

OCW Integración de energías renovables en la red eléctrica.

Técnicas avanzadas de control en parques de energía renovable: Convertidores Grid Forming

Francisco Arredondo

Índice

1. Características de Control GFL y GFM	2
2. Técnicas de control GFM	5
A. Atribución de imágenes	6

La integración de nuevas fuentes de energía renovable plantea dos retos principales a la forma tradicional de operar y controlar los sistemas eléctricos. Por un lado, la naturaleza variable del recurso eólico y solar junto a la imposibilidad de directamente almacenarlo, en sistemas en los que la generación y demanda de electricidad deben coincidir para mantener la estabilidad en frecuencia como se explica en el tema 7. Por otro lado, la generación fotovoltaica y eólica de velocidad variable, que representa casi la totalidad de la nueva generación instalada, transforman la energía eléctrica en agrupaciones de unidades relativamente pequeñas que forman un Módulo de Parque Eléctrico (MPE), y que se conecta a red a través de convertidores electrónicos. La dinámica de estos convertidores electrónicos es muy diferente de la que presentan los generadores síncronos tradicionalmente empleados, teniendo esto implicaciones y consecuencias en el soporte de huecos de tensión y aporte de corriente de cortocircuito como se explicó en el tema anterior, pero también en la estabilidad de tensión, ángulo y frecuencia.

En los módulos de parque de generación no existe una masa que gire en sincronismo con la tensión de la red en el nudo de conexión aportando inercia al sistema, que hace que los generadores síncronos respondan de forma natural a desviaciones de ángulo y potencia de acorde a la ecuación de oscilación del generador síncrono. A medida que se reemplaza generación convencional por generación renovable no síncrona, la inercia del sistema se reduce afectando a su estabilidad. En consecuencia, ante un mismo desbalance entre generación y demanda, la excursión de ángulo y frecuencia sería mayor, lo que aumentaría la vulnerabilidad del sistema a problemas de estabilidad de ángulo o frecuencia.

Como resultado, los operadores de los sistemas eléctricos están empezando a exigir o considerar incluir en sus códigos de red que los MPE modifiquen sus sistemas de control para incorporar técnicas avanzadas como son los convertidores formadores de red, también conocidos como Grid-Forming (GFM), o la emulación de la ecuación de oscilación de los generadores síncronos convencionales, solución conocida como inercia sintética. A menudo estos controles no solo incluyen la emulación de la ecuación de oscilación, sino también otras funcionalidades como la capacidad de amortiguación de oscilaciones para mitigar las fluctuaciones en la red, o la capacidad de arranque en negro que permite a la central eléctrica arrancar de forma autónoma.

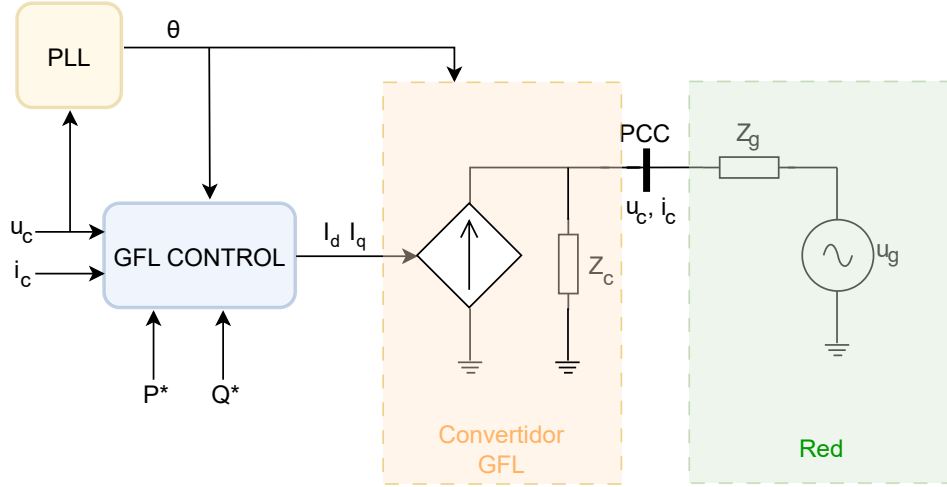


Figura 1: Esquema básico de un control GFL

1. Características de Control GFL y GFM

Los parques de generación basados en convertidores seguidores de red, también conocidos como Grid-following (GFL), representan en la actualidad la tecnología dominante en la integración de fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, en la red eléctrica. Su principio de funcionamiento se basa en inyectar la energía producida adaptándose a las características que la red ya tiene en su punto de conexión PCC (Point of Common Coupling, por sus siglas en inglés). Para ello es necesaria su sincronización con la tensión y frecuencia impuesta por la red en el PCC.

