brindar soporte de tensión y frecuencia aun sin la capacidad específica de *blackstart*. También, los transformadores (sean de interconexión, puesta a tierra, carga o servicios auxiliares), deben considerar la saturación y debe establecerse una secuencia de arranque definida para reiniciar el sistema por etapas.

Requisito	Descripción	Justificación	Problema abordado	Comparación respecto a GFL
Capacidad de operar ante diferente relación SCR y X/R	Los GFM deben operar de forma estable con SCR de hasta 1.2 y ante X/R entre 1.8 y 30.	Se garantiza que los GFM sean resilientes en condiciones de baja fortaleza del sistema. También, que puedan contribuir a mejorar el desempeño de los GFL al incrementar la fortaleza del área circundante.	Previene la inestabilidad o la desconexión del propio GFM, así como de los GFL cercanos.	Los GFL suelen requerir un SCR de 3 y hasta de 5 para una operación estable. Para los GFM, se espera que puedan operar con SCR menor a 3.
Supresión de perturbaciones en magnitud de tensión	Para mejorar la estabilidad del sistema, los cambios en tensión debidos a perturbaciones deben causar una respuesta del GFM en menos de 8 ms.	Esta es una característica intrínseca de los GFM y no se espera que tenga un alto impacto en el costo.	Reducción del tamaño y la propagación de la perturbación a lo largo del sistema.	Los GFL siguen la tensión, pero pueden brindar soporte a la misma a través de la respuesta en potencia reactiva. Los GFM tienen un efecto estabilizador y deben responder en menos de 8 ms.
Supresión de perturbaciones por variación instantánea del ángulo	Los GFM deben suprimir los cambios de ángulo en tensión hasta por 60°, respondiendo en menos de 8 ms para contribuir a estabilizar el sistema de potencia.	Los cambios súbitos en ángulo pueden provocar desconexión o pérdida de sincronismo en el inversor. Este requisito garantiza que el GFM sea estable y mejore la estabilidad de los GFL al reducir el impacto del cambio de ángulo. Es una capacidad inherente del GFM.	Previene la desconexión del inversor en eventos de falla, de conmutación o que causan cambios de ángulo.	Los GFL dependen del PLL para la sincronización y tienen una menor tolerancia a los cambios de ángulo, siendo susceptibles a la pérdida de sincronización. Por otra parte, los GFM se sincronizan sin necesidad de un PLL.

Requisito	Descripción	Justificación	Problema abordado	Comparación respecto a GFL
Supresión y operación ante un evento RoCoF	Los GFM deben operar ante RoCoF de hasta 5 Hz/s y causando una mejora en la frecuencia del sistema comparado con un escenario en donde no hay GFM.	La respuesta rápida en potencia activa es intrínseca del GFM, por lo que no se esperan costos de este requisito.	Previene la desconexión involuntaria de plantas y sistemas de protección susceptibles a eventos RoCoF.	Un GFL & GFM puede contribuir en la supresión del RoCoF con una rápida respuesta en frecuencia. Aun así, los GFM brindan mayor soporte al agregar inercia virtual.
Respuesta de potencia reactiva durante contingencias	Los GFM deben responder rápidamente en componente reactiva (≤ 8 ms), con una contribución de mínimo 2 veces su corriente nominal por mínimo 5 segundos. También, deben contribuir con adiciones o decrementos en la corriente reactiva y en menos de tres ciclos luego de ocurrido un evento de tensión. El control de corriente de secuencia negativa debe estar disponible y debe poder ajustarse como parámetro de inyección esperada.	El soporte de tensión durante las fallas y después de su despeje es crucial para la estabilidad del sistema. Todos los recursos basados en inversores deben inyectar potencia reactiva de manera rápida.	Se garantiza una rápida recuperación de la tensión y se evitan fallos en cascada. Además, el aporte de secuencia negativa mitiga efectos de desbalance que pueden afectar otros sistemas de control y protección.	Los GFL y los GFM son similares, salvo que, para algunos GFM la operación durante falla no depende de umbrales de tensión. Esto es una característica de rendimiento que debe considerarse. El GFL usualmente responderá más lento que el GFM.
Respuesta rápida en potencia activa	Los GFM deben tener una respuesta rápida de la componente activa (≤ 8 ms), con una contribución de mínimo 2 veces su corriente nominal por mínimo 5 segundos de forma continua.	La respuesta rápida de la componente activa es fundamental para brindar soporte y mitigar el impacto de los eventos en frecuencia	Mitigación de eventos con impacto en la frecuencia, reduciendo RoCoF y NADIR.	Si bien el GFM puede brindar un soporte más rápido, las diferencias de velocidad respecto al GFL se reducen cada vez más, donde el soporte rápido en frecuencia puede considerarse en ambas tecnologías.

Requisito	Descripción	Justificación	Problema abordado	Comparación respecto a GFL
Comportamiento adecuado ante limitación de corriente	La respuesta del GFM al operar durante falla balanceada o desbalanceada, en su corriente máxima, debe ser estable y cumplir con requisitos de magnitud y tiempo (mínimo 2 veces la corriente nominal por 5 segundos). Tampoco debe causar ni empeorar los efectos adversos que impactan el sistema.	Las dinámicas de los GFM podrían asemejarse a las de los GFL ante un estado de limitación de corriente, durante el cual el GFM no conserva todas sus capacidades. El objetivo de este requisito es reconocer la limitación del GFM y minimizar su impacto.	Inestabilidad de GFM o pérdida de las capacidades de un GFM crítico cuando el límite de corriente se alcanza.	Los GFL son dispositivos controlados en su corriente, sea ante condiciones de estado estable o de falla. Su desempeño no se ve afectado positiva ni negativamente por la limitación de corriente.
Amortiguamiento de las oscilaciones del sistema de potencia	Los GFM no deben generar ni magnificar oscilaciones, asegurando que no haya interacción adversa entre máquinas síncronas e IBRs. El GFM debe amortiguar oscilaciones en rangos sub-síncronos y super-síncronos.	Los inversores ajustados de forma inadecuada pueden interactuar con otros dispositivos, causando inestabilidad en la red	Previene interacciones no deseadas en el inversor y resonancia con otros recursos basados en inversores.	Idealmente, los GFL no causan interacciones adversas con otros IBRs, pero esto no siempre es el caso, especialmente cuando se trabaja en redes débiles.
Aporte de corriente de corto circuito	Durante contingencia, los GFM deben responder en menos de 8 ms para aportar corrientes de mínimo 2 veces su capacidad nominal por mínimo 5 segundos. Valores superiores podrían requerirse en casos particulares y deben ser considerados en las especificaciones del equipo.	El aporte de cortocircuito contribuye a la fortaleza de red, brindando soporte y reduciendo efectos de inestabilidad en GFL cercanos.	Previene la propagación de huecos de tensión y la pérdida de sincronización en el GFL. Además, previene la mala coordinación de sistemas de protección tradicionales y mejora procesos de detección de falla basados en la corriente.	Los GFL están en capacidad de suministrar las mismas magnitudes de corriente, pero responden más lento por sus procesos de sincronización y medida.
Aporte de inercia sintética	Los GFM deben poder aportar corriente activa rápidamente (< 8 ms), de forma que se contribuya a mitigar los cambios bruscos en la	La respuesta inercial de un GFM es intrínseca de su funcionamiento,	Por la rápida acción del GFM, se mitigan parcialmente los	Los GFL, por sus procesos de sincronización, no pueden reaccionar tan rápido

Requisito	Descripción	Justificación	Problema abordado	Comparación respecto a GFL
	frecuencia. La respuesta inercial disponible debe ser mínimo de 3 segundos, medidos respecto a la capacidad nominal del GFM. Valores superiores podrían requerirse en casos particulares y deben ser considerados en las especificaciones del equipo.	asociada con la respuesta rápida a cambios de potencia activa o frecuencia.	eventos con impacto en la frecuencia.	como los GFM, por lo que con la tecnología actual GFL no se espera soporte inercial.
Capacidad de sobre carga temporal.	Para diferentes condiciones en que se dé soporte a la red, el GFM debe permitir superar sus valores nominales de corriente en cortos plazos. Debe tolerar mínimo 2 veces la corriente nominal y por mínimo 5 segundos. Valores superiores podrían requerirse en casos particulares y deben ser considerados en las especificaciones del equipo.	La capacidad de sobrecarga debe estar presente en todos los GFM pues permite tener un margen de utilización para brindar soporte de red y realizar un arranque en negro.	Se contribuye al soporte de red al contar con un valor disponible y mayor a la corriente nominal.	Los GFL están en capacidad de tener el mismo nivel de sobrecarga, pero responden más lento y pueden tener problemas en redes muy débiles.
Capacidad de arranque autónomo (Blackstart)	Los GFM pueden regular tensión y frecuencia, por lo que pueden actuar en islas siempre que las cargas a suplir se puedan alimentar con la energía almacenada. Esta capacidad permite energizar de manera secuencial aquellos sistemas que se han apagado en su totalidad.	Es una característica de algunos GFM que se puede usar si se tiene un margen de energía disponible y se articula una secuencia definida de reinicio del sistema.	Se incrementa la resiliencia del sistema y se brinda soporte en caso de eventos de desconexión masiva.	Los GFL no pueden regular tensión ni frecuencia, no pueden formar red y no pueden suministrar características de arranque autónomo.
Capacidad de permanecer conectado al sistema durante un evento.	Los GFM deben brindar soporte a la red, por lo que ante una perturbación, deben permanecer conectados y cumpliendo tiempos de LVRT y HVRT, TOVRT, LFRT y HFRT.	El soporte de red, intrínseco o no, del GFM, se ve comprometido si se ajustan erróneamente sus esquemas de desconexión.	Se evita la mala operación del sistema y el bajo soporte de red por GFM mal ajustados	El GFL y el GFM pueden ajustarse con curvas de desconexión semejantes.

Requisito	Descripción	Justificación	Problema abordado	Comparación respecto a GFL
Margen de seguridad (headroom)	Es la capacidad del GFM que está disponible para ser entregada a la red, sea en operación normal o durante contingencias. El <i>headroom</i> debe ser mínimo el 200% cuando se tiene un despacho nulo.	El <i>headroom</i> es el margen de energía disponible para ser entregada a la red.	Se garantiza un margen de la capacidad para brindar soporte de red	El GFL podría tener <i>headroom</i> equivalente.
Regulación primaria	Es la variación de la potencia entregada en respuesta a cambios de la frecuencia. Se debe asignar por lo menos un 3 % de la potencia nominal como potencia disponible para soporte de regulación primaria. Esta debe poder mantenerse al menos durante 1 minuto.	Se brinda soporte a cambios en la frecuencia	Se garantiza que existirá un margen de la capacidad disponible para contribuir al soporte de regulación primaria en frecuencia.	El GFL está en capacidad de brindar soporte de regulación primaria.
Priorización de corrientes	Los GFM no pueden asignar una prioridad a las componentes de soporte en corriente activa o reactiva cuando se alcanzan los límites de corriente ⁵ .	Se debe garantizar la estabilidad y continuidad de servicios críticos durante condiciones de saturación de la capacidad del equipo.	El GFM alcanza los límites de corrientes del equipo y se prioriza una corriente en detrimento de los requerimientos de la otra	Generalmente el GFL utiliza lógica de priorización de inyección de corrientes.

Tabla 3-1. Consideraciones para la evaluación de la integración de plantas GFM en el sector eléctrico colombiano.

⁵ Los GFM no pueden asignar una prioridad a las componentes de soporte activas o reactivas [1], sino que se debe aplicar un escalamiento del aporte que idealmente debería tener, pero que debe ser reducido por un factor de escalamiento (F) de acuerdo con la corriente máxima del equipo. Siendo $I_{ideal} = \sqrt{I_{d ideal}^2 + I_{q ideal}^2}$ donde la designación de ideal se asocia con un GFM hipotético cuya capacidad de corriente no ha sido alcanzada. Entonces se usa un factor de escalamiento $F = I_{max}/I_{ideal}$. De esta manera, $I_{d salida} = F I_{d salida}$ e $I_{q salida} = F I_{q salida}$.

4 Banco de pruebas para verificar el funcionamiento de equipos GFM con almacenamiento de energía a través de baterías para la conexión al SIN

La tecnología GFM no ha alcanzado un punto de estandarización internacional, por lo que aún está en procesos técnicos a nivel mundial orientados a comprender sus capacidades y limitaciones, donde los resultados de modelado que coincidan adecuadamente con la implementación real son vitales para generar confianza en las implementaciones masivas a nivel del sistema de potencia. Una verificación inadecuada puede causar que una planta que no deba estar conectada, lo esté, o que el soporte esperado no se cumpla, por lo que se necesitan requisitos de verificación claros y exhaustivos durante la etapa de asignación, desarrollo y puesta en servicio.

Para lo anterior, se necesita un modelo detallado del control del inversor, así como someter este modelo a bancos de pruebas que permitan prever con mayor precisión la operación del GFM. Estos bancos de prueba deben exigirse para simulaciones EMT y hardware in the loop, estableciendo además le requerimiento de que se deben proveer por parte de los desarrolladores modelos de código real de los inversores, de manera que la tecnología pueda ser integrada de forma idónea en el sistema y con la confianza de que su operación ha sido verificada. En la etapa de interconexión, simulaciones de área amplia utilizando modelos EMT son además necesarias para identificar posibles interacciones con otros elementos de la red.

De esta manera, este documento contiene diferentes sistemas de prueba y escenarios de prueba, definiendo condiciones iniciales y criterios de éxito según corresponde a cada escenario. Además, se utilizan sistemas reducidos, pues el propósito es verificar el control del GFM, sin que lo anterior descarte la necesidad de conducir estudios detallados utilizando modelos EMT de área amplia. En conjunto, se genera un banco de pruebas preliminar para verificar la operación del GFM. Es importante indicar que, dado que se trata de una tecnología que sigue en desarrollo, cambios sustanciales pueden requerirse en la medida que se gane más familiaridad con sus estrategias de control.

4.1 Criterios generales para la evaluación de la respuesta del GFM

En esta sección se definen y presentan criterios generales para tener en cuenta en la operación del GFM durante las pruebas de la sección siguiente.

