

# Generación conectada a la red a través de convertidores electrónicos de potencia con emulación del comportamiento de los generadores síncronos: el control *grid-forming* y el problema de la sincronización de los convertidores a la red

Luis Rouco Rodríguez, Lukas Sigrist y Aurelio García Cerrada

ETSI ICAI-IIT

Universidad Pontificia Comillas Madrid

## 1. Introducción

La descarbonización de la economía necesaria para alcanzar los objetivos trazados en los Acuerdos de París va a requerir la instalación de una formidable cantidad de generación renovable, sobre todo generación eólica y solar fotovoltaica [1]. La generación eólica y solar fotovoltaica se caracterizan por estar conectadas a la red eléctrica a través de convertidores electrónicos de potencia al contrario que la generación convencional (hidráulica, térmica o nuclear) que está conectada a la red a través de máquinas síncronas. El paso de un sistema eléctrico basado en máquinas síncronas a otro basado en convertidores electrónicos supone una transformación

sin precedentes de los sistemas eléctricos en corriente alterna desde los tiempos de Edison, Tesla y Westinghouse.

Este artículo explica la propuesta que la academia y la industria han desarrollado a lo largo de los últimos diez años para hacer posible un sistema eléctrico basado en generación conectada a la red a través de convertidores electrónicos de potencia. Se trata de implantar controles en los citados convertidores para que operen como fuentes de tensión controlables y emulen el comportamiento de los generadores síncronos. En la literatura técnica en inglés esta estrategia se denomina lo primero *grid forming* [2] y lo segundo *virtual synchronous machine* [3].

Los problemas del paso de un sistema eléctrico basado en generación conectada a la red a través de generadores síncronos a otro con la generación conectada a la red a través de convertidores electrónicos son muy amplios para ser cubiertos en único artículo [4]. En este artículo nos centraremos en el problema de sincronización a la red [5].

En una primera instancia puede parecer que este es un problema técnico muy específico para la audiencia tan amplia de esta publicación. Permítanos la audiencia que expliquemos la trascendencia práctica del problema y el interés de la comprensión profunda del mismo y sus soluciones.

El acceso de la generación conectada a la red a través de convertidores electrónicos (en el marco legal español se la denomina generación asíncrona) está determinada por varios criterios técnicos ([6], [7]). Entre ellos se encuentra el criterio de potencia de cortocircuito<sup>1</sup> según el cual la relación de cortocircuito ponderada debe ser en el punto de conexión superior a 6 si en la zona de influencia todos los generadores asíncronos cumplen el código europeo de conexión de generadores a la red [8] y superior a 10 si en la zona de influencia hay que generadores asíncronos que no cumplen dicho código de red (porque son anteriores a la aprobación del mismo).

¿Por qué se establecen estos límites en la relación de cortocircuito ponderada? La relación de cortocircuito es la potencia de cortocircuito dividida por la potencia nominal del módulo de parque eléctrico. La potencia de cortocircuito mide la fortaleza de la red, y ésta afecta a la estabilidad del lazo de control que sincroniza el convertidor electrónico con la red. Por ello es tan importante comprender qué es la sincronización, cómo se realiza en tecnología más común ahora en el control de convertidores electrónicos (*grid following* o *grid feeding* en la literatura técnica en inglés) y cómo la emulación de la generación síncrona mediante el modo de control *grid forming* ofrece una respuesta<sup>2</sup>.

Este artículo tiene 9 secciones. La sección 2 explica las características generales de la generación síncrona, y el concepto de sincronización, en particular. La sección 3 explica los modos de control *grid following* y *grid forming* como fuentes de corriente y fuentes de tensión y proporciona los esquemas de control fundamentales. La sección 4 establece la equivalencia entre el control *grid forming* y el control como *virtual synchronous machine*. La sección 5 discute el problema de sincronización de los convertidores *grid following*. La sección 6 muestra que los convertidores *grid forming* dan solución al problema de la sincronización a la red de los convertidores *grid following*. La sección 7 expone las conclusiones de este artículo. La sección 8 contiene las referencias bibliográficas consultadas. La sección 9 incluye los agradecimientos de los autores.

