



red eléctrica

Una empresa de Redeia

Especificación técnica

Capacidades GRID FORMING

ET-GFM

Índice

1	Introducción	1
2	Propuesta de ACER en relación con requisitos técnicos GFM.....	1
3	Ámbito de aplicación.....	4
4	Capacidad grid forming (GFM)	5
4.1	Propuesta detallada de requisitos técnicos	7
4.1.1	Comportamiento como fuente de tensión dentro de los límites de capacidad	8
4.1.2	Contribución de la inercia sintética dentro de los límites de capacidad	12
4.1.3	Cuando se alcanza el límite de capacidad de corriente	15
4.2	Propuesta detallada de los requisitos GFM adicionales	17
4.3	Inversores con capacidades dual GFM y no GFM	18
5	Evaluación de la conformidad	19
5.1	Alcance de la evaluación	19
5.2	Banco de pruebas.....	20
5.3	Casos de prueba y descripción de los eventos para evaluar la conformidad	21
5.3.1	Comportamiento de la UGE como fuente de tensión dentro de los límites de capacidad.....	21
5.3.2	Aporte de inercia sintética de la UGE dentro de sus límites de capacidad.....	23
5.3.3	Comportamiento de la UGE cuando se alcanza el límite de capacidad	25
5.3.4	Interacción de controles de las UGE GFM.....	26
6	Nomenclatura	29
7	Referencias	30



1 Introducción

La propuesta de actualización de requisitos técnicos a la generación “Requirements for Generators 2” (RfG 2.0) remitida por el regulador europeo ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) a la Comisión Europea (CE) en diciembre de 2023 [1], introduce un marco para la definición de requisitos técnicos de **capacidad grid forming** (GFM). Esta propuesta se basa en las contribuciones y los comentarios de los participantes de los grupos de trabajo, recopilados durante un proceso de consulta inicial el cual es un proceso formal exigido por la Comisión Europea (CE).

En noviembre de 2025 ENTSOE publicó el informe técnico fase II sobre los requisitos técnicos de grid forming (*Grid Forming capability of power park modules, Report on Technical Requirements*) [2], el cual ha sido el resultado del grupo de trabajo TG GFC en el que han participado las asociaciones europeas interesadas como EU-DSO Entity, CENELEC, Wind Europe, SolarPower Europe y EASE. Además, este informe será base de una futura guía de implementación de ENTSOE según recoge el **Artículo 58** del RfG. El presente documento nacional, en adelante **Especificación Técnica Grid Forming (ET-GFM)**, se ha elaborado tomando como base el informe del TG GFC y se han introducido propuestas a nivel nacional para recoger las necesidades específicas del sistema eléctrico español.

Es importante mencionar que, sin perjuicio de las patentes existentes, la **ET-GFM** adopta una postura tecnológicamente neutral en cuanto a la tecnología para establecer los requisitos técnicos sobre las capacidades GFM para los módulos de parque eléctrico (MPE) y módulos de almacenamiento, proporcionando un marco libre de patentes. Este enfoque garantiza la independencia de implementaciones de control específicas fomentando un entorno favorable para la innovación.

El objetivo de la **ET-GFM** es establecer una especificación técnica como primera propuesta para las capacidades grid forming de los módulos de parque eléctrico (MPE) y módulos de almacenamiento que se conecten a la red. Además, se utiliza el [color de fuente azul](#) para indicar que se tratan de [propuestas específicas del operador del sistema](#), y por tanto, son variaciones con respecto a la propuesta de ENTSOE.

2 Propuesta de ACER en relación con requisitos técnicos GFM

A continuación, se incluye el extracto de los requisitos grid forming (GFM) incorporados en la propuesta de RfG 2.0 de ACER [1].

CHAPTER 3

Requirements for power park modules

Article Y

Requirements for type A power park modules

5. The relevant TSO in coordination with the relevant system operator may specify that type A power park modules shall be capable of providing grid forming capability at the connection point.

The Member State or a designated entity within the meaning of Article 7(1) may require that the relevant TSO in coordination with the relevant system operator shall specify that type A power park modules shall be capable of providing grid forming capability at the connection point. In this case, the Member State or a designated entity within the meaning of Article 7(1) shall develop a roadmap within two years after entry into force of this Regulation in order to assess a roll-out of grid forming capabilities, that may include impact assessments on oscillations, island mode detection or other technical challenges.