Así pues, se define de forma inicial, lo que se espera respecto a la corriente de salida del GFM. Lo cual es, que en estado estable, la corriente sea de hasta 1 pu, es decir, la capacidad nominal del GFM. Sin embargo, ante la ocurrencia de un evento en $t = t_f$, la corriente del GFM debe subir rápidamente, donde el requisito de acuerdo a la Tabla 3-1 es que de acuerdo a las necesidades de la red, se entregue 2 p.u durante 5 s. Luego de este tiempo, es decir, luego de $t = t_f + 5$, el GFM podría desconectarse del sistema. Lo anterior, se representa en la Figura 4-1. Se aclara que en el caso de GFM, la corriente de falla en tiempo subtransitorio, transitorio y de estado estable, es igual y puede sostenerse en el tiempo requerido de 5 s. En la Figura 4-1, la corriente se presenta de forma ideal, por lo que podrían darse oscilaciones amortiguadas en la inyección de la falla ($t = t_f$).

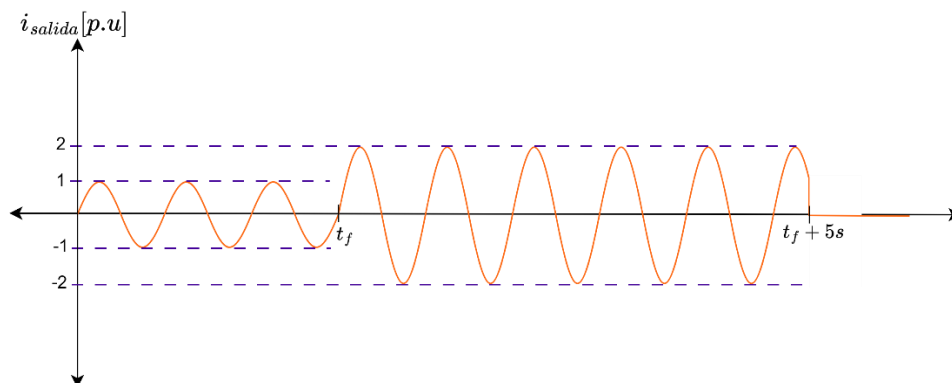


Figura 4-1 Respuesta en corriente esperada en el GFM durante diferentes condiciones de operación.

Luego, se deben tener en cuenta los tiempos de establecimiento y de respuesta inicial del GFM.

Tiempo de respuesta inicial (T_r): Tiempo que tardan los valores instantáneos de las variables de interés, en alcanzar un 90 % del delta del cambio esperado después de una perturbación, con una holgura del ± 5 %. El tiempo de respuesta inicial debe ser máximo 8 ms ⁶ [1]

Tiempo de establecimiento (T_e): Tiempo que tardan los valores instantáneos de las variables de interés, en llegar al valor esperado, manteniéndose dentro de una banda entre +20 % y -10 %. El tiempo de establecimiento debe ser máximo de tres (3) ciclos, es decir, 50 ms ⁷ [1].

Los tiempos de respuesta y establecimiento se aprecian en la Figura 4-2.

⁶ "In response to a grid-side disturbance, the instantaneous active/reactive current or power variation shall reach no less than 90% of its expected value within 10 ms"

Dado que la referencia original se orienta a una frecuencia de sincronismo de 50 Hz, se trasladan los tiempos para que correspondan a una frecuencia de 60 Hz.

⁷ "When a steady-state value is anticipated after the disturbance in an event, a settling time of 60 ms is expected. The settling time is defined as the last instant when the measured or simulated value enters a +20%/-10% tolerance band around the expected value".

Dado que la referencia original se orienta a una frecuencia de sincronismo de 50 Hz, se trasladan los tiempos para que correspondan a una frecuencia de 60 Hz.

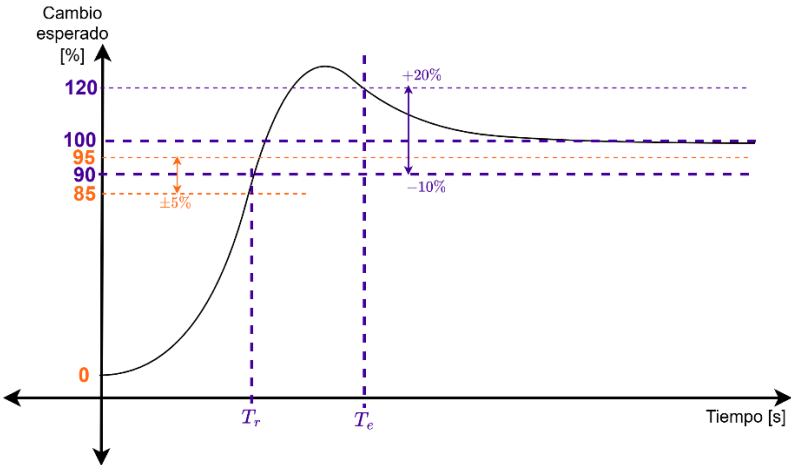


Figura 4-2. Tiempos de respuesta y establecimiento

Finalmente, se tienen los requerimientos FRT y TOVFRT como en la Tabla 4-1. El requisito de LVRT y HVRT se representan en la Figura 4-3

Voltaje en el POI	Tiempo mínimo [ms]	Observaciones
$1.7 < V \leq 1.8$	0.2	TOVRT: Tensión instantánea a la frecuencia fundamental, tiempo acumulado sobre una ventana de 1 minuto, de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE 2800 de 2022.
$V > 1.6$	1	
$V > 1.4$	3	
$V > 1.25$	15	
$1.1 < V \leq 1.25$	5000	HVRT: Tensión RMS de la frecuencia fundamental, no se permite bloqueo de la inyección de corriente.
$V \leq 1.1$	Continuo	
$V \geq 0.85$	Continuo	
$V < 0.85$	6000	

Tabla 4-1. Límites de soportabilidad ante TOVRT, HVRT y LVRT.

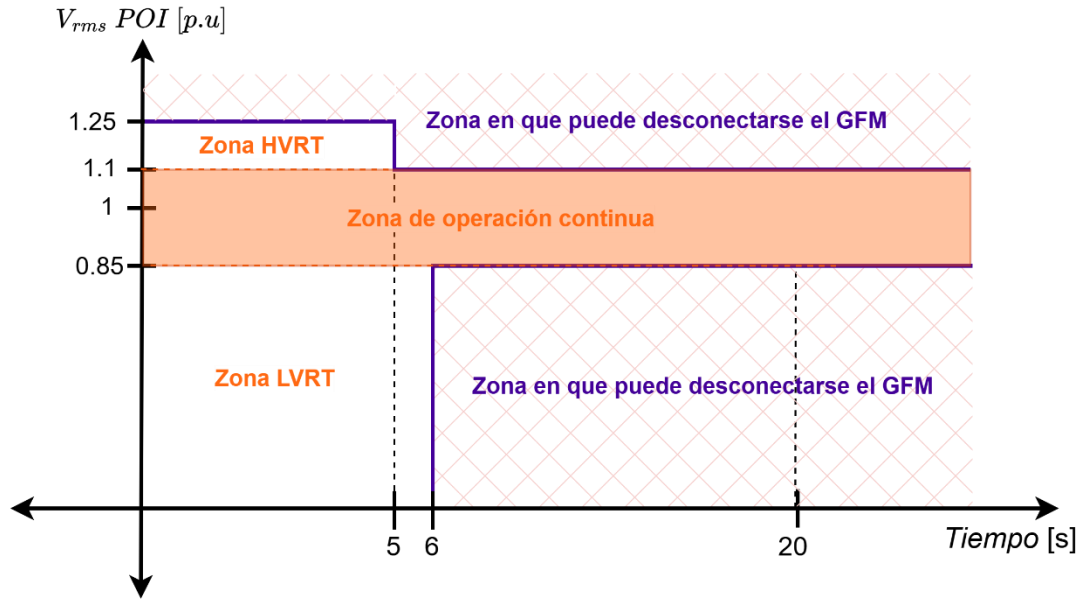


Figura 4-3 Curva de soportabilidad LVRT y HVRT

4.2 Sistemas de prueba

4.2.1 Sistema 1. Configuración con equivalente de red - GFM

Este sistema se propuso en [13] y también fue considerado en [14]. Consiste en una fuente ideal de tensión más una impedancia en serie, variable y conectada al GFM de prueba. La fuente debe ser controlable para ajustar frecuencia, magnitud y ángulo de la tensión en cualquier momento. La impedancia en serie debe ser variable, de modo que se pueda ajustar la fortaleza del equivalente de red. El sistema descrito se aprecia en la Figura 4-4.

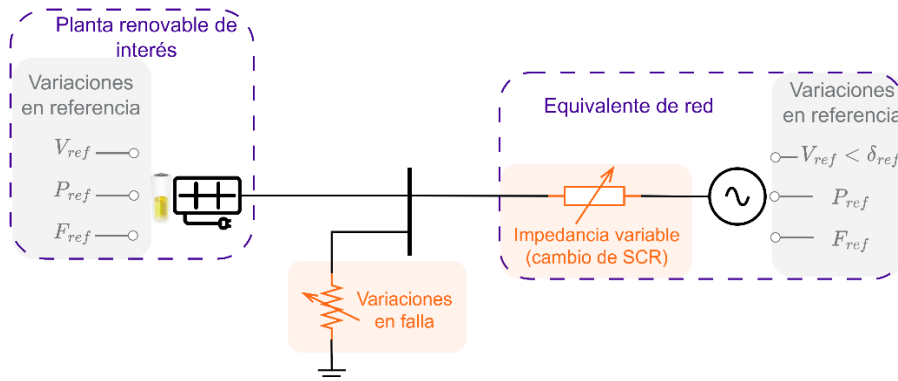


Figura 4-4. Sistema de prueba tipo fuente y GFM.

El sistema de prueba 1 se utiliza para las pruebas de la sección 4.2 y para las pruebas 5-8, 12, 13, 19 y 20 de la sección 4.4

4.2.2 Sistema 2. Múltiple generación en nodo único

Este sistema se utiliza en [13] y [14], y consiste en los siguientes elementos conectados a un solo barraje y sin impedancias de red.

1. Un generador síncrono con un modelo de excitación simplificado (por ejemplo, el tipo SCRX), un modelo de turbina-gobernador (por ejemplo, el tipo TGOV1) y un interruptor para desconectar el generador síncrono.
2. Una carga de impedancia constante con un factor de potencia máximo de 0.9 en atraso.
3. El GFM cuyo funcionamiento se desea verificar (GFM1).
4. Un duplicado del GFM1 con cerca de la mitad de su capacidad y controlado como GFM (GFM2). Los GFM de este sistema de prueba tienen controladores idénticos operan de forma estable y sin interacciones adversas. El GFM2 ayuda a verificar operación coordinada de múltiples GFM.

Los GFM deben suplir la demanda ante la pérdida del generador síncrono, el generador síncrono debe tener la capacidad de alimentar la carga y cargar los GFM. Ambos GFM deben estar en el modo de control de tensión con los mismos ajustes de *droop*.

Todas las protecciones en el GFM de interés deben reflejar lo planeado para la instalación en campo, pero con ajustes amplios dentro de las capacidades de los equipos para poner a prueba el GFM ante cambios extremos en tensión, frecuencia y ángulo.

La Figura 4-5 está parametrizada como ejemplo, donde las capacidades pueden cambiar siempre que se respeten las indicaciones dadas.

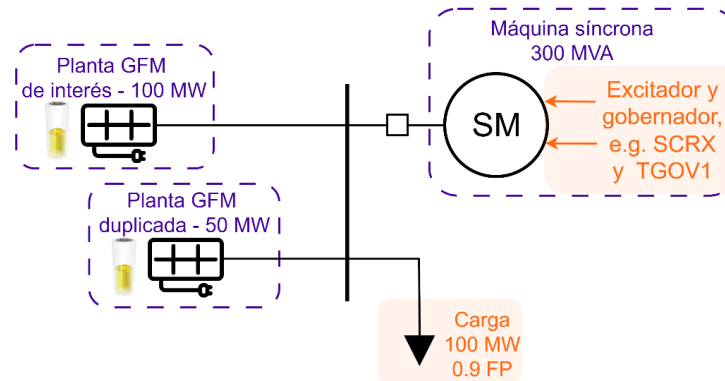


Figura 4-5. Sistema de prueba en nodo único.

El sistema de prueba 2 se utiliza para las pruebas 1-4 y 9-11 de la sección 4.4

4.2.3 Sistema 3. Escaneo en frecuencia

Este sistema de prueba se propuso en [13], [15] y [16], con los elementos de la Figura 4-6, para realizar el método de barrido de impedancia. Consiste en conectar un equivalente de red a la planta de interés, pero en medio, ubicar una fuente de tensión en serie para introducir perturbaciones de frecuencia diferente a la nominal de la red.

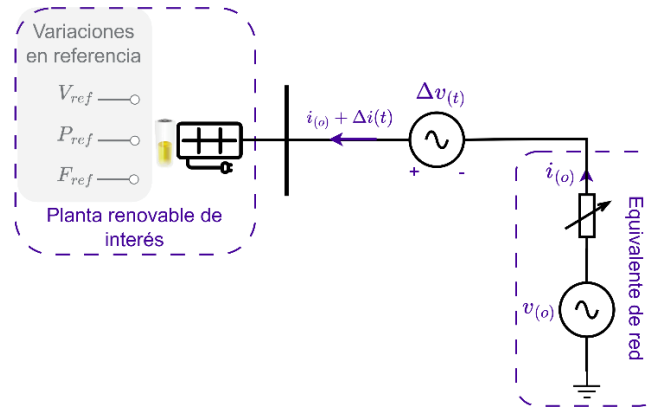


Figura 4-6. Sistema de prueba para barrido de frecuencia.