## 2. Las cualidades de la generación síncrona

Teniendo en cuenta que el objetivo es concebir controles que hagan que los convertidores electrónicos reproduzcan el comportamiento de los generadores síncronos comenzaremos revisando las cualidades más importantes de éstos:

- proporcionan inercia,
- suministran elevadas corrientes de cortocircuito y
- son capaces de permanecer sincronizados

Los generadores síncronos son capaces de suministrar a la red eléctrica parte de la energía cinética de rotación del conjunto motor primario-máquina eléctrica para atender variaciones transitorias entre la generación y la demanda y así reducir las excursiones de frecuencia (que está íntimamente relacionada con la velocidad de giro del rotor de los generadores).

Los generadores síncronos suministran a la red elevadas co-

<sup>1</sup> La relación de cortocircuito se define como la relación entre la potencia de cortocircuito y la potencia nominal del módulo de parque eléctrico.

<sup>2</sup> Los términos de *grid following* y *grid feeding* se usan como sinónimos y hacen referencia a dos características del control de la tecnología presente. El control requiere que haya una tensión a seguir mediante la sincronización (*grid following*) y el control pretende inyectar a la red la potencia proveniente de la fuente controlando la corriente inyectada (*grid feeding*). El término *grid forming*, en cambio, implica que el control no requiere que haya una tensión a seguir sino que se impone.

rrientes (varias veces la corriente nominal) en caso de cortocircuitos. Esto, no sólo posibilita el funcionamiento de las protecciones, sino que indica que los generadores se comportan como una fuente de tensión detrás de una impedancia pequeña. La capacidad de soportar transitoriamente elevadas corrientes es una capacidad notable de las máquinas eléctricas en general, y de las máquinas síncronas en particular, que los convertidores electrónicos no exhiben. Los interruptores de los convertidores electrónicos de potencia (típicamente IGBTs, *Insulated Gate Bipolar Transistors*) apenas tienen una capacidad de sobrecarga del 20% sobre su corriente nominal.

Los generadores síncronos son capaces de sincronizarse de forma natural con la red eléctrica. La capacidad de los generadores síncronos de permanecer sincronizados con la red se refiere a la capacidad del rotor del conjunto motor primario-máquina eléctrica de girar a la misma velocidad que los rotores del resto de los generadores síncronos.

Ello es posible por la forma de la característica de la potencia eléctrica suministrada por un generador en función del denominado ángulo de carga. Consideremos la Figura 1. En ella se muestra la potencia mecánica suministrada por el motor primario al generador síncrono  $p_m$  y la potencia eléctrica entrega por el generador síncrono a la red eléctrica  $p_e$  en función del ángulo de carga  $\delta$ . El punto en el que se cortan las potencias mecánica y eléctrica corresponde al ángulo de carga del generador  $\delta_0$ . Si la potencia mecánica aumenta pasando de  $p_{m0}$  a  $p_{m0} + \Delta p_m$ , el generador síncrono responde haciendo que el ángulo de carga pase a valer  $\delta_0 + \Delta\delta$  para que la potencia eléctrica sea igual a la potencia mecánica y así la variación de velocidad de giro del rotor al final del transitorio sea nula; lo que confirma que el generador funciona en sincronismo con la red (i.e. a la misma velocidad que el resto de los generadores síncronos).

La Figura 2 ilustra en el dominio del tiempo lo explicado a través de la Figura 1. Al aumentar la potencia mecánica suministrada por el motor primario, la velocidad de giro del rotor aumenta y, por tanto, el ángulo de carga. La reacción del generador síncrono ante un aumento de ángulo de carga, es un aumento de la potencia eléctrica que compensa el aumento de potencia mecánica y hace que la velocidad de giro

Figura 1. Potencias mecánica y eléctrica en una máquina síncrona conectada a una red infinita