6. Deviating from Article 4(2), and with regard to grid forming capability, a power park module shall be considered existing if:

(a) it is already connected to the network on the date of entry into force of this Regulation; or

- (b) the power-generating facility owner has concluded a final and binding contract for the purchase of the main generating plant by three years after the entry into force of the Regulation.

7. Where grid forming capability is specified by the relevant TSO in coordination with the relevant system operator in accordance with paragraph 5 or defined in Articles 20, 21 and 22, a power park module shall be capable of providing grid forming capability at the connection point as listed below, considering the sub-cycle character of the physical quantities where appropriate.

- (a) Within the power park module's current and energy limits, the power park module shall be capable of behaving at the terminals of the individual unit(s) as a voltage source behind an internal impedance (Thevenin source), during normal operating conditions (non-disturbed network conditions) and upon inception of a network disturbance (including voltage, frequency and voltage phase angle disturbance). The Thevenin source is characterized by its internal voltage amplitude, voltage phase angle, frequency and internal impedance.
- (b) Upon inception of a network disturbance and while the power park module capabilities and current limits are not exceeded, the instantaneous AC voltage characteristics of the internal Thevenin source according to paragraph (a) shall be capable of not changing its amplitude and voltage phase angle while positive-sequence voltage phase angle steps or voltage magnitude steps are occurring at the connection point. The current exchanged between the power park module and the network shall flow naturally according to the main generating plant and converter impedances and the voltage difference between the internal Thevenin source and the voltage at the connection point.
- (c) After inception of a network disturbance in voltage magnitude, frequency or voltage phase angle, the following shall apply within the power park module's capability, including current limits and inherent energy storage capabilities of each individual unit.
 - (i) The relevant system operator in coordination with the TSO shall specify the temporal parameters of the dynamic performance regarding voltage stability.
 - (ii) Where current limitation is necessary, the relevant system operator in coordination with the relevant TSO may specify additional requirements regarding contribution of active and reactive power at the point of connection.
 - (iii) The power park module shall be capable of stable operation when reaching the power park module current limits, without interruption, in a continuous manner and returning to the behaviour described in paragraph (b) as soon as the limitations are no longer active. If reaching the current limit, the grid forming behaviour must be maintained for responses as specified in paragraph (b) for disturbances that require the current to vary in the opposite direction of the current limitation.

Inherent energy storage means an energy reserve available in physical components of a power park module, which has not necessarily been designed to suit the grid forming requirements of this Article, but may be used for such purposes, without affecting the design of the physical components of individual units.

Article 20

Requirements for type B power park modules

1. Type B power park modules shall fulfil the requirements laid down in Article 13, Article 14, except for Article 13(3)(b) and Article 13(8).

4. With regard to grid forming capability:

(a) type B power park modules connected at 110 kV level or above shall fulfil the requirements laid down in Article Y(6) and Article Y(7) and paragraph 5 of this Article;

(b) type B power park modules of P_{max} of 10 MW or above, which are connected below the 110 kV level to a feeder dedicated to one or more power park modules connected to a substation with

transformations to 110 kV or above, shall fulfil the requirements laid down in Article Y(6) and Article Y(7) and paragraph 5 of this Article;

(c) with regard to grid forming capability of type B power park modules other than in points (a) and (b) above. Article Y(6) and Article Y(7) and paragraph 5 of this Article are applicable, taking into consideration the provisions of Article Y(5).

5. With regard to grid forming capability, type B power park modules shall fulfil the following additional requirements in relation to grid forming capability:

- (a) The relevant TSO in coordination with the relevant system operator, shall specify the contribution to synthetic inertia. The power park module shall be capable of contributing to limiting the transient frequency deviation under high frequency conditions. Additionally, the electricity storage module shall be capable of contributing to limiting the transient frequency deviation under low frequency conditions.
- (b) The dynamic performance according to Article Y(7)(c)(i) shall reflect the specified contribution to synthetic inertia.

Article 21

Requirements for type C power park modules

1. Type C power park modules shall fulfil the requirements listed in Article 13, Article 14, Article 15 and Article 20, except for Article 13(3)(b) Article 13(6) and Article 13(8) and Article 20(2)(a), unless referred to otherwise in point (v) of paragraph 2(d).