El sistema de prueba 3 se utiliza para las pruebas 16 y 17 de la sección 4.4

4.2.4 Sistema 4. Efecto de línea de transmisión

Este sistema se propone en [17] para identificar interacciones entre el GFM1 y otros elementos, como el GFM2, el generador síncrono, e incluso un elemento compensador. En lo posible, ambos GFM operan con controles diferentes, pero estables y sin interacciones adversas entre sí. Por ejemplo, en el caso de [17], el GFM2 opera bajo el IEEE Std 2800-2022.

Si no hay integración de esquemas de control diferentes, el objetivo se define como verificar interacciones entre GFMs, agregando efectos de otros elementos. También, se incluye un compensador síncrono que, junto al generador síncrono, se conecta a los GFM a través de dos líneas paralelas. Los elementos síncronos (generador y condensador), se conectan al barraje a través de un transformador delta-estrella a tierra. El GFM1 se ajusta con la potencia de prueba, por ejemplo 100 MVA, la tensión nominal corresponde a la de la planta de interés. La Figura 4-7 representa el sistema de prueba mencionado.

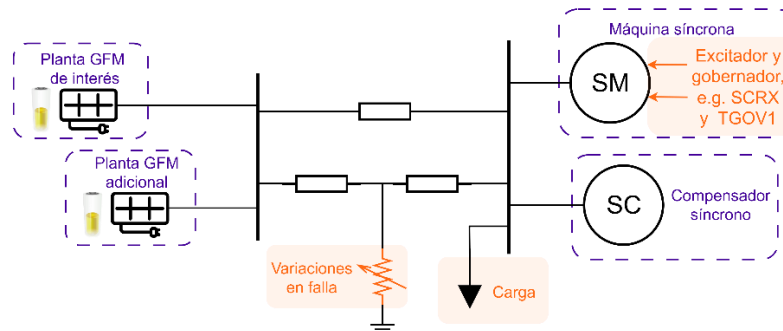


Figura 4-7. Sistema de prueba con interacción de línea de transmisión.

El sistema de prueba 4 se utiliza para la prueba 14 de la sección 4.4

4.2.5 Sistema 5. Energización de transformador

Este sistema de prueba se presenta en [18], el cual resulta muy similar al sistema de prueba 1, salvo que esta vez se cuenta con un transformador, como se muestra en la Figura 4-8. El transformador se conecta entre el inversor y el equivalente de red. La salida del inversor se conecta al transformador a través de un interruptor (K_1). Luego, un equivalente de red (o una carga AC), se conecta al transformador a través de un segundo interruptor (K_{grid}). Este sistema se usa particularmente para verificar las capacidades de arranque en negro del GFM, donde las corrientes *inrush* del transformador deben estar adecuadamente representadas.

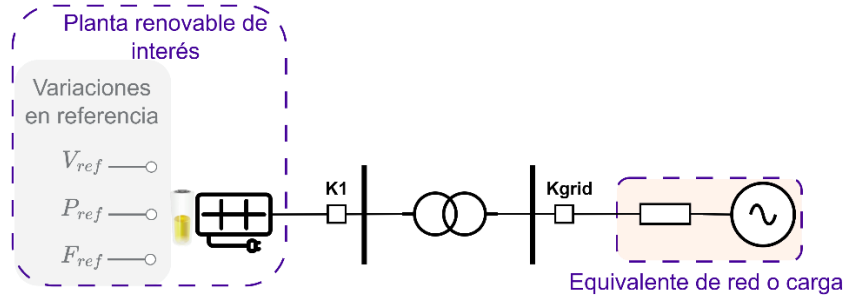


Figura 4-8. Sistema de prueba para energizar transformador.

El sistema de prueba 5 se utiliza para la prueba 15 de la sección 4.4

4.2.6 Sistema 6. Estimación de la inercia sintética

El sistema de prueba de la Figura 4-9 se presenta en [19], donde se propone una prueba basada en medidas para estimar la inercia que aporta un GFM. Se cuenta con una máquina síncrona de dos veces la capacidad del GFM de interés y con inercia conocida, ningún recurso cuenta con esquemas de control para el soporte de frecuencia, y ambos recursos se conectan a un equivalente de red para tener un flujo de potencia de importación o exportación. La carga no es sensible a tensión o frecuencia y se representa como una carga estática de potencia constante.

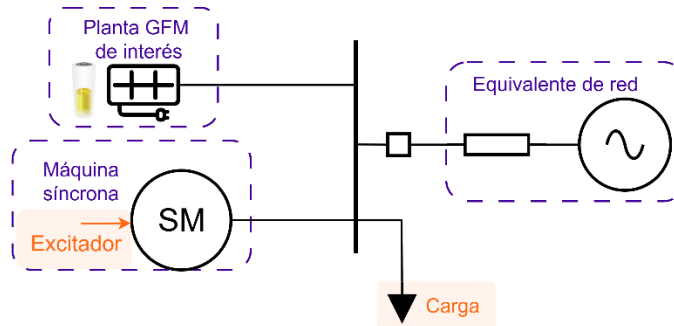


Figura 4-9. Sistema de prueba para estimar respuesta inercial.

El sistema de prueba 6 se utiliza para la prueba 18 de la sección 4.4

4.3 Escenarios de prueba para verificar la funcionalidad y parametrización del modelo formador de red

En esta sección del banco de pruebas se consideran escenarios para verificar la operación general del formador de red, respuesta en tensión, en frecuencia, tiempos de respuesta, operación ante cambios de referencias y demás cambios que corresponden con situaciones de operación esperadas en el sistema al que se conecta el GFM de interés. Entre las referencias para los escenarios

planteados se tiene el Acuerdo CNO 1826, la guía de modelos preliminares XM CREG 060 2019 y el Acuerdo CNO1354, pues establecen criterios mínimos de verificación para plantas basadas en inversores.

NOTA: Se debe tener en cuenta que no se permite la cesación momentánea.

4.3.1 Inicialización del modelo

Se busca verificar que el modelo inicializa y converge a un valor de operación adecuado y sin indicios de inestabilidad. La prueba se realiza sin incluir perturbaciones externas y se hace para diferentes condiciones de operación.

Prueba 1	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al valor mínimo, medio y máximo de su capacidad de potencia activa, tanto en carga como en descarga.	
2. El equivalente de red puede tener una relación SCR de 0.82, 1, 1.5, 3 y 5.	
3. El equivalente de red puede tener una relación X/R de 1.8, 4, 9, 18 y 30.	
Secuencia de Prueba	
1. Simular 180 segundos con las diferentes combinaciones de SCR, X/R y valor despachado.	
2. No se deben realizar perturbaciones externas	
Criterios de éxito	
1. El modelo obtiene una solución adecuada al ejecutar el flujo de carga.	
2. El modelo no presenta transitorios significativos en tensión, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva.	
3. El modelo debe inicializar en un máximo de 3 segundos de tiempo de simulación, sin presentar transitorios significativos en tensión, frecuencia, potencia activa o potencia reactiva.	
4. Las variables de tensión, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva deben tener una variación inferior a 0.001 p.u	

Tabla 4-2. Secuencia de prueba para verificar la inicialización del modelo EMT

4.3.2 Recepción de referencias externas

Los modelos presentados deben poder cambiar su valor de referencia a partir de una señal externa, tanto en tensión, potencia activa y potencia reactiva.

Prueba 2	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 70 % de su capacidad de potencia activa.	
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2	
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9	

Secuencia de Prueba	
1. Se hacen cambios en las referencias así: ± 2 % en referencia de tensión, ± 10 % en referencia de potencia activa, ± 10 % en referencia de potencia reactiva.	
Criterios de éxito	
1. El modelo no presenta oscilaciones significativas en las variables de interés.	
2. Las oscilaciones producto de los cambios de referencia se amortiguan correctamente.	
3. El cambio en las referencias se sigue adecuadamente sin causar pérdida de estabilidad ni oscilaciones excesivas por un tiempo considerable (no se debe sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
4. Si el cambio en la referencia de tensión no se ve reflejado en la tensión final medida, es un indicador de que el GFM de interés no tiene una capacidad significativa respecto a la fortaleza del sistema al que se conecta. En tal caso, el cambio se verá reflejado en la potencia reactiva que suministra o absorbe el GFM.	

Tabla 4-3. Secuencia de prueba para verificar la recepción de referencias de forma externa

4.3.3 Soporte y banda muerta en frecuencia

Aquí, se debe verificar cómo es la respuesta en frecuencia del GFM, es decir, en qué rango de ajuste puede operar y qué banda muerta puede ser ajustable. El valor de respuesta en Frecuencia vs Potencia activa puede ser ajustable entre 0 % y 6 %, con una banda muerta entre 0 y 120 mHz. Para esta prueba, el GFM debe poder recibir una referencia de frecuencia ajustable de forma externa, por lo que sería una entrada adicional al modelo, junto con la tensión, potencia activa y potencia reactiva.

Prueba 3	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 20 % de su capacidad de potencia activa.	
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2	
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9	
4. El parámetro que regula la respuesta en frecuencia se ajusta en 0.2 %	
5. La banda muerta se ajusta en 30 mHz.	
Secuencia de Prueba	
1. Se modifica la referencia de frecuencia en pasos de +0.02 Hz para verificar el cambio en potencia activa y el cumplimiento de la banda muerta, se hacen cambios en frecuencia hasta que se cubra por lo menos el 80 % de la capacidad de potencia activa del GFM.	
2. Se modifica la referencia de frecuencia en pasos de - 0.02 Hz para verificar el cambio en potencia activa y el cumplimiento de la banda muerta, se hacen cambios en frecuencia hasta que se cubra por lo menos el 80 % de la capacidad de potencia activa del GFM.	
3. En los pasos 2 y 3, se deben realizar por lo menos 5 escalones, y no se debe alcanzar el límite de la generación en ningún momento, pues se tendría una mala estimación por el estado de saturación.	
4. Se cambia la banda muerta a 0 mHz y 120 mHz, repitiendo los pasos 2 y 3.	

5. Con la banda muerta de 30 mHz, se cambia el parámetro de respuesta en frecuencia a un 1%, 2% y 6 %, luego se repiten los pasos 2 y 3.	
6. En cada caso, se debe medir la respuesta en frecuencia vs potencia activa considerando la Ecuación 1	
7. Se deben incluir gráficas de potencia vs frecuencia, Frecuencia vs tiempo y potencia vs tiempo	
Criterios de éxito	
1. El modelo no presenta oscilaciones significativas en las variables de interés.	
2. Las oscilaciones producto de los cambios de referencia se amortiguan correctamente.	
3. Siempre se opera por debajo del límite de la capacidad de potencia activa.	
4. Se cumplen los ajustes de banda muerta y regulación de frecuencia.	
5. En el caso de que el GFM no opere de forma correcta con el droop del 6 %, se debe indicar el máximo droop que se puede alcanzar sin perder estabilidad.	

Tabla 4-4. Secuencia de prueba para verificar los ajustes de regulación y banda muerta en frecuencia.

$$R = \frac{(\Delta f - BM)/f_{nom}}{\Delta P/P_{nom}} \times 100$$

Ecuación 1. Estatismo en frecuencia

Donde R indica el parámetro indicador de la respuesta en frecuencia,

Δf es la magnitud de la variación de frecuencia aplicada en [Hz].

ΔP es la magnitud de la variación de potencia en [MW]

f_{nom} y P_{nom} son la frecuencia y potencia nominal del sistema en [Hz] y [MW], respectivamente.

BM es la banda muerta ajustable.

4.3.4 Tiempos de respuesta y establecimiento

En esta prueba se verifican los tiempos de respuesta en frecuencia y tensión, midiendo la respuesta en potencia activa y potencia reactiva. Los tiempos de respuesta deben estar en concordancia con lo presentado en la Figura 4-2.

Prueba 4	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 20 %, 50 % y 90 % de su capacidad de potencia activa, tanto en carga como en descarga.	
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2	
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9	
4. El parámetro de regulación de frecuencia se ajusta en 2 %	
5. La banda muerta se ajusta en 30 mHz.	
Secuencia de Prueba	
1. El proceso se realiza para cada escenario de despacho, donde cada cambio se deja por lo menos durante un segundo.	
2. Para cada despacho ajustado, se modifica la referencia de frecuencia en dos pasos de + 0.1 Hz.	

3. Se toma el tiempo de respuesta inicial y el tiempo de establecimiento en cada escalón	
4. Para cada despacho ajustado, se modifica la referencia de frecuencia en dos pasos de - 0.1 Hz.	
5. Se toma el tiempo de respuesta inicial y el tiempo de establecimiento en cada escalón, sobre la corriente instantánea y la potencia activa.	
6. El valor del tiempo de respuesta inicial y del tiempo de establecimiento se calcula como el promedio de los valores obtenidos para todos los escalones realizados.	
7. Para cada despacho ajustado, se simula un escalón de tensión de + 0.15 p.u. Se miden los tiempos de respuesta inicial y de establecimiento en la corriente instantánea y en la potencia reactiva	
8. Para cada despacho ajustado, se simulan dos escalones de tensión de - 0.15 p.u. Se miden los tiempos de respuesta inicial y de establecimiento en la corriente instantánea y en la potencia reactiva	
9. El valor del tiempo de respuesta inicial, el tiempo de subida y del tiempo de establecimiento se calcula como el promedio de los valores obtenidos para los tres escalones realizados.	
Criterios de éxito	
1. El modelo no presenta oscilaciones significativas en las variables de interés.	
2. Las oscilaciones producto de los cambios de referencia se amortiguan correctamente.	
3. El tiempo de respuesta inicial en la corriente instantánea es menor o igual a 8 ms.	
4. El tiempo de establecimiento es menor o igual a 50 ms.	

Tabla 4-5. Secuencia de prueba para verificar la respuesta rápida en potencia activa y reactiva.

4.3.5 Soporte y banda muerta en tensión

Aquí, se caracteriza cómo funciona el GFM respecto al control y soporte en tensión, sea de secuencia positiva o negativa. En este caso se realizan perturbaciones en tensión y se mide la respuesta en potencia reactiva. También, se deben identificar las bandas muertas que se tengan ajustadas, sea para control de tensión o para soporte de red. Se debe caracterizar y evidenciar la banda muerta para el control de tensión, que actúa entre $0.9 - 1.1$ si $V_{nom} \leq 230 \text{ kV}$ o $0.9 - 1.05$ si $V_{nom} = 500 \text{ kV}$, así como la operación del soporte de red cuando la tensión sale de la banda previamente mencionada, la cual debe causar una respuesta rápida.