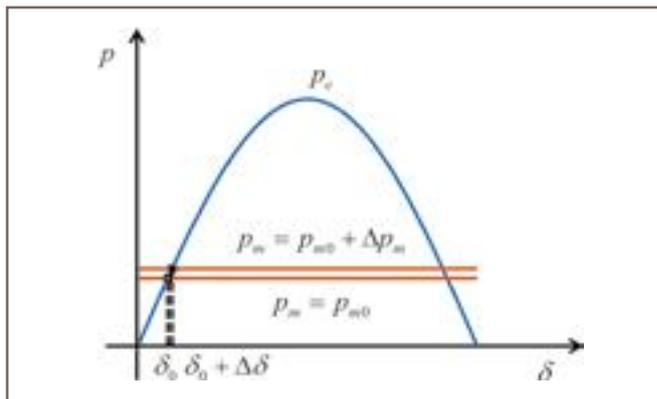
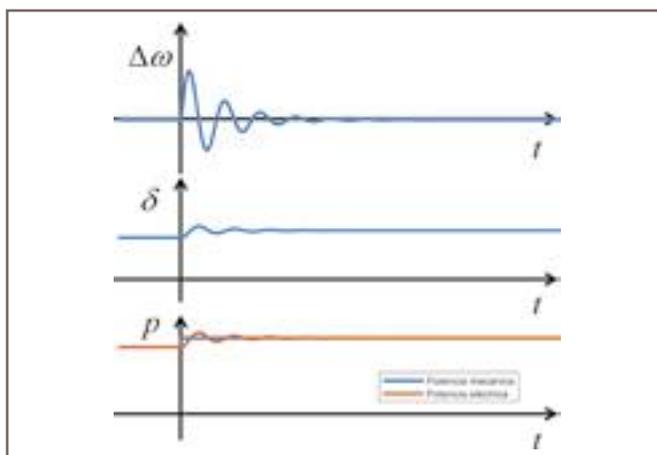


Figura 2. Respuesta de un generador a un escalón de potencia mecánica en el caso de un generador síncrono conectado a una red infinita: de arriba a abajo se muestran variación de velocidad, ángulo de carga y potencias mecánica y eléctrica



del rotor vuelva al valor de sincronismo cuando las potencias mecánica y eléctrica se igualan. La capacidad de sincronización del generador síncrono (permanecer sincronizados con la red) permite que la velocidad de giro del rotor sea la del resto de los generadores síncronos (ligada a la frecuencia de la red).

### 3. Los modos de control *grid following* y *grid forming*

Los convertidores electrónicos de potencia de los generadores eólicos o solares fotovoltaicos se han controlado tradicionalmente como fuentes de corriente (en la literatura técnica en inglés se les denomina *grid following*). Ello es posible porque los generadores síncronos presentes en el sistema son fuentes de tensión. Las tensiones de un sistema eléctrico (una de las variables que miden la calidad y seguridad de funcionamiento del mismo junto con la frecuencia) no se pueden controlar (mantener dentro de unos márgenes estrechos) si todos los generadores son fuentes de corriente. Por este motivo, cuando se plantea un sistema eléctrico con penetración masiva de generación conectada a red a través de convertidores electrónicos se ha propuesto como solución el control de los convertidores como fuentes de tensión. Estos convertidores (en la literatura técnica en inglés *grid forming*) imponen la tensión y la frecuencia del sistema al que se conectan, siendo así capaces de crear la red, independientemente de la presencia de generadores síncronos. La Figura 3 muestra los circuitos equivalentes de los generadores controlados como fuente de corriente o fuente de tensión.

A la hora de describir los esquemas de control de convertidores consideraremos la conexión de una fuente de energía a la red a través de un convertidor fuente de tensión según

Figura 3. Circuitos equivalentes de generadores controlados como fuente de corriente (izquierda) o como fuente de tensión (derecha)

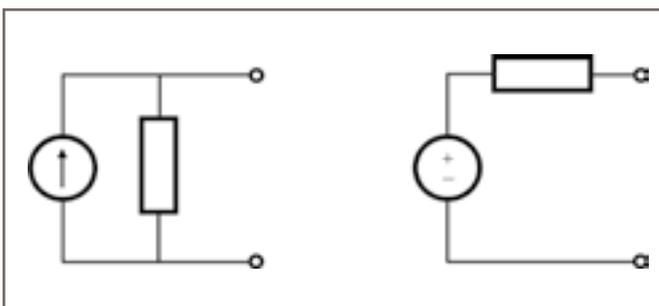
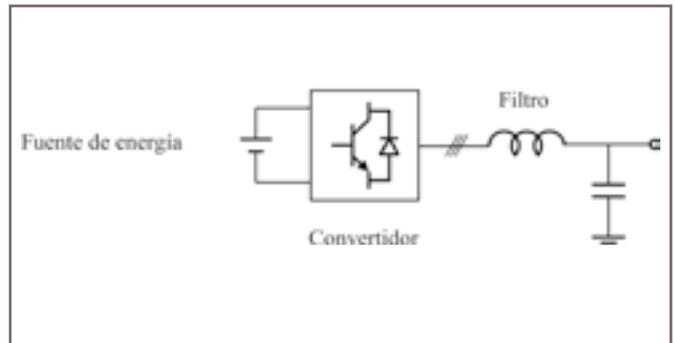


Figura 4. Conexión de un convertidor alimentado de una fuente de energía a la red



el esquema de la Figura 4. Los interruptores del convertidor son IGBTs. La conexión a la red del convertidor se realiza a través de un filtro LC, que junto con el esquema de modulación de ancho de pulso (*Pulse Width Modulation, PWM*) permite reducir el contenido en armónicos.