La figura 1 muestra el esquema típico de un convertidor GFL. Este tipo de convertidor se representa como una fuente de corriente que modula de manera independiente la componente directa y en cuadratura de esta, como se muestra en el centro de la figura 1, inyectando de esa forma la potencia activa y reactiva deseada. Por ello, el control recibe de forma independiente las consignas de potencia activa y reactiva como se observa en la parte inferior de la figura. Asimismo, recibe las mediciones de tensión y corriente en el PCC necesarias para su funcionamiento.

En este tipo de esquema, el control se sincroniza con la red eléctrica mediante un seguidor de fase PLL (Phase-Locked Loop, por sus siglas en inglés) como se ilustra en la esquina superior izquierda de la figura. Este dispositivo permite estimar la fase de la tensión y frecuencia en el PCC, garantizando que el inversor inyecte potencia activa y reactiva de manera controlada y coordinada, evitando desajustes que podrían afectar la estabilidad de la red [1].

El esquema de control de tipo GFL ha sido empleado de forma extendida en los convertidores electrónicos conectados a las redes eléctricas a nivel global, mostrando un desempeño satisfactorio en sistemas caracterizados por una elevada potencia de cortocircuito o por la presencia dominante de máquinas síncronas convencionales que aseguran la referencia de tensión y frecuencia. No obstante, la naturaleza dependiente de este esquema implica que su desempeño se degrada en redes débiles o con alta participación de generación conectada mediante electrónica de potencia con esquemas de control de este tipo, donde la falta de una referencia robusta puede dar lugar a problemas de sincronización, oscilaciones de potencia, así como fenómenos de inestabilidad dinámica. Además, debido a su estructura de control, el control GFL no puede responder al instante ante variaciones de carga en la red, operar de manera autónoma en modo aislado ni apoyar la restauración del sistema durante los apagones[2].

Por otro lado, la necesidad de emplear un PLL conlleva limitaciones inherentes ya que ante perturbaciones como huecos de tensión, distorsiones armónicas o fluctuaciones rápidas de frecuen-

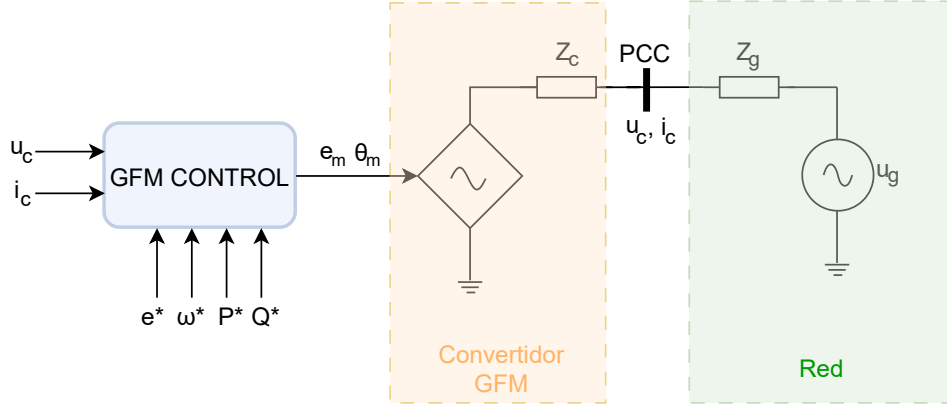


Figura 2: Esquema básico de un control GFM

cia, el PLL puede introducir errores de estimación, comprometiendo la estabilidad [3]. Asimismo, la dinámica del PLL impone retardos adicionales [4] que reducen la capacidad de respuesta del convertidor y pueden amplificar fenómenos oscilatorios en condiciones de red débil.

Por todas las razones mencionadas anteriormente, es necesario considerar alternativas para sistemas eléctricos con una mayor penetración de electrónica de potencia y en redes más débiles o sistemas aislados. Esto ha impulsado un creciente interés en estrategias como los controladores GFM, que permiten a las plantas conectadas mediante electrónica de potencia establecer sus propias referencias de tensión y frecuencia de forma autónoma, sin depender de una referencia externa.