4. With regard to grid forming capability:

- (a) type C power park modules connected at 110 kV level or above shall fulfil the requirements laid down in Article Y (6) and Article Y (7) and paragraph 5 of this Article;
- (b) type C power park modules of P_{max} of 10 MW or above, which are connected below 110 kV level to a feeder dedicated to one or more power park modules connected to a substation with transformation to 110 kV or above, shall fulfil the requirements laid down in Article Y (6) and Article Y (7) and paragraph 5 of this Article;
- (c) with regard to grid forming capability of type C power park modules other than in points (a) and (b) above, Article Y (6) and Article Y (7) and paragraph 5 of this Article are applicable taking into consideration the provisions of Article Y (5).

5. With regard to grid forming capabilities type C power park modules shall fulfil the following additional requirements in relation to grid forming capability:

- (a) The relevant TSO, in coordination with the relevant system operator, shall specify the contribution to synthetic inertia. The power park module shall be capable of contributing to limiting the transient frequency deviation under high and low frequency conditions.
- (b) The relevant TSO may require the provision of additional energy beyond the inherent energy storage in coordination with the relevant system operator.

Article 22

Requirements for type D power park modules

1. Type D power park modules shall fulfil the requirements listed in Article 13, Article 14, Article 15, Article Y(6) and (7), Article 20, and Article 21, except for Article 13(3)(b), Article 13(6), Article 13(7), Article 13(8), Article 15(3), Article 20(2)(a), Article 20(4) and Article 21(4).

La definición de inercia sintética en la propuesta de RfG 2.0 también ha sido modificada, respecto a la definición del RfG, como sigue:

(34) ‘synthetic inertia’ means a prescribed electrical dynamic performance provided by a power park module or an HVDC system at its connection point with the purpose to emulate the equivalent dynamic effect of the inertia provided by a synchronous power generating module;

3 Ámbito de aplicación

El operador del sistema realiza la siguiente propuesta con respecto al ámbito de aplicación de los requisitos técnicos grid forming (GFM) a los módulos de parque eléctrico (MPE) y módulos de almacenamientos, teniendo en cuenta la propuesta del RfG 2.0.

Es importante señalar que según dice **Whereas (s1)** de la propuesta de RfG 2.0 los requisitos a los módulos de almacenamiento se considera que aplican los mismos que para los módulos de generación (MGE) salvo que se indique lo contrario en la propuesta de RfG 2.0. Por lo tanto, cuando se comenten en la **ET-GFM** los requisitos técnicos GFM aplicables a los módulos de parque eléctrico (MPE) también deberá entenderse que aplican los mismos a los módulos de almacenamientos salvo que se indique lo contrario. Además, según el **Artículo 6 (6)** de la propuesta de RfG 2.0 los módulos de almacenamiento deberán cumplir los mismos requisitos técnicos cuando inyectan a la red o consumen potencia activa de la red.

De acuerdo con la propuesta de RfG 2.0, la capacidad GFM se exige a todos los nuevos módulos de parque eléctrico (MPE) y a los módulos de almacenamiento de significatividad tipo B o tipo C de forma condicionada y tipo D sin condiciones, dejando que la aplicabilidad a los MPE y módulos de almacenamiento de significatividad A sea potestativa del operador del sistema en coordinación con el gestor de la red pertinente. En este sentido, hay que tener en cuenta la que la aplicabilidad a los tipos B y C está condicionada a ciertas reglas de nivel de tensión, capacidad máxima y el establecimiento de una hoja de ruta nacional según recoge el **Artículo Y (5)** de la propuesta de RfG 2.0.

Es importante señalar, que los requisitos GFM en la propuesta de RfG 2.0 no incluyen capacidad de almacenamiento, más allá del almacenamiento que se entiende como “inherente” o natural a la propia tecnología del MPE. Es sólo para el tipo C y D cuando el operador del sistema puede exigir un almacenamiento adicional específico para obtener una respuesta inercial mínima aceptable. Por lo tanto, la propuesta de RfG 2.0 ya establece una diferenciación de requisitos GFM introduciendo el requisito GFM “simplificado” y “completo” si atendemos a que se disponga de almacenamiento adicional al “inherente de cada tecnología” para obtener la respuesta inercial mínima aceptable.