La Figura 5 muestra el esquema típico de control *grid-following* de convertidores. El núcleo del esquema de control es el control de corriente que proporciona el mando al convertidor para generar una tensión con un módulo y una fase deseada. El control de corriente permite asegurar que, cuando se produce una perturbación, las corrientes en los IGBTs no superen los valores admisibles. El control de corriente necesita conocer tanto la fase como la velocidad (frecuencia) de la red. El lazo de control *Phase Locked Loop (PLL)* mide la tensión de la red y proporciona ambas. El control de potencia envía consignas al control de corriente.

La Figura 6 muestra el esquema básico de control *grid-forming* de un convertidor. Las diferencias más relevantes del esquema de control *grid-forming* con relación al esquema de control *grid following* son: el lazo PLL ha sido substituido por el control de potencia y aparece un control de tensión. El control de tensión va a asegurar que, ante pequeñas perturbaciones, el convertidor se comporte como una fuente de tensión. Nótese que el control de corriente debe permanecer para asegurar que cuando se produce una perturbación las corrientes en los IGBTs no superen los valores admisibles.

Figura 5. Detalle del esquema de control *grid-following* de convertidores

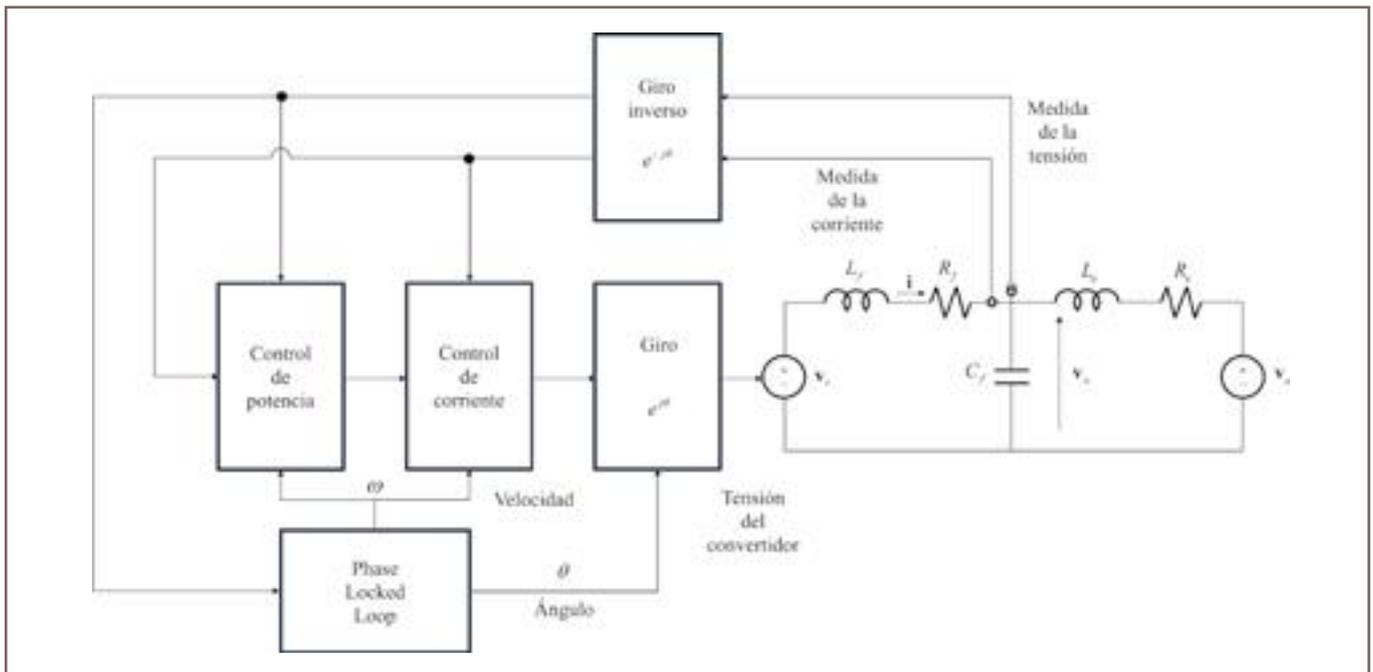


Figura 6. Detalle del esquema de control *grid-forming* de convertidores

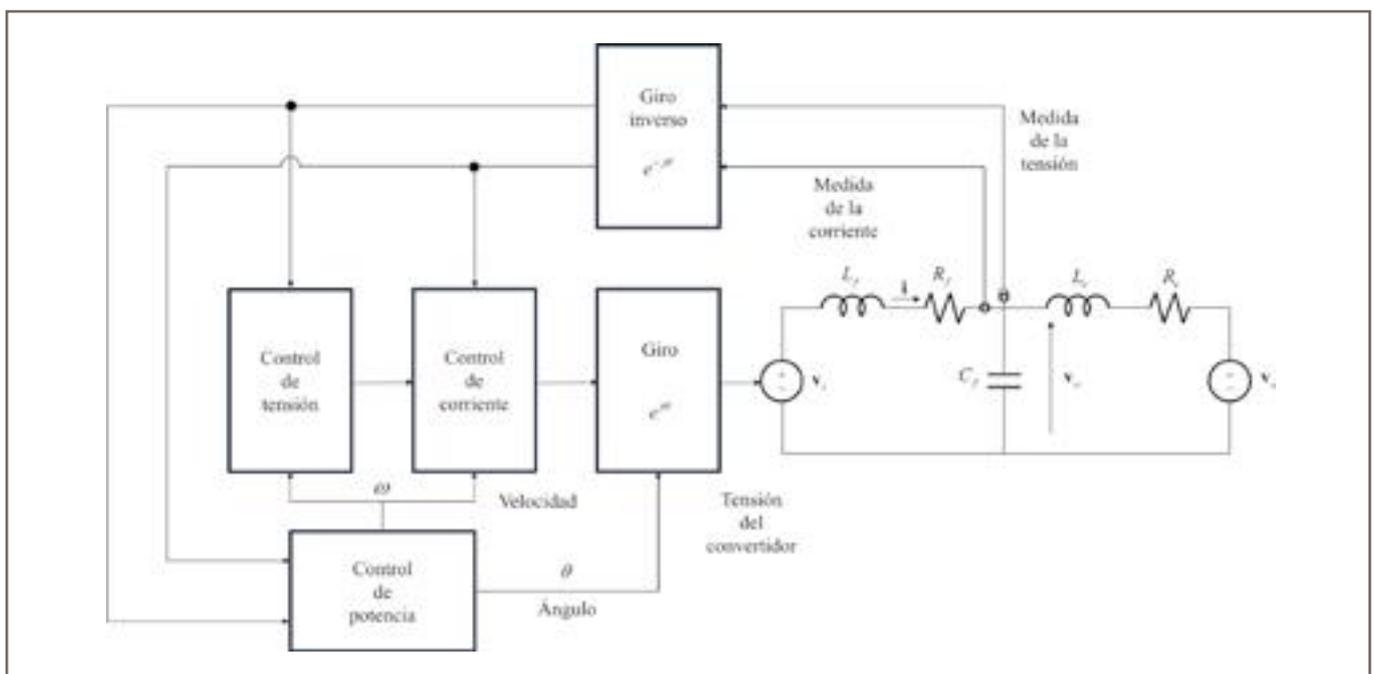


Figura 7. Diagrama de bloques del lazo de control de potencia del esquema de control *grid forming*

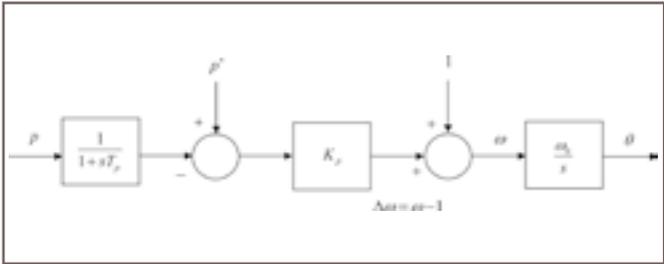
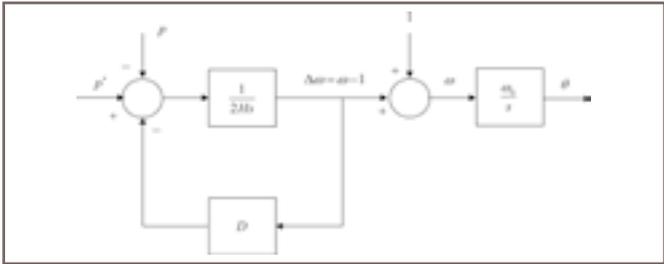