Prueba 5	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 20%, 50 % y 90 % de su capacidad de potencia activa, tanto en carga como en descarga.	
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2	
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9	
4. Se debe indicar y verificar la respuesta VQ del GFM	

5. La banda muerta para respuesta rápida en componente reactiva se ajusta en 0.1 p.u por debajo y 0.05 o 0.1 p.u por encima del nivel nominal para el nivel de tensión de 500 [kV] y 220 [kV], respectivamente.	
6. La banda muerta para el control de tensión puede ajustarse entre 0 % y 2 %, a partir del cual se efectúa el control de tensión.	
Secuencia de Prueba	
1. Para cada despacho ajustado, se simulan tres escalones de tensión de +0.05 p.u. Se comprueba que la respuesta en componente reactiva se cumpla en el POI	
2. Para cada despacho ajustado, se simulan seis escalones de tensión de -0.05 p.u. Se comprueba que la respuesta en componente reactiva sea la esperada en el POI.	
3. Se deben comprobar 3 valores de ajuste del parámetro en el control del GFM que controla la respuesta en tensión, sea para la secuencia negativa o para la secuencia positiva, midiendo las correspondientes corrientes y tensiones de secuencia y de acuerdo con la Ecuación 2.	
Criterios de éxito	
1. El modelo no presenta oscilaciones significativas en las variables de interés.	
2. Las oscilaciones producto de los cambios de tensión son amortiguados correctamente.	
3. La respuesta reactiva es la esperada, tanto en secuencia positiva como en secuencia negativa.	
4. Se debe verificar la respuesta en el POI, por lo que el ajuste a nivel de inversor o varios inversores en paralelo al interior de la planta puede ser diferente al ajuste equivalente visto en el POI.	
5. El aporte de corriente reactiva adicional debe mantenerse cuando la tensión esté fuera del rango normal de operación.	
6. El aporte de corriente reactiva debe mantenerse por 500 ms después de que la tensión entre al rango de operación normal, manteniendo un aporte proporcional a la desviación de la tensión con respecto al valor de referencia (1 p.u.)	
7. Debe reportarse el valor de ajuste efectivo en el inversor y si este es diferente al valor visto desde el POI.	

Tabla 4-6. Secuencia de prueba para verificar los ajustes del control de tensión.

$$K = \frac{\Delta I_r / I_{nom}}{\Delta U / U_{nom}} \times 100$$

Ecuación 2. Respuesta reactiva del GFM

Donde K es el factor de respuesta de la potencia reactiva del GFM

ΔI_r es el cambio de corriente reactiva de secuencia positiva o negativa en el punto de conexión, respecto al valor de corriente reactiva que se tenía antes del evento.

ΔU es la variación de tensión de secuencia positiva o negativa, respecto al valor de tensión respectivo que se tenía antes del evento.

I_{nom} y U_{nom} son la corriente y tensión nominal del sistema en [A] y [V], respectivamente.

4.3.6 Curva de carga - capacidad PQ

Se debe cumplir como mínimo con lo presentado en la Figura 4-10 para tensiones en el rango de operación normal. Se debe poder operar en toda la región demarcada, incluyendo la frontera (sobrecarga del 5.3 %).

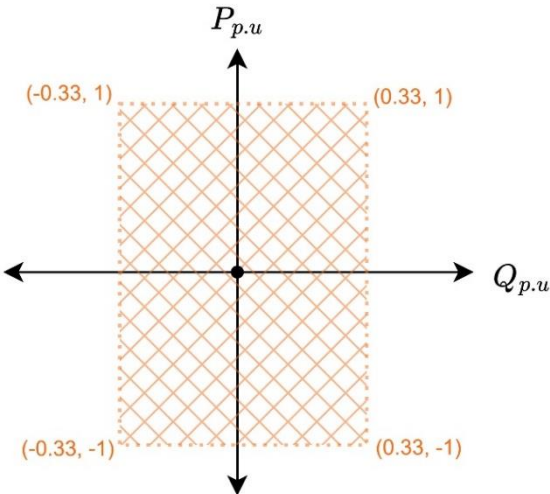


Figura 4-10. Curva de capacidad del GFM en operación normal

Donde $Q(p.u)$ es la potencia reactiva del GFM en el POI
 $P(p.u)$ es la potencia activa del GFM en el POI

El requerimiento de potencia activa aplica si el estado de carga del SAEB es superior al estado de carga mínimo permitido.

Prueba 6	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 50 % de su capacidad de potencia activa.	
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2	
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9	
Secuencia de Prueba	
1. Para la potencia mínima, media y máxima en carga y descarga, se debe verificar un punto de absorción de potencia reactiva y un punto de inyección de potencia reactiva a través de simulación dinámica.	
2. Se debe verificar que la frontera de la curva de capacidad, sean puntos de operación válidos, se comprueba cómo mínimo los 4 puntos demarcados en la Figura 4-10.	
Criterios de éxito	
1. El modelo no presenta oscilaciones en las variables de interés.	
2. El modelo opera correctamente y sin generar oscilaciones o situaciones indicativas de inestabilidad al verificar los puntos de la curva de carga.	

Tabla 4-7. Secuencia de prueba para verificar la curva de capacidad.

4.3.7 Verificar rampas de entrada y salida

Se debe verificar la posibilidad de operar con rampas de máximo 100 % por segundo y un mínimo de 0.2333 % por segundo. Válido en toda la curva de capacidad del GFM, se debe mostrar la gráfica de la pendiente de potencia. Estas rampas corresponden a características de operación en el rango de operación normal (sin eventos), pero ante una perturbación, las rampas de esta prueba se anulan para dar prioridad a los esquemas de soporte de red, como respuesta rápida en potencia activa o reactiva.

La tasa de toma de carga y la tasa de descarga pueden ser un único valor o estar definida para máximo 5 intervalos de potencia que cubran el rango de operación. Se debe(n) reportar la(s) rampa(s) como en la Tabla 4-8.

Rampa	Límite Inferior [MW]	Límite Superior [MW]	Tasa de carga [MW/Minuto]

Tabla 4-8. Tablas para reportar las rampas de carga o descarga.

Prueba 7	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 20 % de su capacidad de potencia activa.	
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2	
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9	
4. La rampa de ajuste por defecto es la mínima, es decir, 0.233% por segundo.	
Secuencia de Prueba	
1. Se hace un cambio de tipo escalón en la potencia activa hasta alcanzar el 100 % de la potencia activa de descarga. Luego, se hace un cambio en escalón hasta alcanzar el 100 % de la potencia activa de carga. Se verifican los tiempos y puntos finales alcanzados.	
2. Si se tienen varias rampas, se debe evidenciar la acción de cada una de ellas, cubriendo todo el rango de carga y descarga del GFM.	
3. Se cambia la rampa de toma de carga y de descarga a valores de 1, 10, 30, 70 y 100 [% / s]. Repitiendo el paso 1 en cada caso.	
Criterios de éxito	
1. El modelo no presenta oscilaciones en las variables de interés.	
2. El modelo opera correctamente y sin generar oscilaciones o situaciones indicativas de inestabilidad al verificar las rampas de operación.	
3. El GFM puede operar con diferentes rampas de carga y descarga, variando entre 0.233 %/s y 100 %/s.	

Tabla 4-9. Secuencia de prueba para verificar las rampas de carga y descarga.

4.3.8 Verificar la tolerancia ante huecos sucesivos en tensión

En este caso se hacen huecos de tensión sucesivos para verificar que el GFM no pierde la estabilidad

Prueba 9	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 80 % de su capacidad de potencia activa, tanto en carga como en descarga.	
2. El equivalente de red tiene una relación SCR de 1.2	
3. El equivalente de red tiene una relación X/R de 9	
Secuencia de Prueba	
1. Se hacen 3 fallas trifásicas sucesivas con un espacio de 30 s entre falla y falla. La duración de la falla es de 100 ms.	
2. Se hacen 3 fallas solidas de diferente tipo, sucesivas y con un espacio de 30 s entre falla y falla. La duración de la falla es de 100 ms.	
3. Se hacen 3 fallas trifásicas sucesivas así: La primera en 5 s, la segunda en 6 s y la tercera en 11 s. La duración de la falla es de 100 ms.	
4. Se simula 10 segundos adicionales luego de despejar la última falla.	
Criterios de éxito	
1. El sistema se recupera adecuadamente, sin presentar oscilaciones en las variables de interés.	
2. Cualquier oscilación se amortigua adecuada y rápidamente.	
3. El GFM debe recuperar la potencia activa que estaba suministrando antes de los huecos de tensión.	

Tabla 4-10. Secuencia de prueba para verificar la soportabilidad de huecos de tensión sucesivos.

4.4 Escenarios de prueba para verificar el control, operación y soporte general de un inversor formador de red.

Los escenarios planteados tienen el propósito de verificar el control y la operación general de una planta renovable controlada en modo formador de red y ante eventos de contingencias o cambios de estado en el sistema de potencia. Las pruebas se realizan para cada planta formadora de red que pretende ser conectada al SIN y tienen el propósito de verificar si el GFM cumple con las características esperadas de esta tecnología.

Así pues, las pruebas contribuyen a la caracterización del GFM e identificación de posibles problemas de control, verificando la operación formadora ante diferentes escenarios e incluyendo la interacción entre formadores. Adicionalmente, las pruebas presentadas se adaptan a partir de casos presentes en [13], [15], [17] y [18], teniendo en cuenta condiciones de interés para el sistema eléctrico colombiano, especialmente las asociadas al SCR (muy bajo) y al factor X/R (altamente variable), además, de acuerdo a lo recomendado en [16], las pruebas a formadores consideran tanto SCR bajos como altos.

A modo de referencia y de acuerdo con el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP 2025-I), se presenta que a 2029, para 45 subestaciones con tensiones nominales entre 110 kV y 500 kV, se tienen los siguientes datos:

Valor	SCRIF	X/R
Mínimo	0.82	2.4
Máximo	2	29.2
Promedio	1.2	11.36
Desviación	0.31	5.93

Tabla 4-11. Condiciones críticas de corto circuito en el sistema eléctrico colombiano a 2029.

Si bien la métrica de fortaleza en el IPOELP corresponde al SCRIF en lugar del SCR, es conveniente resaltar que los sistemas de prueba a utilizar tienen pocos inversores y en su mayoría conectados en nodo único. Para sistemas de prueba con dichas características, calcular o ajustar el SCR, es idéntico a calcular o ajustar el SCRIF, donde hacer verificaciones con SCR bajos, es más desafiante para el inversor, pero también más realista de acuerdo con las condiciones del sistema eléctrico. Realizar estas pruebas más desafiantes permite, además, encontrar y verificar los límites de los GFM de interés, haciendo posible encontrar potenciales efectos que no se hayan considerado hasta el momento.

De esta manera, los escenarios de prueba a realizar se presentan a continuación.

4.4.1 Prueba 1: Pérdida de recurso síncrono durante descarga de SAEB

La prueba verifica que el GFM pueda controlar la tensión y frecuencia ante la ausencia de máquinas síncronas. También, verifica cómo se comporta el GFM ante descarga en el sistema. La prueba hace parte de los bancos presentados en [13] y [14], desarrollada como se indica en la Tabla 4-12.

Prueba 1	Cumple si/no
Sistema de Prueba 2	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 20 % del límite de potencia de descarga.	
2. El segundo GFM se despacha al 20 % de su límite de potencia de descarga.	
3. La carga se ajusta al 100 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95.	
4. La máquina síncrona supl el 100 % de la potencia reactiva de la carga.	
Secuencia de Prueba	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Desconectar el generador síncrono (sin evento de falla)	
Criterios de éxito	
Antes del evento	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con los niveles despachados.	
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona coincide con el resto de la carga.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber oscilación en los valores RMS.	

6. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
Después del evento	
1. Después del evento de desconexión, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente ni desviarse del valor permitido de estado estable por ningún tiempo considerable, no se debe violar el tiempo de establecimiento.	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable	
3. La tensión final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
4. La frecuencia alcanza un punto de operación estable permitido.	
5. La frecuencia final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
6. Cualquier oscilación debe ser amortiguada de forma consistente	
7. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
8. La potencia activa en cada GFM debe cambiar para satisfacer la demanda y estabilizarse de acuerdo con su <i>droop</i> en frecuencia. El tiempo de respuesta al 90 % del cambio en la corriente instantánea debe ocurrir en menos de 8 ms.	
9. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	
10. La tensión no se desvía de [0.8-1.1] p.u por más de 0.1 s a lo largo de la prueba. Estos límites de tensión y el umbral de tiempo se basan en pruebas preliminares, pero podrían reajustarse mientras más experiencia se tenga en su uso.	

Tabla 4-12. Secuencia de desarrollo prueba 1.

4.4.2 Prueba 2: Pérdida de recurso síncrono durante carga de SAEB

Esta prueba, similar a la prueba 1 y la prueba 3, se enfoca en verificar la capacidad del GFM para soportar la pérdida del recurso síncrono. En este caso, mientras el GFM se encuentra en una condición de carga.

Prueba 2	Cumple si/no
Sistema de Prueba 2	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 50 % del límite de potencia de carga.	
2. El segundo GFM se despacha al 50 % de su límite de potencia de carga.	
3. La carga se ajusta al 50 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95	
4. La máquina síncrona suple el 100 % de la potencia reactiva de la carga.	
Secuencia de Prueba	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Desconectar el generador síncrono (sin evento de falla)	
Criterios de éxito	
Antes del evento	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con los niveles despachados.	