El operador del sistema propone un nivel de requisitos GFM “simplificado” para permitir el cumplimiento de los requisitos GFM para “retrofit” de MPE existentes grid following (GFL) para convertirlos a GFM que sólo implique la reconfiguración del firmware de los equipos y no obligue a instalar almacenamiento para aportar las respuestas equivalentes a las inerciales de los generadores síncronos, es decir, que aproveche todo el almacenamiento disponible de forma natural por la propia tecnología y obtenga el máximo partido del recurso primario disponible si la velocidad de la disponibilidad del recurso primario permite satisfacer las respuestas inerciales convenientemente.

Por lo tanto, el operador del sistema plantea la siguiente propuesta de aplicabilidad:

- La decisión de la aplicabilidad de los requisitos técnicos GFM a los MPE y módulos de almacenamiento tipo A, tanto del sistema eléctrico peninsular español (SEPE) como de los sistemas eléctricos no peninsulares (SENP), queda a la discreción del gestor de la red pertinente. En caso de que un gestor de la red pertinente decida dicha aplicabilidad, el operador del sistema deberá solicitar formalmente en coordinación con dicho gestor de la red pertinente, en cumplimiento de lo establecido en la propuesta de RfG 2.0.
- Los MPE y módulos de almacenamiento de tipo B, tanto del SEPE como de los SENP están obligados a cumplir los requisitos técnicos GFM, aunque esa obligatoriedad está condicionada a ciertas reglas de nivel de tensión, capacidad máxima y el establecimiento de una hoja de ruta nacional según recoge la normativa.

- Los MPE y módulos de almacenamiento de tipo C, tanto del SEPE como de los SENP están obligados a cumplir los requisitos técnicos GFM, aunque esa obligatoriedad está condicionada a ciertas reglas de nivel de tensión, capacidad máxima y el establecimiento de una hoja de ruta nacional según recoge la normativa. En el caso de que deban cumplir requisitos GFM, están obligados a cumplir los requisitos técnicos con almacenamiento adicional no inherente.
- Los MPE y módulos de almacenamiento de tipo D, tanto del SEPE como de los SENP, están obligados a cumplir los requisitos técnicos GFM con almacenamiento adicional mínimo no inherente.
- Los MPE y módulos de almacenamiento con la condición de existentes a los efectos de la propuesta de RfG 2.0 tienen la posibilidad de cumplir voluntariamente con los requisitos de capacidad GFM. En tal caso, deberán cumplir todos los requisitos GFM, no obstante, en el caso de MPE de tipo C o D, no estarían obligados a disponer del almacenamiento adicional no inherente.

4 Capacidad grid forming (GFM)

El operador del sistema (OS) realiza la siguiente propuesta de definición de comportamiento grid forming (GFM) basado en el comportamiento tan cercano como sea posible al concepto de la teoría de circuitos de fuente de tensión alterna real, es decir, “**fuentes de tensión alterna ideal detrás de una cierta impedancia**”. Adicionalmente, dicha fuente deberá establecer la frecuencia de la tensión generada por la fuente de acuerdo a cierta ley de control que facilite la sincronización de la frecuencia de forma estable entre todos los generadores mediante intercambios energéticos (propagación de perturbaciones angulares) a través de la propia red. Por lo tanto, la propuesta de definición del comportamiento GFM del operador del sistema es la siguiente:

Podemos definir el comportamiento “grid-forming” como la capacidad técnica de un generador para comportarse de forma equivalente a fuente de tensión alterna real, es decir, equivalente a una fuente de tensión ideal en serie con una impedancia (fuente Thevenin), cuya frecuencia se define de acuerdo a una ley de control que asegure la sincronización con el resto de generadores a través de la red, dentro de unos rangos eléctricos (potencia, corriente y tensión) y mecánicos tales que permitan la estabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

El **Artículo Y (7)** de la propuesta de RfG 2.0 indica que la capacidad GFM se define en el punto de conexión a la red. Por lo tanto, se evaluará la conformidad de todos los requisitos técnicos (mediante pruebas, simulaciones o certificados de equipo) en el punto de conexión (PoC) a la red del módulo de parque eléctrico (MPE).

Sin perjuicio de que en el Apartado 5 de la ET-GFM se especifiquen pruebas y simulaciones para la evaluación de la conformidad, de cara a integrar estos requisitos técnicos en el proceso de certificación será necesario adaptar la Norma Técnica de Supervisión de generadores (NTS) [3] una vez entre en vigor la regulación que establezca requisitos técnicos relacionados con la capacidad GFM.