Figura 8. Equivalencia entre el control *grid forming* y el control como *virtual synchronous machine*



Un lector avezado se habrá preguntado qué sentido físico tiene hablar de “velocidad”, por ejemplo, en un convertidor que conecta unos paneles solares fotovoltaicos a la red eléctrica. Cuando hablamos de velocidad nos referimos a la velocidad de giro del fasor de la tensión suministrada por el convertidor. Dicha velocidad tiene que aumentar si se quiere que el ángulo de la tensión suministrada por el convertidor aumente para suministrar más potencia a la red.

La Figura 7 muestra el diagrama del control de potencia del esquema de control *grid forming* de convertidores. Este control se denomina en la literatura como control por estatismo. La variación de “velocidad” es proporcional a la diferencia entre la consigna de potencia y la potencia medida. El “ángulo” resultante es la integral de la velocidad.

#### 4. El control como *virtual synchronous machine*

Se ha propuesto en la literatura técnica una alternativa al control de potencia por estatismo de la Figura 7 que emula la ecuación de oscilación de los generadores síncronos y que se denomina *virtual synchronous machine* (véase la Figura 8). Los parámetros de la ecuación de oscilación de un generador síncrono son la constante de inercia  $H$  y el factor de amortiguamiento  $D$ .

Un sencillo ejercicio, suponiendo que la variación de consigna  $\Delta p^*$  es nula, nos proporciona la función de transferencia entre la variación de velocidad  $\Delta\omega$  y la variación de potencia

$\Delta p$  en el esquema de la Figura 8:

$$\frac{\Delta\omega}{\Delta p} = \frac{1}{D + 2Hs} = \frac{1/D}{1 + (2H/D)s}$$

(1)

mientras que en el esquema de la Figura 7 dicha función de transferencia es

$$\frac{\Delta\omega}{\Delta p} = \frac{K_p}{1 + T_p s}$$

(2)

Por tanto, comparando la ecuación (1) y la ecuación (2) se puede establecer una equivalencia en ambos esquemas si se cumple,

$$K_p = \frac{1}{D}$$

$$T_p = \frac{2H}{D}$$

(3)

Se ha mostrado la equivalencia fundamental entre los esquemas de control *grid forming* y *virtual synchronous machine*. Es preciso resaltar que existen diversas variantes de ambos esquemas de control que exhiben pequeñas diferencias en sus comportamientos dinámicos de gran y pequeña perturbación. La discusión de dichas diferencias sale fuera del alcance de este artículo introductorio.