2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona coincide con el resto de la carga.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber oscilación en los valores RMS.	
6. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
Después del evento	
1. Después del evento de desconexión, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable	
3. La tensión final es la esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
4. La frecuencia alcanza un punto de operación estable	
5. La frecuencia final es la esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
6. Cualquier oscilación debe ser amortiguada de forma consistente	
7. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
8. La potencia activa en cada GFM debe cambiar para satisfacer la demanda y estabilizarse de acuerdo con su <i>droop</i> en frecuencia. El tiempo de respuesta al 90 % del cambio en la corriente instantánea debe ocurrir en menos de 8 ms..	
9. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	
10. La tensión no se desvía de [0.8-1.1] p.u por más de 0.1 s a lo largo de la prueba. Estos límites de tensión y el umbral de tiempo se basan en pruebas preliminares, pero podrían reajustarse mientras más experiencia se tenga en su uso.	

Tabla 4-13. Secuencia de desarrollo prueba 2.

4.4.3 Prueba 3: Pérdida de recurso síncrono y un GFM en el límite.

En este caso, se verifica el efecto de tener uno de los GFM a su límite de capacidad.

En este caso, se verifica el efecto de tener uno de los GFM a su límite de capacidad.	
Prueba 3	Cumple si/no
Sistema de Prueba 2	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 0 %	
2. El segundo GFM se despacha al 100 % de su límite de potencia de descarga.	
3. La carga se ajusta al 100 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95	
4. La máquina síncrona suple el 100 % de la potencia reactiva de la carga.	
Secuencia de Prueba	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Desconectar el generador síncrono (sin evento de falla)	
Criterios de éxito	

Antes del evento	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con los niveles despachados.	
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona coincide con el resto de la carga.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber oscilación en los valores RMS.	
6. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
Después del evento	
1. Después del evento de desconexión, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable	
3. La tensión final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
4. La frecuencia alcanza un punto de operación estable	
5. La frecuencia final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
6. Cualquier oscilación debe ser amortiguada de forma consistente	
7. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
8. La potencia activa en cada GFM debe cambiar para satisfacer la demanda y estabilizarse de acuerdo con su <i>droop</i> en frecuencia. El tiempo de respuesta al 90 % del cambio en la corriente instantánea debe ocurrir en menos de 8 ms. La potencia activa del segundo GFM no debe exceder su límite de potencia de descarga en estado estable, su salida puede excederse temporalmente dependiendo del valor de potencia activa disponible y de la característica de sobrecarga temporal.	
9. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	
10. La tensión no se desvía de [0.8-1.1] p.u por más de 0.1 s a lo largo de la prueba. Estos límites de tensión y el umbral de tiempo se basan en pruebas preliminares, pero podrían reajustarse mientras más experiencia se tenga en su uso.	

Tabla 4-14. Secuencia de desarrollo prueba 3.

4.4.4 Prueba 4: Pérdida de recurso síncrono durante balance de carga y GFM

Las condiciones para la prueba 4 se presentan a continuación, verificando la operación del GFM ante la salida del recurso síncrono y en un estado de balance GFM – demanda.

Prueba 4		Cumple si/no
Sistema de Prueba 2		
Condiciones iniciales		
1. El GFM de interés se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga		
2. El segundo GFM se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga.		
3. La carga se ajusta al 75 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95		
4. La máquina síncrona suplente el 100 % de la potencia reactiva de la carga.		
Secuencia de Prueba		

1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Desconectar el generador síncrono (sin evento de falla)	
Criterios de éxito	
Antes del evento	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con la carga.	
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona es cero o muy cercana a cero.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber distorsión en las ondas de tensión de fase y corriente.	
6. No debe haber oscilación en los valores RMS	
7. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
Después del evento	
1. Después del evento de desconexión, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable	
3. La tensión final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
4. La frecuencia alcanza el valor nominal	
5. Cualquier oscilación debe ser mitigada.	
6. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
7. La potencia activa de los GFM debe alcanzar los niveles que tenían antes del evento de desconexión.	
8. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	
9. La tensión no se desvía de [0.8-1.1] p.u por más de 0.1 s a lo largo de la prueba. Estos límites de tensión y el umbral de tiempo se basan en pruebas preliminares, pero podrían reajustarse mientras más experiencia se tenga en su uso.	

Tabla 4-15. Secuencia de desarrollo prueba 4.

4.4.5 Prueba 5: Rampas en frecuencia (RoCoF)

En este caso se verifica la respuesta del GFM respecto a su soporte a la frecuencia. Diferentes condiciones se analizan, tomando pruebas realizadas por [13], [15] y [18]. Además, se proponen variaciones en el nivel SCR, evaluando rangos de operación realistas en el sistema eléctrico colombiano. También, se prueban diferentes disponibilidades de energía para verificar la capacidad de soporte del GFM y qué margen de funcionamiento debe tener para brindar el soporte esperado. De tal manera, se realiza la siguiente secuencia de prueba para tomar resultados.

Prueba 5	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El SCR del punto de conexión toma valor de 1.2 y de 20.	
2. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9.	

3. La generación se despacha al 50 %, 70 % y 100 % de la potencia nominal, tanto en carga como en descarga.	
Secuencia de Prueba	
1. Simular una rampa de frecuencia creciente y decreciente, con pendiente de 5 Hz/s así: 60, 61, 62, 63, 62, 60, 59, 58, 57.5, 58, 59, 60. Espera hasta cinco segundos en cada punto.	
2. Simular una rampa de frecuencia creciente y decreciente, con pendiente de 100 Hz/s así: 60, 61, 62, 63, 62, 60, 59, 58, 57.5, 58, 59, 60. Espera hasta cinco segundos en cada punto.	
3. Simular una rampa de frecuencia creciente y decreciente, con pendiente de 2 Hz/s así: 60, 61, 62, 63, 62, 60, 59, 58, 57.5, 58, 59, 60. Espera hasta cinco segundos en cada punto.	
Criterios de éxito	
1. La potencia activa y reactiva del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable adecuado por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable cuando la frecuencia no está cambiando.	
3. La potencia activa debe estabilizarse de acuerdo con el <i>droop</i> de frecuencia y los ajustes de banda muerta, cuando la frecuencia no está cambiando.	
4. Cualquier oscilación debe ser amortiguada de forma consistente.	
5. Se espera que ante un despacho del 100 %, el GFM brinde soporte de frecuencia por su característica de sobrecarga permitida, siempre se deben mantener valores estables y sin magnificar la perturbación en el sistema.	
6. El GFM no debe desconectarse ni cesar la inyección.	
7. En caso de encontrar una operación inadecuada con SCR de 20, encontrar el máximo SCR ante el cual se opera de forma correcta.	

Tabla 4-16. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante RoCoF.

Dado que esta prueba considera varias combinaciones de despacho, SCR y rampas, se presenta la Figura 4-11 con el diagrama de flujo que describe el proceso de prueba, y la Figura 4-12 para ilustrar los niveles de frecuencia que se evalúan y donde cada cambio de valor se hace a una tasa definida por los pasos 1, 2 o 3 de la secuencia de prueba.

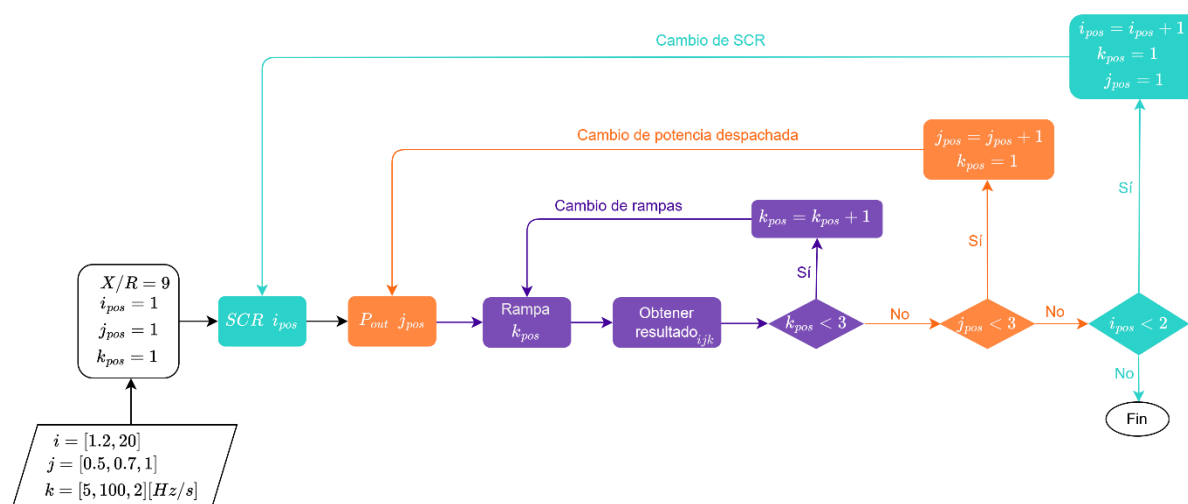


Figura 4-11. Diagrama del proceso de prueba para verificar diferentes tasas de cambio (RoCoF)

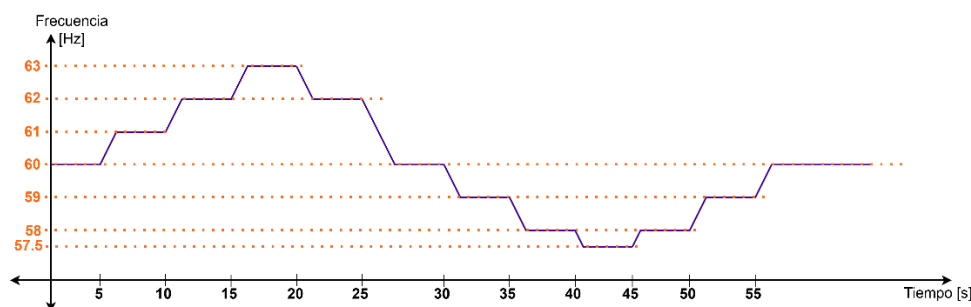


Figura 4-12. Niveles de frecuencia alcanzados durante el desarrollo de la prueba de soportabilidad ante RoCoF.

4.4.6 Prueba 6: Cambios decrecientes en SCR, con falla.

Para esta prueba se parte de un SCR alto (red fuerte), y se procede a hacer una perturbación. Luego, se hace caer el SCR y se vuelve a realizar la perturbación. El SCR cae de forma sucesiva hasta representar una red débil. En cada cambio de SCR, se miden variables como frecuencia, tensión, potencia activa y potencia reactiva para verificar el soporte que brinda el inversor ante las diferentes fortalezas de red.

Prueba 6		Cumple si/no
Sistema de Prueba 1		
Condiciones iniciales		
1. El SCR del punto de conexión inicia en 20.		
2. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9.		
3. La generación se despacha al 50 % y 100 % de la potencia nominal, tanto en carga como en descarga.		
Secuencia de Prueba		
1. El SCR del punto de conexión cae en escalón a valores de 15, 10, 5, 3, 1.5, 1.2, 1 y 0.82.		
2. Se aplica una falla bifásica a tierra con una profundidad de 0.5 p.u y 500 ms de duración justo después de efectuar la variación en SCR.		
3. Se efectúa el cambio en SCR al momento de alcanzar el estado estable posterior a despejar la falla.		
Criterios de éxito		
1. La potencia activa y reactiva del GFM debe estar bien controlada y el GFM no debe desconectarse o reducir su potencia (fuera de la ventana de falla), por ningún tiempo prolongado hasta aplicar el SCR más bajo.		
2. Se espera que ante el despacho de 100 % y el SCR igual a 1, se tengan problemas en el GFM, pero no ante el despacho de 50 %		
3. Se debe identificar el SCR crítico del GFM si no se logra operar correctamente con SCR=0.82		
4. El GFM no debe desconectarse ni cesar la inyección.		

5. En caso de encontrar una operación inadecuada con SCR de 20, encontrar el máximo SCR ante el cual se opera de forma correcta.

Tabla 4-17. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante cambios de SCR.

4.4.7 Prueba 7: Rampa decreciente en X/R, con falla.

Para la prueba 7, se hace un proceso similar al de la prueba 6, solo que esta vez se cambia la relación X/R mientras se mantiene el SCR fijo.

Prueba 7	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El SCR del punto de conexión toma el valor de 1.2 y de 20	
2. El equivalente del sistema tiene una relación X/R que inicia en 1.8.	
3. La generación se despacha al 50 % y 100 % de la potencia nominal, tanto en carga como en descarga.	
Secuencia de Prueba	
1. La relación X/R del punto de conexión sube en escalón a valores de 4, 9, 18 y 30. Se da un tiempo de estabilización entre cada cambio.	
2. Se aplica una falla bifásica a tierra con una profundidad de 0.5 p.u y 700 ms de duración, justo después de efectuar la variación en X/R.	
3. Se efectúa el cambio en X/R al momento de alcanzar el estado estable posterior a despejar la falla.	
Criterios de éxito	
1. La potencia activa y reactiva del GFM debe estar bien controlada y el GFM no debe desconectarse o reducir su potencia (fuera de la ventana de falla), por ningún tiempo prolongado hasta aplicar el X/R más bajo.	
2. Se espera que ante el despacho de 100 % se puedan tener compensaciones menores, pero no ante el despacho de 50 %	
3. Se debe identificar si el GFM presenta algún efecto nocivo ante X/R bajos o altos, y si no se tolera el SCR de 20, encontrar el máximo SCR tolerable.	

Tabla 4-18. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante cambio de relación X/R.

Nota: El desarrollo de esta prueba puede seguir diagrama de flujo como el de la Figura 4-11, con variación en SCR y en la potencia despachada.

4.4.8 Prueba 8: Respuesta ante cambios en ángulo.

En este caso, se verifica la capacidad de soporte del GFM respecto a condiciones críticas y esperadas en el sistema de potencia y para el caso del cambio de ángulo en la tensión, sea del sistema en general (tres fases cambian su ángulo al tiempo), o una fase a la vez.