Además, el **Artículo Y (7) (a)** dice que los requisitos técnicos de comportamiento como fuente de tensión se definen en los terminales de la unidad de generación de electricidad (UGE) constituyente del MPE, mientras que la conformidad se evaluará como se describe en el epígrafe 5 de este documento.

Como se muestra en la **Figura 1**, un MPE y un módulo de almacenamiento, suelen estar formados por unidades de generación de electricidad (UGE) y unidades de almacenamiento de energía, respectivamente. **En la ET-GFM se utilizará el término UGE tanto para las unidades de generación como para las unidades de almacenamiento de energía.** Los MPE suelen incluir una red interna, también conocida como sistema colector de energía (PCS).

Según la propuesta de RfG 2.0 los requisitos técnicos de comportamiento como fuente de tensión tras una impedancia interna (fuente Thevenin) serán especificados por el operador del sistema, en coordinación con el gestor de la red pertinente, en los terminales de la UGE. La fuente de tensión puede o no incluir el transformador de conexión a la red. La tensión en los terminales se denota como $\underline{u}_{PGU,MV}$ o $\underline{u}_{PGU,HV}$ y $\underline{u}_{PGU,LV}$. El propietario del MPE deberá garantizar y demostrar que el diseño del PCS mantiene el comportamiento de la

fuentes de tensión tras una impedancia en el punto de conexión a la red, como se especifica en los siguientes epígrafes.

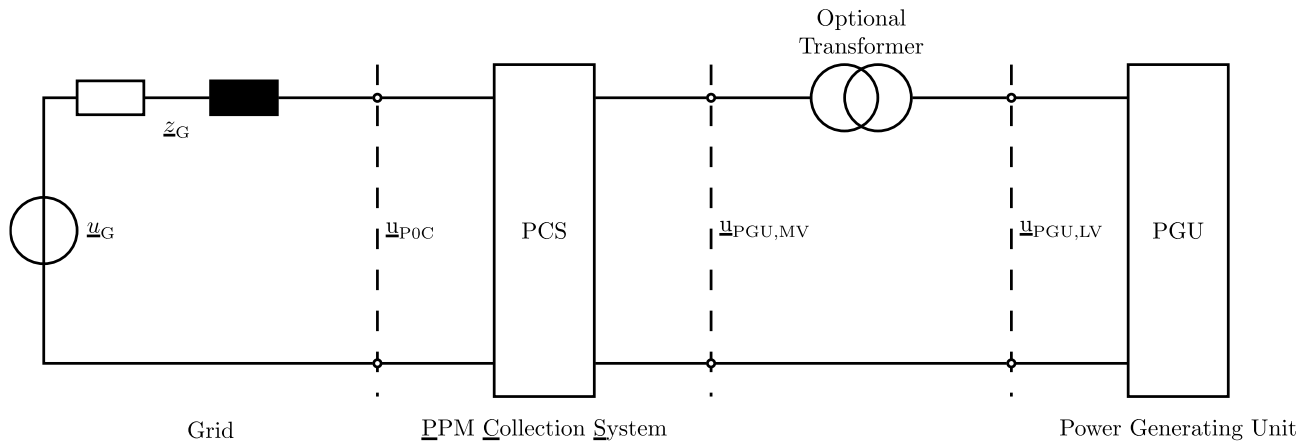


Figura 1: Ejemplo de MPE, punto de conexión (PoC) y terminales de unidad de generación de electricidad (UGE) en MV y LV para un MPE con PCS en nivel MV.

Para definir los requisitos técnicos relativos a la capacidad GFM descritos en el epígrafe 4.1, se tendrán en cuenta los siguientes puntos considerándose una representación simplificada del sistema eléctrico como se muestra en la **Figura 2**:

1. \underline{u}_{inv} representa el fasor de tensión interno (amplitud, ángulo de fase de la tensión y frecuencia) de la fuente Thevenin de una UGE dada.
2. Los parámetros físicos del convertidor se expresan como números complejos (\underline{z}_{Tr} y \underline{z}_{Filt}) y se consideran fijos para una UGE específica a la frecuencia de 50 Hz.
3. La impedancia interna de la fuente Thevenin se obtiene mediante la equivalencia de la impedancia física (\underline{z}_{Tr} y \underline{z}_{Filt}) y la impedancia del control ($\underline{z}_{Control}$) de la UGE, y se denominará impedancia efectiva \underline{z}_{Eff_PGU} . La impedancia efectiva se define a la frecuencia de 50 Hz.
4. El sistema colector de energía (PCS) se representa mediante la impedancia \underline{z}_{PCS} .
5. La red se representa por un equivalente Thevenin con la tensión \underline{u}_G y la impedancia \underline{z}_G .