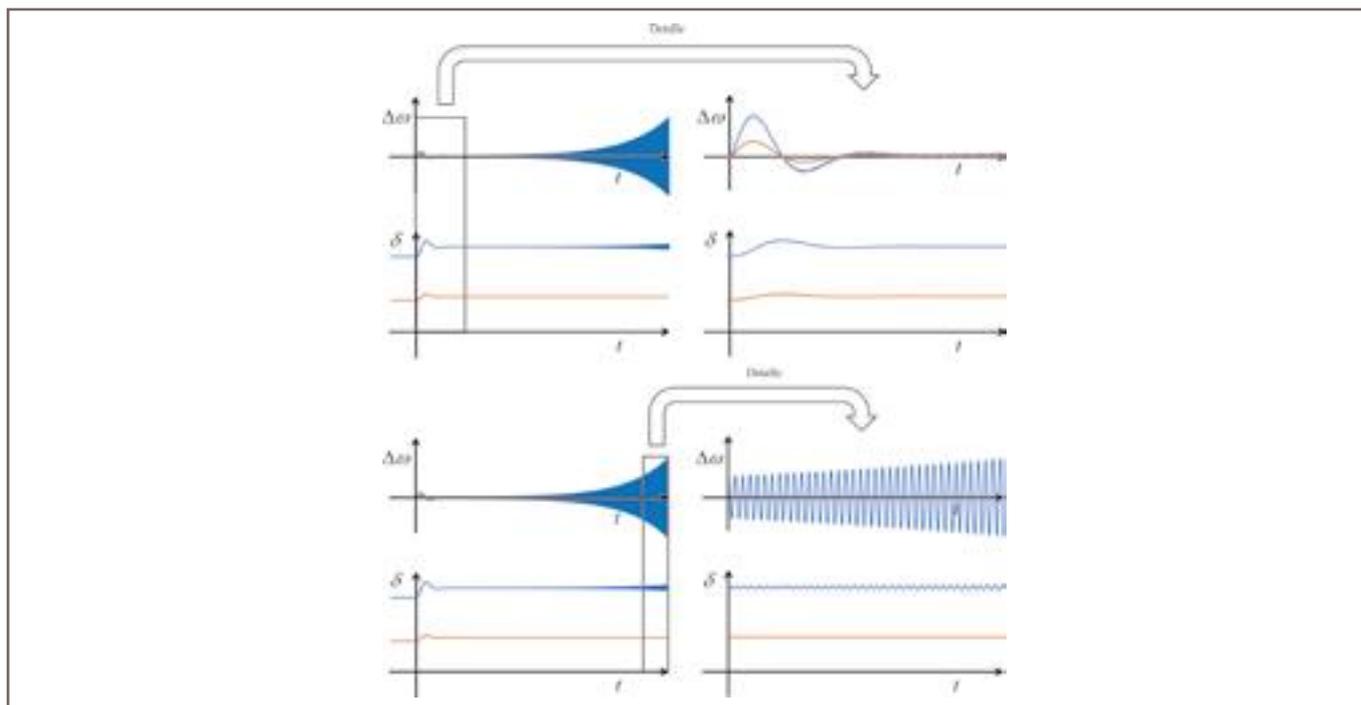
## 5. El problema de la sincronización a la red de los convertidores *grid following*

Como hemos señalado el lazo de control PLL proporciona la sincronización en los convertidores *grid following*. La estabilidad de dicho lazo de control está afectada por la fortaleza de la red medida por su potencia de cortocircuito ([10], [11]). La red es fuerte si la potencia de cortocircuito es elevada mien-

tras que la red es débil si la potencia de cortocircuito es baja. La Figura 9 ilustra el problema. Se comparan la variación estimada de la velocidad (frecuencia) y ángulo estimados por el PLL en dos casos: con baja relación de cortocircuito (baja potencia de cortocircuito) y con alta relación de cortocircuito (alta potencia de cortocircuito). Con baja relación de cortocircuito el sistema exhibe oscilaciones crecientes. En otras palabras, el sistema es inestable. Con elevada relación de cortocircuito el sistema es estable.

¿Qué significa que el sistema sea inestable con baja relación de cortocircuito?. Significa que un módulo de parque eléctrico de la potencia considerada no podría conectarse a una red de la citada potencia de cortocircuito. ¿Cómo se resuelve el problema?. Considerando la conexión en ese punto de la red de un parque de menor potencia.

Figura 9. Respuesta de un convertidor *grid feeding* ante un escalón de consigna de potencia en el caso de un convertidor conectado a una red infinita: variación de velocidad y ángulo del PLL con baja potencia de cortocircuito (azul) y con alta potencia de cortocircuito (rojo). La imagen superior detalla el principio del transitorio mientras que la imagen inferior detalla el final de transitorio



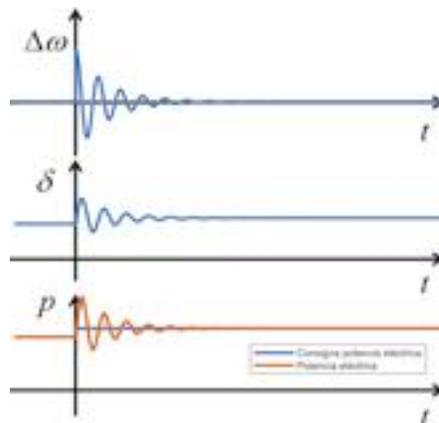
## 6. La solución al problema de la sincronización a la red de los convertidores *grid following* con los convertidores *grid forming*

El modo de control *grid forming* de los convertidores de conexión de la generación eólica y solar fotovoltaica resuelve el problema de la estabilidad del PLL. ¿Por qué?. Porque el

modo de control *grid forming* no tiene PLL.

La Figura 10 muestra la respuesta de un convertidor *grid forming* ante un escalón de consigna de potencia en el caso de un convertidor conectado a una red infinita. Se muestran la velocidad, el ángulo de carga y la consigna de potencia eléctrica. La forma de las respuestas de la Figura 10 son muy parecidas a las formas de las respuestas de la Figura 2, aunque no idénticas.