Prueba 8	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El SCR del punto de conexión se ajusta en 1.2 y 20.	
2. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9.	
3. La generación se despacha al 50 % y 80 % de la potencia nominal, tanto en carga como en descarga.	
Secuencia de Prueba	

1. El ángulo de la fuente de tensión detrás de la impedancia equivalente se modifica así: -10° , $+10^\circ$, -30° , $+30^\circ$, -60° y $+60^\circ$	
2. El ángulo de la fuente de tensión detrás de la impedancia equivalente se modifica así: Fase A (-10° , $+10^\circ$, -30° , $+30^\circ$, -60° y $+60^\circ$); fase B (-10° , $+10^\circ$, -30° , $+30^\circ$, -60° y $+60^\circ$) y fase C (-10° , $+10^\circ$, -30° , $+30^\circ$, -60° y $+60^\circ$).	
3. Luego de cada cambio angular, se da un tiempo de estabilización (algunos segundos), antes de realizar el próximo cambio.	
Criterios de éxito	
1. La potencia activa instantánea del GFM debe responder rápidamente para oponerse al cambio angular causado por los saltos de ángulo.	
2. Los tiempos de respuesta en corriente instantánea deben ser rápidos, alcanzando el 90 % del cambio esperado en menos de 8 ms.	
3. La potencia activa alcanza el nivel que tenía antes del cambio de ángulo y en un breve tiempo.	
4. Si la potencia activa o corriente alcanzan el límite para los 60 grados de cambio en el ángulo, el GFM debe regresar a la potencia que tenía antes del evento y en una forma estable.	
5. Cualquier oscilación debe ser mitigada.	
6. Cualquier distorsión observada en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
7. En caso de encontrar una operación inadecuada con SCR de 20, encontrar el máximo SCR ante el cual se opera de forma correcta.	

Tabla 4-19. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante cambios de ángulo.

Nota: El desarrollo de esta prueba puede seguir diagrama de flujo como el de la Figura 4-11, con variación en SCR y en la potencia despachada.

4.4.9 Prueba 9: Conexión de cargas con recurso síncrono disponible.

En las pruebas 9 y 10 se verifica la influencia que puede tener el cambio de carga en el comportamiento del GFM. Es una combinación de pruebas realizadas en [17] y [18].

Prueba 9		Cumple si/no
Sistema de Prueba 2		
Condiciones iniciales		
1. El GFM de interés se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga		
2. El segundo GFM se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga.		
3. La carga se ajusta al 100 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95		
4. La máquina síncrona sule el 100 % de la potencia reactiva de la carga.		
Secuencia de Prueba		
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.		
2. La carga se incrementa un 25 % respecto a la carga inicial y en $t = 2$ s		
3. La carga se incrementa un 100 % respecto a la carga inicial y en $t = 10$ s		
4. Todas las cargas adicionales se desconectan en $t = 18$ s		
Criterios de éxito		

Antes del evento	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con el despacho programado.	
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona coincide con el resto de la carga.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber distorsión en las ondas de tensión de fase y corriente.	
6. No debe haber oscilación en los valores RMS	
7. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
Después del evento	
1. Después del evento de incremento de carga, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable y aceptable luego de los cambios de carga.	
3. La tensión final es la esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
4. La frecuencia alcanza el valor nominal luego de que las cargas adicionales se desconectan.	
5. Cualquier oscilación debe ser mitigada.	
6. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
7. La potencia activa de los GFM debe suplir los requisitos de carga y establecerse de acuerdo con los ajustes del <i>droop</i> en frecuencia.	
8. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	

Tabla 4-20. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante conexión de carga.

4.4.10 Prueba 10: Conexión de cargas sin recurso síncrono disponible.

En este caso de prueba se desconecta el recurso síncrono antes de cambiar la carga. Así, la respuesta del GFM ante cambios de carga puede observarse con mayor detalle mientras se verifica la operación sin asistencia de máquinas síncronas.

Prueba 10		Cumple si/no
Sistema de Prueba 2		
Condiciones iniciales		
1. El GFM de interés se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga		
2. El segundo GFM se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga.		
3. La carga se ajusta al 100 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95		
4. La máquina síncrona suplir el 100 % de la potencia reactiva de la carga.		
Secuencia de Prueba		
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.		

2. La máquina síncrona se desconecta en $t = 2$ s.	
3. La carga se incrementa un 25 % respecto a la carga inicial y en $t = 6$ s.	
3. La carga se incrementa un 25 % respecto a la carga inicial y en $t = 10$ s.	
4. Todas las cargas adicionales se desconectan en $t = 14$ s.	
5. La carga se incrementa en un 50 % respecto a la carga inicial y en $t = 18$ s.	
Criterios de éxito	
Antes del evento	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con la carga.	
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona coincide con el resto de la carga.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber distorsión en las ondas de tensión y corriente de fase.	
6. No debe haber oscilación en los valores RMS	
7. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
Después del evento	
1. Después del evento de incremento de carga, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
2. La tensión alcanza un punto de operación estable y aceptable luego de los cambios de carga.	
3. La tensión final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
4. La frecuencia alcanza el valor esperado dada la carga del sistema y el <i>droop</i> de frecuencia.	
5. Cualquier oscilación debe ser mitigada.	
6. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
7. La potencia activa de los GFM debe suplir los requisitos de carga y establecerse de acuerdo con los ajustes del <i>droop</i> en frecuencia.	
8. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	

Tabla 4-21. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante conexión de carga en sistema aislado.

4.4.11 Prueba 11: Conexión de carga desbalanceada sin recurso síncrono disponible.

Para la prueba presente, que verifica la influencia de una carga desbalanceada, se tienen las siguientes condiciones de prueba:

Prueba 11		Cumple si/no
Sistema de Prueba 2		
Condiciones iniciales		
1. El GFM de interés se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga		
2. El segundo GFM se despacha al 50 % de su límite de potencia de descarga.		
3. La carga se ajusta al 75 % del límite de potencia activa del GFM de interés, con un factor de potencia de 0.95		

4. La máquina síncrona suplir el 100 % de la potencia reactiva de la carga.	
Secuencia de Prueba	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. La máquina síncrona se desconecta en $t = 2$ s.	
3. La carga se incrementa de forma desbalanceada en un 27 % respecto a la potencia nominal del GFM de interés y en $t = 6$ s. El cambio de carga se hace así: 13 % en la fase A, 7 % en la fase B y 7% en la fase C.	
4. La carga conectada en el punto 3, se desconecta en $t = 10$ s.	
Criterios de éxito	
Antes del evento	
1. La salida de potencia activa en ambos GFM coincide con la carga.	
2. La salida de potencia activa en la máquina síncrona es cero o muy cercana a cero.	
3. La frecuencia es de 1 p.u	
4. La tensión en la barra debe estar dentro del 5 % de la tensión nominal.	
5. No debe haber distorsión en las ondas de tensión y corriente de fase.	
6. No debe haber oscilación en los valores RMS	
7. La salida de potencia reactiva de todos los dispositivos debe estar dentro de los límites.	
Después del evento	
1. Después del evento de desconexión, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
2. Después del evento de incremento de carga, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento). Se espera que el desbalance de carga se vea reflejado en la corriente de salida de los GFM, sin causar inestabilidad.	
3. La tensión alcanza un punto de operación estable y adecuado luego de los cambios de carga. Además, se esperan tensiones razonablemente balanceadas.	
4. La tensión final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
5. La frecuencia alcanza el valor nominal.	
6. Cualquier oscilación debe ser mitigada.	
7. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
8. La potencia activa de los GFM debe suplir los requisitos de carga y establecerse de acuerdo con los ajustes del <i>droop</i> en frecuencia.	
9. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	

Tabla 4-22. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante conexión de carga desbalanceada en sistema aislado.

4.4.12 Prueba 12 Cambios en la magnitud de tensión.

Se realiza esta prueba con el propósito de verificar la capacidad que tiene el GFM para brindar soporte de tensión, al inyectar / absorber rápidamente potencia reactiva. Además, se explora que tan efectiva es la compensación en redes fuertes.

Prueba 12		Cumple si/no
Sistema de Prueba 1		
Condiciones iniciales		
1. El GFM de interés se despacha al 50 % de su límite de potencia, tanto en carga como en descarga.		
2. El SCR del punto de conexión toma valor de 1.2, 5, 10 y 20.		
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9.		
Secuencia de Prueba		
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.		
2. La magnitud de la tensión de la fuente detrás de la impedancia equivalente se modifica con la siguiente secuencia: -10%, +10%, -20 %, +20 %, -50 %, +50 %, +10 %, -10 %, +20 %, -20 %, +30 % y -30 %.		
3. Luego de cada cambio de magnitud, se da un tiempo de estabilización (hasta 5 segundos), antes de realizar el próximo cambio y sin permitir la operación del sistema de protección tanto como sea posible.		
Criterios de éxito		
1. La salida de potencia activa y reactiva en el GFM debe estar bien controlada, y el GFM no deben desconectarse ni reducir la potencia en ningún periodo de tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).		
2. Para cada cambio en la magnitud de la tensión, la potencia reactiva debe cambiar instantáneamente y estabilizarse de acuerdo con los ajustes del <i>droop</i> en tensión		
3. La potencia activa debe mantenerse en el valor despachado luego de cada cambio de magnitud.		
4. La potencia reactiva no debe oscilar excesivamente más allá de los límites por ningún periodo de tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).		
5. Cualquier oscilación debe mitigarse		
6. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.		

Tabla 4-23. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante cambios de tensión

4.4.13 Prueba 13: Característica de *Fault Ride Through (FRT)*.

Se verifica la operación del GFM ante diferentes condiciones de falla. Esta prueba verifica que el GFM pueda proveer energía de forma estable durante diferentes condiciones de falla y luego de despejar la falla. Se debe operar de forma estable al alcanzar el límite de corriente, sin interrupción y regresando al comportamiento usual una vez que las limitaciones dejan de estar activas.

Prueba 13	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 50%, 70% y 100 % de su límite de potencia, tanto en carga como en descarga.	

2. El SCR del punto de conexión toma valor de 1.2 y de 20.	
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9.	
Secuencia de Prueba	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Se aplica una falla sólida tipo fase-tierra, en terminales del GFM, durante 6 ciclos y en $t = 3$ s	
3. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo fase-fase durante 6 ciclos.	
4. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo fase-fase-tierra durante 6 ciclos.	
5. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo trifásica durante 6 ciclos.	
6. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo trifásica durante 9 ciclos.	
7. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo trifásica durante 12 ciclos.	
Criterios de éxito	
1. El GFM opera de forma estable durante la falla y no se desconecta.	
2. La potencia activa y reactiva se recuperan a los valores de pre-falla luego de despejar la condición de falla.	
3. Cualquier oscilación debe mitigarse	
4. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
5. Se esperan cambios más abruptos ante despacho máximo, pero sin perder estabilidad o control del GFM.	
6. El GFM no debe desconectarse ni cesar la inyección	
7. En caso de encontrar una operación inadecuada con SCR de 20, encontrar el máximo SCR ante el cual se opera de forma correcta.	
8. La corriente de salida, especialmente en SCR=20, alcanza el valor de 2 p.u, sostenido durante la duración de la falla. Además, la corriente se recupera al valor original luego de despejar la falla y sin perder estabilidad.	

Tabla 4-24. Secuencia de desarrollo para verificar operación durante falla (FRT).

Nota: El desarrollo de esta prueba puede seguir diagrama de flujo como el de la Figura 4-11, con variación en SCR y en la potencia despachada.

4.4.14 Prueba 14: Característica de FRT sin recurso síncrono disponible.

Para esta prueba, propuesta en [17]. Se utiliza el sistema de prueba 4.

En esta prueba se tienen condiciones más realistas, pues hay elementos de red. Se verifica la característica de FRT y la interacción con otros inversores, de ser posible, operando con esquemas de control diferentes.

Prueba 14		Cumple si/no
Sistema de Prueba 4		
Condiciones iniciales		
1. El GFM de interés se despacha al 90 % de su límite de potencia de descarga		
2. La potencia nominal del segundo GFM se ajusta un 10 % más alta que el GFM de interés.		
3. El segundo GFM tiene una salida de potencia activa del 80 % de su capacidad nominal		



4. La potencia nominal de la máquina síncrona se ajusta a un 33 % de la salida de potencia activa del segundo GFM.	
5. La potencia nominal de la compensación síncrona se ajusta a un 15 % de la salida de potencia activa del segundo GFM.	
6. La carga se ajusta un 10 % más alta que la salida total en MW de los GFM del sistema, con un factor de potencia de 0.95 en atraso.	
7. La longitud de la línea debe escogerse de forma tal que la transferencia de potencia a lo largo de las líneas no esté en el límite. Adicionalmente, la tensión en el terminal de recibo debe estar dentro de los valores adecuados para la operación.	
Secuencia de Prueba	
1. Simular hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Tanto la compensación síncrona como la máquina síncrona se desconectan en $t = 3$ s.	
3. Se aplica una falla sólida tipo fase-tierra, en medio de una de las líneas paralelas, durante 6 ciclos y en $t = 3$ s.	
4. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo fase-fase durante 6 ciclos y en el mismo punto de red.	
5. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo fase-fase-tierra durante 6 ciclos y en el mismo punto de red.	
6. Transcurridos 5 segundos, se aplica una falla sólida tipo trifásica durante 6 ciclos y en el mismo punto de red.	
Criterios de éxito	
1. El GFM opera de forma estable durante la falla y no se desconecta.	
2. La potencia activa y reactiva se recuperan a los valores de pre-falla luego de despejar la condición de falla.	
3. Cualquier oscilación debe mitigarse.	
4. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
5. Después del evento de desconexión de la máquina síncrona, la salida del GFM debe estar bien controlada. La frecuencia y tensión del sistema no deben oscilar excesivamente, ni desviarse del valor de estado estable por ningún tiempo considerable (sin sobrepasar el tiempo de establecimiento).	
6. La tensión y frecuencia finales son esperadas basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
7. La frecuencia alcanza un punto de operación estable.	
8. La potencia activa de los GFM debe suplir los requisitos de carga y establecerse de acuerdo con los ajustes del <i>droop</i> en frecuencia.	
9. La potencia reactiva en cada GFM debe cambiar de acuerdo con su ajuste de <i>droop</i> para la tensión.	
10. Si se usa un estándar de control diferente para el segundo SAEB, por ejemplo, uno que implique la inyección de corrientes de secuencia negativa, se debe verificar la efectividad y salida de los GFM respecto a tales variables.	