La figura 2 muestra el esquema de control típico de un convertidor GFM, que se comporta como una fuente de tensión controlada de forma análoga a un generador síncrono. El control implementado tiene como objetivo fijar el fasor de tensión interno durante los períodos transitorio y subtransitorio. Para lograrlo, se utilizan dos bucles de control externos que controlan de forma independiente la magnitud y fase de la tensión interna del convertidor.

La principal diferencia entre los dos tipos de convertidor se puede identificar en su reacción ante un evento en la red. La figura 3 muestra la respuesta de cada tipo de control ante una perturbación en la red. Debido a su naturaleza de fuente de corriente, la reacción instantánea de un convertidor GFL es mantener constante la magnitud y la fase de su corriente (I_c). Cuando hay una perturbación en la red el convertidor no puede reaccionar de inmediato. Primero, necesita detectar el nuevo ángulo de fase para poder calcular el nuevo punto de ajuste de la corriente. En la parte derecha de la figura 3 se muestra la respuesta inicial de un convertidor GFM ante el mismo incidente. La tensión interna (e) no cambia, lo que permite a la planta responder de forma de inmediata proporcionando soporte de frecuencia, variando casi instantánea la corriente inyectada a red (I_c) y suavizando el impacto de la perturbación en el ángulo del voltaje. Dependiendo de la magnitud de la perturbación y las características del sistema, este comportamiento podría causar un rápido aumento en la corriente del convertidor, lo que podría dañar sus componentes internos. Se hace por ello necesario implementar un sistema de control para limitar su corriente de salida.

A pesar de los diferentes principios de funcionamiento, bajo operación en régimen permanente, tanto los convertidores GFM como los GFL pueden controlar la inyección de potencia activa y reactiva de forma independiente, respetando limitaciones físicas internas de tensión y corriente del convertidor. Además, ambos tipos de control pueden ejecutar la regulación de tensión y frecuencia en su PCC mediante lazos de control externos, modificando sus referencias de potencia como se exige actualmente en los procedimientos de operación.

La tabla 1 resume y compara las dos estrategias de control presentadas en esta sección, resaltando las características principales de cada tecnología.

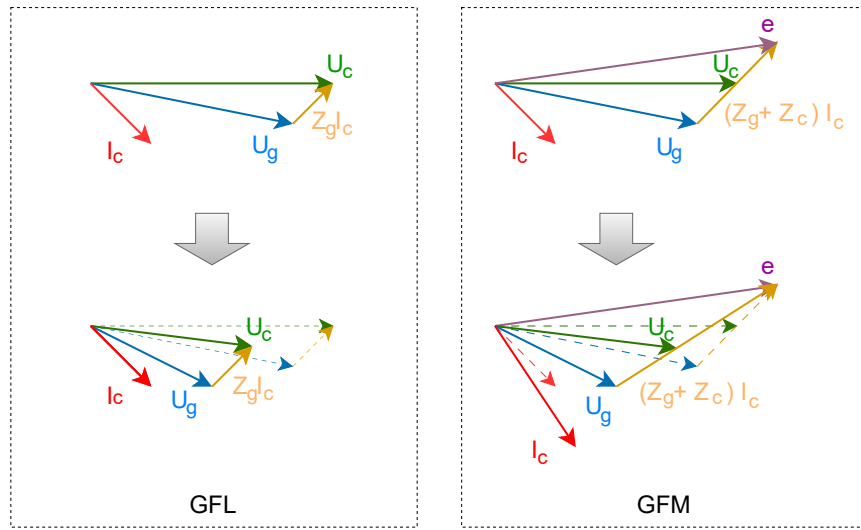


Figura 3: Diagrama fasorial de la respuesta de convertidor GFL y GFM ante una perturbación en la tensión de la red.

Tabla 1: Comparación entre convertidores GFL y GFM

Característica	Convertidor GFL	Convertidor GFM
Relación con la red	Depende de la calidad de la tensión y frecuencia en su PCC	Establece y mantiene activamente el módulo y fase de la tensión interna en su PCC
Control principal	Control dinámico de la corriente inyectada a red	Control de módulo, frecuencia y fase de la tensión
Sincronización con la red	Necesita de PLL o similar para sincronización con la red	No necesita de PLL mientras no se alcancen los límites de corriente de convertidor o no se exceda la energía disponible
Capacidad de operar en redes débiles	Requiere generalmente una red fuerte y estable para sincronizarse	Puede operar de forma estable en redes débiles o con baja potencia de cortocircuito, incluso en redes aisladas
Servicio de reposición del sistema	No tienen esa capacidad	Pueden arrancar en ausencia de tensión en la red, si disponen de la capacidad necesaria en energía y sobrecorriente.
Capacidad de soporte inercial	Limitada	Puede emular inercia y proveer soporte dinámico
Aplicación típica y desarrollo comercial	Plantas solares/eólicas en redes fuertes y sistemas de almacenamiento con baterías. Es la solución comercial habitual.	Microrredes, aplicaciones con almacenamiento, integración de renovables. Poca experiencia operativa.