Figura 10. Respuesta de un convertidor *grid forming* ante un escalón de consigna de potencia en el caso de un convertidor conectado a una red infinita: de arriba abajo se muestran variación de velocidad, ángulo de carga y consigna de potencia eléctrica y potencia eléctrica



## Conclusiones

Este artículo ha abordado el problema de la sincronización de los convertidores de la generación eólica y solar fotovoltaica a la red eléctrica. La sincronización de los convertidores controlados como fuente de corriente (convertidores *grid following*) se realiza por medio de un lazo de control denominado PLL (*Phase Locked Loop*). La estabilidad de ese lazo de control está determinada por la fortaleza de la red medida por la potencia de cortocircuito. Ello afecta a la capacidad de acceso a red de la generación eólica y fotovoltaica.

Este artículo ha mostrado que el modo de control de los convertidores *grid forming* resuelve el de la estabilidad del PLL necesario para la sincronización de los convertidores *grid following*.

El control de convertidores ofrece otras posibilidades. También exhibe limitaciones. En futuros artículos mostraremos otras cualidades de los convertidores *grid forming* en relación con la estabilidad del sistema eléctrico. Rogamos a la audiencia que siga atenta.

## Referencias

[1] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, actualización 2023-2030, disponible en [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC\\_2024\\_240924.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf). (último acceso: 25-02-2025)

[2] Joan Rocabert; Alvaro Luna; Frede Blaabjerg; Pedro Rodríguez; “Control of Power Converters in AC Microgrids”. IEEE Transactions on Power Electronics, Volume: 27, Issue: 11, 2012.

[3] Salvatore D'Arco; Jon Are Suul, “Equivalence of Virtual Synchronous Machines and Frequency-Droops for Converter-Based MicroGrids”. IEEE Transactions on Smart Grid, Volume: 5, Issue: 1, 2014.

[4] Federico Milano; Florian Dorfler; Gabriela Hug; David J. Hill; Gregor Verbic, “Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems”, XX Power System Computation Conference, Dublin (Irlanda), 11-15 junio 2018.

[5] Prabha Kundur, Power System Stability and Control, Mc Graw Hill, New York 1994.

[6] Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. BOE núm. 19, de 22 de enero de 2021, páginas 6111 a 6125.

[7] Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución. BOE núm. 131, de 2 de junio de 2021, páginas 67770 a 67786.

[8] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión. BOE núm. 208, de 1 de agosto de 2020, páginas 62406 a 62458.

[9] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión. BOE núm. 208, de 1 de agosto de 2020, páginas 62406 a 62458 Salvatore D'Arco; Jon Are Suul, “Virtual synchronous machines – Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids”, 2013 IEEE Grenoble Conference.

[10] Régulo Enrique Ávila-Martínez; Luis Rouco; Javier García-Aguilar; Javier Renedo; Lukas Sigríst; “Impact of PLL

control on small-signal stability of wind DFIGs”. IEEE Power & Energy Society General Meeting - IEEE PES GM 2020, Montréal (Canadá), 3-6 agosto 2020.

[11] Régulo Enrique Ávila Martínez; Javier García Aguilar; Luis Rouco; Javier Renedo; Lukas Sigrist; L., Aurelio García-Cerrada; A., “Small-signal stability of type 4 wind generators as affected by the bandwidth of current and PLL controllers”. 27th International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion - SPEE-DAM 2024, Ischia (Italia), 19-21 junio 2024.

## Agradecimientos

Al Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, y a la Agencia Estatal de Investigación por su financiación en el proyecto de investigación MCIU/AEI /10.13039/501100011033 con colaboración de fondos FEDER, de la UE.

A Iberdrola, por el permanente apoyo a nuestras investigaciones en este campo. A D. Juan Carlos Pérez Campión y su equipo por las numerosas y fructíferas discusiones técnicas. Sin embargo, este artículo sólo presenta la visión de los autores.

A los investigadores del IIT D. Régulo Enrique Ávila Martínez, D. Carlo de Paolis Robles, D. Jorge Suárez Porras y D. Andrés Tomás Martín, por haber materializado nuestras investigaciones en este campo.

A D. Miguel Duvison García, por la sugerencia de escribir este artículo.

Al equipo de redacción de Cuadernos de Energía por su disponibilidad y apoyo.