Tabla 4-25. Secuencia de desarrollo para verificar operación durante falla en sistema aislado

4.4.15 Prueba 15. Arranque en negro (*Blackstart*).

La prueba sugerida en [18] para verificar el arranque en negro utiliza el sistema de prueba 5, cuya mayor diferencia con los demás sistemas utilizados es que se tiene un transformador de potencia. El transformador debe poder reflejar corrientes *inrush* de la energización, las cuales pueden afectar el arranque. Además, el GFM debe arrancar el sistema, por lo que no puede existir una conexión con otros GFM o máquinas síncronas.

Se busca establecer si el GFM puede mantener una tensión y frecuencia adecuadas, mientras se suple la corriente *inrush* del transformador y se conectan cargas, para ello, el GFM puede verificar según su disponibilidad, un esquema de arranque suave que permita arrancar el sistema de forma autónoma.

Se resalta que los procesos de reinicio del sistema de potencia comprenden protocolos complejos y secuencias definidas de activación. Con la prueba propuesta, se verifica una característica indicativa de que se puede contribuir a las primeras etapas del proceso de reinicio del sistema, esto es, poder energizar transformadores e iniciar de forma autónoma. Sin embargo, estudios específicos para evaluar la operación y soporte del GFM en el proceso de reinicio del sistema de potencia deben realizarse con más detalle.

Prueba 15	Cumple si/no
Sistema de Prueba 5	
Condiciones iniciales	
1. El sistema se encuentra sin energizar.	
2. La carga tiene una potencia activa de 1/3 de la potencia nominal del GFM de interés, con un factor de potencia unitario.	
3. La carga se encuentra desconectada, pero el transformador no.	
Secuencia de Prueba	
1. Iniciar el GFM y simular hasta que el sistema tenga un punto de operación estable.	
2. Cerrar el interruptor de la carga (conectar la carga) y simular por hasta 20 s.	
3. Repetir los pasos 1 y 2, cambiando la carga por un 25 % de la potencia nominal del GFM a un factor de potencia de 0.8 en atraso	
Criterios de éxito	
1. El inversor logra iniciar correctamente su funcionamiento, llegando a la tensión nominal de forma estable y contrarrestando los efectos generados por la energización en el transformador.	
2. Al conectar las cargas, la perturbación se mitiga correcta y rápidamente, causando un incremento en la corriente del GFM, pero manteniendo la tensión en valores adecuados y con mínima perturbación.	
3. La frecuencia alcanza el valor nominal, alcanzando su valor estable y mitigando rápidamente las perturbaciones debidas a la carga.	
4. La tensión final es esperada basados en el <i>droop</i> y los ajustes de banda muerta.	
5. Cualquier oscilación debe ser mitigada.	
6. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	
7. La potencia activa y reactiva del GFM suplen los requisitos de carga y se establecen de acuerdo con los ajustes del <i>droop</i> .	

Tabla 4-26. Secuencia de desarrollo para verificar arranque autónomo - Blackstart.

4.4.16 Prueba 16: Impedancia de la planta ante diferentes frecuencias – Barrido de frecuencia.

Esta prueba se presenta en el documento de referencia [13] y en [15], donde se tiene una fuente de tensión adicional para perturbar la red con una frecuencia variable. Esta fuente de perturbación está en serie con el equivalente de Thevenin que representa la red. Luego, el GFM de interés se conecta al sistema y se mide su impedancia al incluir pequeñas perturbaciones con frecuencias diferentes, pudiendo obtener dos situaciones de medida:

- Se mide la tensión y corriente tal y como se presenta en el sistema de prueba 3, luego se calcula la transformada discreta de Fourier y se halla la impedancia del sistema para cada frecuencia.
- Usar algún tipo de medidor de impedancia para conectar al GFM y obtener su respuesta de impedancia vs frecuencia. En este caso no se usa la fuente de perturbación, sino bloques específicos disponibles en *software* EMT.

La perturbación agregada no debe ser tan pequeña para perderse en el ruido de las señales, pero tampoco tan grande como para causar no-linealidad o cambios en el punto de operación del GFM. Los incrementos en frecuencia deben ser constantes y en pasos razonables, para que no se pierda la información de impedancia vs frecuencia.

En [13], se presta atención a la respuesta de impedancia de forma general, donde [17] hizo pruebas hasta 500 Hz. En [15], se presta especial atención a las frecuencias entre 1 y 59 Hz, para caracterizar las interacciones sub-síncronas del control (SSCI).

De forma general, El barrido es un enfoque pragmático para obtener un modelo de pequeña señal de un sistema de electrónica de potencia en una simulación en el dominio del tiempo. En este método, se perturba el sistema con una pequeña tensión a una frecuencia particular, las salidas de corriente y tensión son registradas y transformadas con el método discreto de Fourier. La frecuencia correspondiente permite extraer ya sea la admitancia o la impedancia del sistema para esta frecuencia.

$$Y(j\omega) = \frac{\Delta I(j\omega)}{\Delta V(j\omega)} \quad \text{or} \quad Z(j\omega) = \frac{\Delta V(j\omega)}{\Delta I(j\omega)}$$

Software avanzado EMT y su desarrollo tecnológico asociado, puede favorecer la ejecución de esta prueba al contar con bloques específicos para realizar el barrido en frecuencia, simplificando el proceso de prueba.

De esta manera, el escenario de prueba se describe a continuación.

Prueba 16	Cumple si/no
Sistema de Prueba 3	
Condiciones iniciales	
1. El GFM está conectado a un equivalente de red y opera adecuadamente.	
2. El SCR del punto de conexión toma valor de 20, 10, 5, 3, 1.2, 1 y 0.82.	
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 4, 9, 18 y 30.	
4. El GFM se despacha con valores de 10 %, 50 % y 100 %, tanto en carga como en descarga.	
Secuencia de Prueba	
1. Iniciar el GFM y simular hasta que el sistema tenga un punto de operación estable para cada escenario de despacho.	
2. Se debe realizar un barrido de frecuencia mínimo entre 1 y 660 Hz.	

3. Se debe repetir la prueba para todas las combinaciones de SCR, relación X/R y despacho.	
Criterios de éxito	
1. El inversor tolera las perturbaciones realizadas y mantiene una operación estable y sin oscilación excesiva.	
2. La frecuencia y tensión alcanzan su valor estable y se mitiga rápidamente cualquier oscilación exagerada.	
3. Se obtiene un diagrama de impedancia vs frecuencia o de resistencia y reactancia respecto a la frecuencia.	
4. Se deben identificar posibles efectos de desplazamiento y magnificación de las impedancias debido a los cambios de SCR y relación X/R.	

Tabla 4-27. Secuencia de desarrollo para identificar posibles resonancias

Nota: El desarrollo de esta prueba puede seguir diagrama de flujo como el de la Figura 4-11, con variación en SCR, en relación X/R y en la potencia despachada.

4.4.17 Prueba 17: Evaluación de *damping* ante oscilaciones

Esta prueba se planteó inicialmente en [16] y utiliza el sistema de prueba 3, donde se inyecta una perturbación de tensión con un mínimo del 1% de la magnitud de tensión y de frecuencia ajustable. Se desea comprobar la característica de *damping* de la planta de interés de la siguiente manera: Se observa la tensión en el POI sin conectar la planta de interés. Luego, se observa la tensión en el POI al conectar la planta de interés. Si se comparan estas dos tensiones, se espera que, sin la planta, sea mayor la oscilación en la tensión debido a la perturbación inyectada. La comparación se puede hacer mediante la FFT. Al hallar la relación entre la tensión con planta y la tensión sin planta, se debe obtener una relación menor a 1, indicando un *damping* positivo para la frecuencia con la que se inyectó la perturbación. Lo anterior, se repite para el rango de frecuencias que puede ajustarse en la fuente de la perturbación.

Las condiciones de la prueba se detallan con mayor precisión en Tabla 4-28

Prueba 17	Cumple si/no
Sistema de Prueba 3	
Condiciones iniciales	
1. El GFM está conectado a un equivalente de red y opera adecuadamente.	
2. El SCR del punto de conexión toma valores de 1.2 y de 20.	
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9.	
4. El GFM se despacha con valores de 10 %, 50 % y 100 %, tanto en carga como en descarga.	
Secuencia de Prueba	
1. Iniciar el GFM y simular hasta que el sistema tenga un punto de operación estable para cada escenario de despacho.	
2. La fuente de tensión que inyecta la perturbación puede cambiar su frecuencia en un rango entre 1 y 660 Hz, o para un rango superior de interés.	
3. Se mide la tensión en el POI y se halla su magnitud.	
4. Se detiene la simulación, se desconecta el GFM de interés y se inicia la simulación de nuevo, midiendo la tensión en el POI.	

5. Se halla la relación entre la tensión del POI con el GFM y la tensión del POI sin el GFM. Este valor es el damping para la frecuencia de la perturbación.	
6. Se repite el paso 1 a 5 al cambiar la frecuencia de la fuente que inyecta la perturbación y hasta recorrer el rango de frecuencia disponible.	
7. Se debe repetir la prueba al variar la relación X/R (valores de 4, 9, 18 y 30).	
8. Se debe repetir la prueba al variar el SCR (20, 10, 5, 3, 1.2, 1 y 0.82).	
9. Se recomienda utilizar una magnitud de perturbación del 1%, aunque se pueden utilizar otros valores siempre que se mantenga la linealidad del sistema.	
10. La perturbación debe sostenerse por el tiempo mayor entre que se alcance el estado estable o 5 s.	
Criterios de éxito	
1. El inversor tolera las perturbaciones realizadas y mantiene una operación estable y sin oscilación excesiva.	
2. La frecuencia y tensión alcanzan su valor estable y se mitiga rápidamente cualquier oscilación exagerada.	
3. Se obtiene un diagrama de damping ratio vs frecuencia, el damping debe ser menor a 1 y por lo menos del 10 %. En caso contrario, proponer y verificar estrategias de mitigación	
4. Se deben identificar posibles efectos en el damping debido a los cambios de SCR y relación X/R.	
5. No debe darse inestabilidad en el rango de frecuencia evaluado, ni un cambio significativo en potencia activa o reactiva.	
6. Cuando se retira la perturbación, se debe recuperar el estado de pre-perturbación	

Tabla 4-28 Secuencia de desarrollo para verificar el damping del GFM

4.4.18 Prueba 18. Cuantificación de la inercia sintética

Esta prueba se realiza con el propósito de medir la inercia efectiva que tiene una planta basada en inversores, propuesta inicialmente en [19]. Se espera que la respuesta inercial sea mayor entre más energía disponible tenga la planta, también se verá afectada por la magnitud y RoCoF de la perturbación. Cualquier esquema de soporte en frecuencia que pueda tener la planta debe ser desactivado con el propósito de aislar el efecto particular de la inercia. Finalmente, la carga considerada no es sensible a tensión o frecuencia, representada a través de un modelo estático de potencia constante.

La secuencia de prueba se detalla en la Tabla 4-29.

Prueba 18	Cumple si/no
Sistema de Prueba 6	
Condiciones iniciales	
1. Se ajustan los despachos y la carga para que exista flujo de potencia hacia la red con valores del 100 %, 80 % y 50 % de la potencia nominal del GFM de interés.	
2. Los lazos de control de frecuencia de las plantas están desactivados (sin gobernador en máquina síncrona y sin soporte en frecuencia o lazos de respuesta rápida en frecuencia para el IBR)	
3. La inercia de la maquina síncrona es conocida	
4. La capacidad de la planta síncrona es aproximadamente 2 veces la capacidad de la planta GFM de interés.	

5. Se debe verificar la respuesta inercial al variar el despacho de la planta GFM de interés, considerando valores despachados en potencia activa de -1, -0.8, -0.5, -0.2, 0, 0.2, 0.5, 0.8 y 1 (en p.u).	
6. El equivalente de red puede tener valores de SCR de 0.82, 1, 1.2, 5, 10 y 20.	
7. La relación X/R del equivalente de red es de 9	
Secuencia de Prueba	
1. Para cada despacho y cada SCR, simular hasta que el sistema tenga un punto de operación estable con las condiciones iniciales dadas.	
2. Ajustar la demanda y la generación síncrona para que se tenga una condición de exportación significativa	
3. El interruptor se abre en $t = 2$ s, creando un evento de potencia.	
4. Medir el RoCoF de la perturbación en una ventana de 500 ms	
5. Usar la Ecuación 3 para determinar la inercia total del sistema	
6. Restar la inercia conocida del generador síncrono y obtener la inercia asociada al IBR	
7. Repetir el proceso modificando el punto 1 de las condiciones iniciales de manera que se considere flujo de potencia desde la red, con valores de 100 %, 80 % y 50 % de la potencia nominal del GFM de interés.	
Criterios de éxito	
1. la potencia activa del GFM de interés coincide con los valores ajustados de despacho	
2. La frecuencia y tensión tienen valores coincidentes con la perturbación realizada y se recuperan adecuadamente.	
3. No debe haber oscilaciones en el sistema o estas deben amortiguarse rápidamente.	
4. La potencia reactiva de todas las fuentes está dentro de los límites de operación	
5. Se deben obtener gráficas de inercia vs despacho para cada SCR, e identificar el efecto del SCR en la respuesta inercial y la recuperación de frecuencia del sistema.	

Tabla 4-29. Secuencia de desarrollo para verificar inercia del GFM

$$I_{total} = \sum_{n=1}^N (MW s)_n = \frac{\Delta P_{MW} f}{2 RoCoF}$$

Ecuación 3. Inercia total

Donde: I_{total} es la inercia total del sistema en $[MW s]$

N es el número total de plantas que aportan inercia al sistema.

ΔP_{MW} es la perturbación aplicada en potencia activa en $[MW]$

f es la frecuencia nominal del sistema en $[Hz]$

$RoCoF$ es la tasa de cambio de la frecuencia en 500 $[ms]$ y medida en $[Hz/s]$

4.4.19 Prueba 19: Casos críticos de operación con recurso síncrono disponible.

Con las pruebas anteriores, se verifica y analiza el funcionamiento del GFM ante diferentes condiciones de falla y considerando casos críticos de manera excluyente. No obstante, en esta prueba se consideran las condiciones más severas del sistema mientras se tiene disponibilidad del recurso síncrono. El propósito es partir de un punto de operación estable y altamente desafiante para verificar las condiciones mínimas de operación que puede tolerar el GFM. Las condiciones de prueba se describen a continuación.