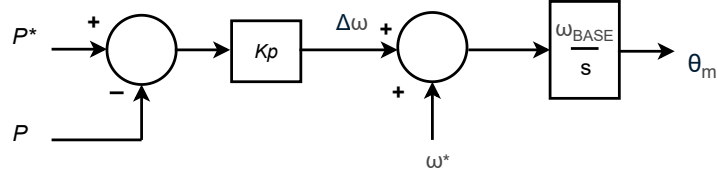


Figura 4: Control proporcional droop en lazo de sincronización de potencia activa en inversor GFM

2. Técnicas de control GFM

En la estructura de control de un convertidor GFM generalmente existen de dos bloques principales: un bloque con los lazos de control externo y otro con los de control interno. Los lazos de control externos se encargan de las funciones a nivel del sistema, como la sincronización con la red eléctrica y la regulación del flujo de potencia activa y reactiva. Por otro lado, el control interno opera a un nivel más bajo, está formado por uno o dos bucles en cascada que se ocupan de regular la corriente del convertidor y la tensión del condensador del filtro. Estos bucles, a su vez, determinan la tensión de referencia del convertidor mediante una técnica de modulación por ancho de pulso (PWM).

Desde el punto de vista de la integración en red de los parques de generación renovable, los lazos de control externos son los que más interesan ya que su rol es vital para el soporte de frecuencia y tensión de la red. Este control suele dividirse en un bucle de sincronización de potencia activa, que ajusta el ángulo de fase del convertidor (θ_m), y el bucle de potencia reactiva-tensión, que regula el módulo de la tensión del convertidor (u_c). A continuación, se describen algunos lazos de control extendidos en la literatura tanto para el lazo de sincronización de potencia activa como para el bucle de potencia reactiva-tensión.

Lazo de sincronización de potencia activa basado en control proporcional *droop*

Este lazo de sincronización consiste en un control proporcional que emula la acción de los reguladores de velocidad basados en estadismo encargados de la regulación primaria de frecuencia [5]. La figura 4 muestra el diagrama de bloques del esquema de control, que determina un incremento de frecuencia $\Delta\omega$, de forma proporcional al desvío de potencia activa y al coeficiente K_p de acuerdo a la ecuación:

$$K_p = \frac{\Delta\omega}{(P^* - P)} \quad (1)$$

Como muestra la figura 4, el incremento de frecuencia resultante, $\Delta\omega$, se suma a la frecuencia de referencia, ω^* . Multiplicando el resultado por la frecuencia base ω_{BASE} e integrando se obtiene el ángulo, θ_m , determinando la fase de la tensión que regula el convertidor.

Con una estructura simple, este control ha demostrado ser muy eficaz permitiendo la participación de varios convertidores en paralelo. No requiere de una unidad de sincronización adicional en operaciones normales de operación, y contribuye a la regulación primaria de frecuencia.

Lazo de sincronización de potencia activa basado en la máquina síncrona virtual

Este lazo de sincronización trata de emular el comportamiento de un generador síncrono sintetizando su ecuación de oscilación a través del control del convertidor. Replicar esta ecuación permite simular la respuesta inercial de estos generadores, ofreciendo una solución a la disminución de la inercia física en sistemas eléctricos con alta participación de generación renovable. La ecuación equivalente para integrarla en el control del convertidor viene dada como:

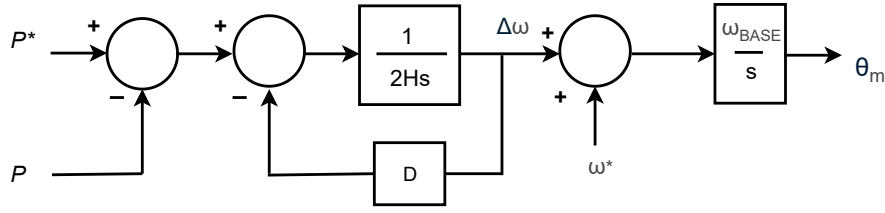


Figura 5: Control basado en la máquina síncrona virtual en lazo de sincronización de potencia activa en inversor GFM