Prueba 19	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 80 % de su límite de potencia de descarga.	
2. El SCR del punto de conexión toma valor de 0.82.	
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 30	
Secuencia de Prueba	
1. Simular mínimo 3 s hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Si no se llega a un sistema estable, se reduce la potencia despachada en pasos de 10 % hasta que se mitiguen las oscilaciones. No reducir por debajo del 50 %.	
3. Si no se llega a estabilidad, incrementar el SCR del punto de conexión en pasos de 0.2 hasta que se mitiguen las oscilaciones (no más de SCR=1.2). Una vez mitigadas, se incrementa la potencia despachada en pasos del 10 % siempre y cuando el sistema pueda mitigar las oscilaciones.	
4. Si no se logra la estabilidad, se reduce la relación X/R en pasos de 2 hasta que se alcance la estabilidad. El mínimo X/R es 1.8.	
5. Con el sistema estable en estado de operación normal y sin oscilaciones (obtenido en los pasos 1, 2, 3 o 4), se hacen distintas perturbaciones. Inicialmente, se hacen cambios en la frecuencia de modo que se siga la secuencia 60, 59, 58, 57.5, 60, 62, 63, 60, tomando pausas de hasta 5 segundos entre cambios y con rampa de 5 Hz/s y de 100 Hz/s. Además, verificar las rampas en sentido opuesto de cambio, es decir: 60, 59, 58, 57.5, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 62, 60.	
6. Si en algún momento se pierde la estabilidad, se deben seguir los pasos 2, 3 o 4.	
7. Las perturbaciones se hacen ante X/R crítico identificado en prueba 7, si no se encuentra diferencia, se usa el valor definido en las condiciones iniciales de esta prueba.	
8. Con el sistema estable en estado de operación normal y sin oscilaciones (obtenido en los pasos 1, 2, 3 o 4), se cambia el ángulo de tensión de modo que sigue la siguiente secuencia: 0, +30, +30, -30, -30, -30, -30, +30, +30. Tomando pausas de hasta 5 segundos entre cambios. Si no se soporta el cambio máximo, flexibilizarlo en pasos de 5 °, no más de tres cambios.	
9. Con el sistema estable en estado de operación normal y sin oscilaciones (obtenido en los pasos 1, 2, 3 o 4), se cambia la magnitud de la tensión de modo que sigue la siguiente secuencia: 1, 0.8, 0.5, 1.2, 1. Tomando pausas de hasta 5 segundos entre cambios.	
10. El GFM no debe desconectarse ni cesar la inyección.	
Criterios de éxito	
1. El GFM opera de forma estable antes de cualquier evento y se identifican las condiciones mínimas de operación respecto al SCR, X/R y despacho del GFM. Idealmente, el sistema debe ser estable ante SCR de 0.82, despacho del 100 % y X/R crítico. También, soportar las perturbaciones realizadas sin desconectarse ni perder controlabilidad.	
2. La potencia activa y reactiva se recuperan a los valores de pre-falla luego de despejar cada perturbación.	
3. Cualquier oscilación debe mitigarse	
4. Cualquier distorsión en valores de fase debe disiparse con el tiempo.	

5. Se espera estabilidad del GFM en los diferentes eventos, identificando las condiciones mínimas para que el GFM pueda operar adecuadamente en redes débiles.	
6. Se esperan dificultades cuando el despacho está en 100 %, pues para un adecuado soporte debe existir margen de energía, sobre carga o almacenamiento. Se debe identificar el margen de energía necesario para operación adecuada.	

Tabla 4-30. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante condiciones críticas de operación.

La prueba debe permitir la identificación de las condiciones mínimas tolerables en el GFM para poder brindar soporte. En el caso de la relación X/R, la prueba 7 cumple el propósito de identificar X/R críticos (si es más desafiante un X/R bajo o un X/R alto), por lo que la definición de X/R crítico o que causa mayor oscilación, puede variar respecto a lo identificado en la prueba 7. De no contar con resultados concluyentes en la prueba 7, se toma el valor de 30 para hacer la prueba, tal y como se describe en la sección condiciones iniciales de prueba.

4.4.20 Prueba 20. Variación de resistencia de falla y verificación de umbrales de desconexión.

En las pruebas 13 y 14 se verificó la capacidad del GFM para operar correctamente mientras ocurre un evento de falla. Para esta prueba, se verifican los ajustes de LVRT, HVRT y TOVRT buscando una actuación del sistema de protección. Para el caso LVRT se realizan fallas trifásicas con diferentes caídas de tensión, mientras que para el caso de HVRT se incrementa la tensión del equivalente de red o se conectan bancos capacitivos hasta obtener los niveles deseados de prueba.

Además, se hacen cambios en la frecuencia del POI de forma que se verifiquen umbrales de desconexión por frecuencia que se tengan ajustados.

Prueba 20	Cumple si/no
Sistema de Prueba 1	
Condiciones iniciales	
1. El GFM de interés se despacha al 80 % de su límite de potencia de descarga.	
2. El SCR del punto de conexión toma valor de 1.2 y de 20.	
3. El equivalente del sistema tiene una relación X/R de 9	
Secuencia de Prueba	
1. Simular mínimo 3 s hasta que el sistema sea estable con las condiciones de potencia dada, sin oscilaciones.	
2. Se verifican los tiempos de desconexión LVRT al simular una reducción en la tensión de la barra de conexión de la planta de interés (POI), por ejemplo, con una falla trifásica, que reduzca la tensión a cerca de 0 p.u, 0.1, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8 y 0.9 p.u. Para verificar el tiempo de desconexión, la falla se simula de forma permanente o con un tiempo superior al tiempo esperado de desconexión. Los tiempos de desconexión deben ser mayores a lo indicado en al Tabla 4-1.	
3. Se verifican los tiempos de desconexión HVRT y TOVRT al simular un incremento en la tensión de la barra de conexión de la planta de interés (POI), que aumente la tensión a cerca de 1.80, 1.60, 1.40, 1.25, 1.20, 1.15 y 1.1. Para verificar el tiempo de desconexión, el cambio en la fuente se simula de forma permanente o con un tiempo superior al tiempo esperado de desconexión del GFM. Los tiempos de desconexión deben ser mayores a lo indicado en al Tabla 4-1.	



4. Se verifican los tiempos de desconexión LFRT (operación ante frecuencia inferior a la nominal), al hacer cambios en la frecuencia del POI de modo que se activen los umbrales de desconexión con las temporizaciones correspondientes.	
5. Se verifican los tiempos de desconexión HFRT (operación ante frecuencia superior a la nominal), al hacer cambios en la frecuencia del POI de modo que se activen los umbrales de desconexión con las temporizaciones correspondientes.	
Criterios de éxito	
1. El GFM opera de forma estable antes de cualquier evento.	
2. El GFM se comporta de forma estable y sin oscilaciones no amortiguadas durante y después de las perturbaciones.	
3. Los tiempos de desconexión, tanto TOVRT, HVRT y LVRT son mayores que los indicados en la Tabla 4-1. En las regiones de operación sin desconexión, el equipo no realiza cesación momentánea de la inyección de corriente.	
4. Se cumplen los tiempos de desconexión, tanto en HFRT como en LFRT, donde se evidencia que no hay desconexión instantánea entre 55 y 63 Hz.	

Tabla 4-31. Secuencia de desarrollo para verificar soportabilidad ante diferentes resistencias de falla y umbrales de desconexión.

5 Conclusiones

La creciente incorporación a nivel mundial de recursos basados en inversores en los sistemas eléctricos ha transformado la manera en que se concibe la estabilidad y la operación segura de la red. En este escenario, la capacidad de control GFM se presenta como una tecnología relevante, capaz de aportar a la estabilidad de la red eléctrica mucho más que la tecnología GFL. Sin embargo, operadores como AEMO y Transgrid⁸ han reportado que la misma no se ha estandarizado ni se ha implementado a gran escala en el mundo, por tanto, existe incertidumbre en cuanto a su desempeño ante todas las condiciones operativas. Por lo tanto, su integración debe realizarse de manera complementaria con otras tecnologías que aseguren niveles mínimos de fortaleza, inercia y estabilidad en el sistema, evitando riesgos asociados a depender exclusivamente de soluciones que se encuentran aún en proceso de estandarización internacional, lo que representa un riesgo de incertidumbre en la operación adecuada y compromete la transición energética.

Este documento propone un conjunto de requisitos técnicos y pruebas específicas para verificar la capacidad GFM, estableciendo criterios mínimos de operación y desempeño. Además, se presentan los bancos y sistemas de prueba para verificar el desempeño de la tecnología, buscando que las evaluaciones realizadas sean pertinentes y efectivas en el contexto local de Colombia. La inclusión de criterios de éxito claros y secuencias de prueba bien definidas fortalece la confianza en los resultados y facilita la homologación de prácticas a nivel nacional e internacional. Asimismo, se recomienda de manera explícita que todas las baterías que se conecten al SIN cumplan con estos requisitos y validen su desempeño mediante las pruebas descritas en este documento en ambiente EMT y Hardware-In-The-Loop (HIL), garantizando así un estándar homogéneo de calidad y confiabilidad.

La verificación de estas nuevas tecnologías, como GFM, es esencial para asegurar que cumplan con los requisitos técnicos y operativos que demanda una red con una necesidad de avanzar en la integración segura de altos volúmenes de generación renovable, garantizando que los servicios esenciales para la operación estable de la misma se sigan manteniendo.

⁸ AEMO, con cerca de 1070 MW GFM-SAEB instalados, en su Plan de Transición para la Seguridad del Sistema, indica: *"Their biggest challenge is that stakeholders (...) need confidence in specific reliable behavior under all system conditions"*. 2025 Transition Plan for System Security – Maintaining system security through energy transition. Ver página 135 en https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/tpss/2025-transition-plan-for-system-security.pdf?rev=0984b6183240456bbc85bfaaa12fec62&sc_lang=en

Transgrid, en el reporte sobre la madurez de las soluciones GFM para la fortaleza del sistema, indica: *There are not many known experiences of TSO or ISO driven GFM BESS worldwide in large interconnected power systems. Advice on the maturity of grid forming inverter solutions for system strength.* 2024. Ver página 5 en: https://www.transgrid.com.au/media/diyb5fng/2403-aurecon_maturity-of-grid-forming-inverter-solutions-for-system-strength.pdf

6 Bibliografía

- [1] ENTSO-E, DSO Entity, SolarPower Europe, Cenelec, Wind Europe, Energy Storage Europe Association, «GRID FORMING CAPABILITY OF POWER PARK MODULES. REPORT ON TECHNICAL REQUIREMENTS,» 2025.
- [2] J. Fernández, J. Eloy-Garcia, E. Navarro, S. Gómez y J. Ameneo, «Low-voltage ride-through algorithm for grid-forming converters,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 40, nº 1, pp. 303-315, 2025.
- [3] L. Ospina y D. Ramasubramanian, «Grid-Forming and Grid-Following inverters: a dynamic performance evaluation using RMS, EMT and small-signal analysis,» *CIGRE Science & Engineering*, nº 37, 2025.
- [4] Australian Energy Market Operator, «Voluntary Specification for Grid-Forming Inverters,» pp. 1-23, 2023.
- [5] A. F. & G. H. Abdelhadi, «Grid-Forming Inverters: Evaluating Performance and Industry Implications for Grid Stability and Renewable Energy Integration,» *2025 IEEE PES Grid Edge Technologies Conference & Exposition (Grid Edge)*, pp. 1-5, 2025.
- [6] EPRI, «Grid Forming Inverters EPRI Tutorial (2025),» 2025.
- [7] Aurecon Australasia Pty Ltd, «Advice on the maturity of grid forming inverter solutions for system strength,» aurecon, 2024.
- [8] T. Qoria, F. Gruson, F. Colas, X. Kestelyn y X. Guillaud, «Current limiting algorithms and transient stability analysis of grid-forming VSCs,» *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106726, 2020.
- [9] Etik Energy, «Technical and regulatory aspects of EMT modelling and studies requirements in Colombia,» 2025.
- [10] Australian Energy Market Operator, «2025 Transition Plan for System Security: Maintaining system security through the energy transition,» 2025.
- [11] Australian Energy Market Operator Limited, «Voluntary Specification for Grid-forming Inverters: Core Requirements Test Framework,» pp. 1-41, 2024.
- [12] Etik Energy, «Technical Performance Considerations for Grid-Forming Inverters in Colombia's Power System,» 2025.
- [13] Australian Energy Market Operator Limited, «Voluntary Specification for Grid-forming Inverters: Core Requirements Test Framework,» 2024.
- [14] North American Electric Reliability Corporation, «White Paper: Grid Forming Functional Specifications for BPS-Connected Battery Energy Storage Systems,» 2023.
- [15] National Grid ESO, «Guidance Notes for Grid Forming Plant EU Code Users - Issue 2,» 2024.
- [16] NESO National Energy System Operator, «Guidance on Oscillation Assessment for Inverter Based Resources (IBRs),» pp. 1-18, 2025.
- [17] A. Banaie, N. Rajaei, D. Ramasubramanian, M. Bello, S. Veloso, V. Velar, E. Quintana, J. Peralta y L. Ramirez, «A Review of the Generic Grid-Forming Model Used by the System Operator in Chile,» *Global PST Consortium*, 2024.

- [18] «Utilizing DER for Distribution Resiliency – Grid-Forming Inverter Requirements, Test Plan, Integration with a Commercial Product and Laboratory Validation,» *PRI, Palo Alto, CA: 3002024639.*, 2023.
- [19] Australian Energy Market Operator, «Quantifying Synthetic Inertia of a Grid-forming Battery Energy Storage System – Technical Note,» pp. 1-22, 2024.
- [20] M. Carreo, «The RMS Model Cannot Capture PLL Small-Signal Instability,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 40, n° 5, pp. 4415-4418, 2025.