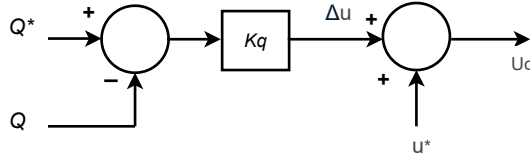


Figura 6: Lazo de control proporcional de potencia reactiva-tensión en inversor GFM

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (P^* - P - D \Delta\omega) \quad (2)$$

El diagrama de bloques de la figura 5 muestra su implementación en el lazo de sincronización de la potencia activa. El incremento de frecuencia, $\Delta\omega$, se calcula a partir de la desviación de potencia, el valor de inercia sintética H y el coeficiente de amortiguamiento D . El incremento de frecuencia resultante, $\Delta\omega$, se suma a la frecuencia de referencia, ω^* , se multiplica por la frecuencia base, ω_{BASE} y se integra para obtener el ángulo, θ_m . Este ángulo es el que determina la fase de la tensión que regula el convertidor.

Lazo de control potencia reactiva-tensión basado en control proporcional *droop*

El lazo de control de tensión habitualmente gestiona el módulo de la tensión del convertidor a través del ajuste de la potencia reactiva, aprovechando la correlación directa entre ambas variables. El diagrama de bloques de la figura 6 muestra un esquema sencillo para su control haciendo uso de un lazo de control proporcional entre potencia reactiva y tensión. El coeficiente K_p determina la relación entre ambas como muestra la ecuación 3.

$$K_q = \frac{\Delta U}{(Q^* - Q)} \quad (3)$$

En la literatura se han propuesto diversas soluciones tanto para los lazos de control de potencia activa como para los de potencia reactiva en convertidores GFM. En este capítulo se incluyen solo algunos ejemplos sencillos para ilustrar su funcionalidad y aplicación. Las referencias [6, 7, 8, 9] presentan un estado del arte más extenso incluyendo estos y otros lazos de control para convertidores GFM.

A. Atribución de imágenes

Todas las figuras son de elaboración propia.

Referencias

- [1] R. Aljarrah, B. B. Fawaz, Q. Salem, M. Karimi, H. Marzooghi, and R. Azizipanah-Abarghooee, “Issues and challenges of grid-following converters interfacing renewable energy sources in low inertia systems: A review,” *IEEE Access*, vol. 12, pp. 5534–5561, 2024.
- [2] J. Matevosyan, J. MacDowell, N. Miller, B. Badrzadeh, D. Ramasubramanian, A. Isaacs, R. Quint, E. Quitmann, R. Pfeiffer, H. Urdal *et al.*, “A future with inverter-based resources: Finding strength from traditional weakness,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, no. 6, pp. 18–28, 2021.
- [3] H. Wu and X. Wang, “Design-oriented transient stability analysis of pll-synchronized voltage-source converters,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 35, no. 4, pp. 3573–3589, 2019.
- [4] E. Rakhshani and P. Rodriguez, “Inertia emulation in ac/dc interconnected power systems using derivative technique considering frequency measurement effects,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3338–3351, 2016.
- [5] P. Ledesma, *Análisis dinámico y control de sistemas eléctricos*. Universidad Carlos III de Madrid, 2020, disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/rest/api/core/bitstreams/416c9d27-792f-4803-9b64-58197bab5864/content>.
- [6] H. Zhang, W. Xiang, W. Lin, and J. Wen, “Grid forming converters in renewable energy sources dominated power grid: control strategy, stability, application, and challenges,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 9, no. 6, pp. 1239–1256, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.35833/MPCE.2021.000257>
- [7] I. Oraa Iribarren, “Control grid-forming de turbinas eólicas basadas en generadores asíncronos doblemente alimentados,” Ph.D. dissertation, Universidad Pública de Navarra, N/A 2025, tesis doctoral. Directores: Jesús López Taberna y Javier Samanes Pascual.
- [8] Y. Teng, W. Deng, W. Pei, Y. Li, L. Ding, and H. Ye, “Review on grid-forming converter control methods in high-proportion renewable energy power systems,” *Global Energy Interconnection*, vol. 5, no. 3, pp. 328–342, 2022.
- [9] J. J. Dolado Fernández, “Control of grid-forming converters based on the virtual-flux orientation,” Ph.D. dissertation, Universidad Carlos III de Madrid, N/A 2025, tesis doctoral. Directores: José Luis Rodríguez Amenedo y Joaquín Eloy-García Carrasco.