La **Figura 2** muestra la representación del circuito equivalente de una UGE conectada a un bus infinito que se considera adecuado para evaluar la respuesta de la UGE ante ciertas perturbaciones en la red.

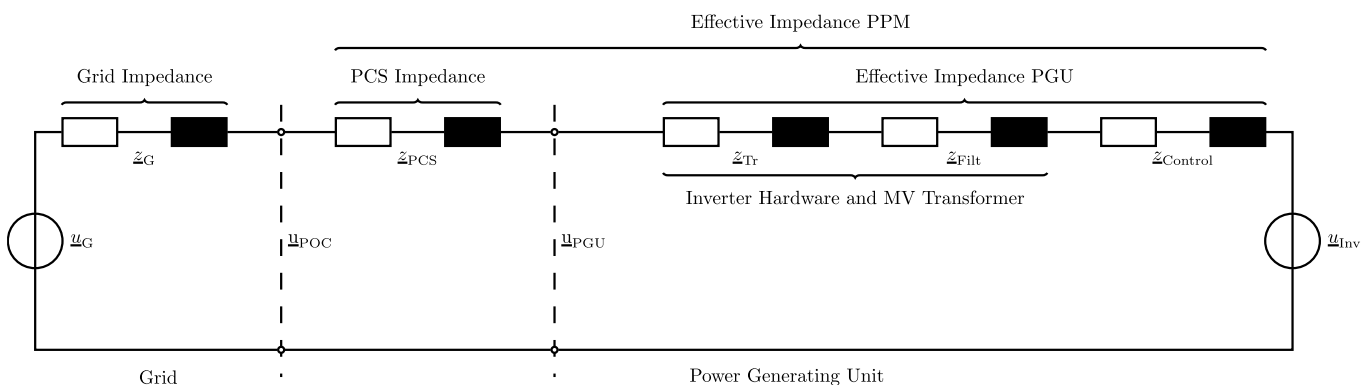


Figura 2: Representación del circuito equivalente del control de UGE de pequeña señal en secuencia positiva para evaluar la respuesta de la UGE GFM ante variaciones en la magnitud de la tensión de red y el ángulo de fase.

Las componentes activa ($i_{P,PGU}$) y reactiva ($i_{Q,PGU}$) de la corriente inyectada por la UGE GFM en secuencia positiva en terminales puede aproximarse, bajo la hipótesis de que $r_{Eff} \ll x_{Eff}$ ($x_{Eff} \approx z_{Eff}$), mediante las ecuaciones (1) y (2) respectivamente, suponiendo condiciones de estado estacionario en las que todos los transitorios rápidos han decaído.

$$i_{P,PGU} = \frac{p_{PGU}}{u_{PGU}} \approx -\frac{u_{Inv}}{x_{Eff}} \sin(\delta) \quad (1)$$

$$i_{Q,PGU} = \frac{q_{PGU}}{u_{PGU}} \approx \frac{1}{x_{Eff}} (u_{PGU} - u_{Inv} \cdot \cos(\delta)) \quad (2)$$

$\delta = \varphi_{U_{PGU}} - \varphi_{U_{Inv}}$ es la diferencia de fase entre el ángulo de la tensión de terminales de la UGE $\varphi_{U_{PGU}}$ y del ángulo de la tensión interna de la UGE $\varphi_{U_{Inv}}$ (es decir, tensión interna del convertidor, detrás de la reactancia de fase).

En condiciones desequilibradas, la componente reactiva ($i_{Q,PGU,neg}$) de la corriente inyectada por la UGE GFM en secuencia negativa se puede aproximar mediante la ecuación (3):

$$i_{Q,PGU,neg} \approx \frac{1}{x_{Eff,neg}} u_{PGU,neg} \quad (3)$$

$u_{PGU,neg}$ es la tensión de secuencia negativa en terminales de la UGE.

Al considerar estas aproximaciones se asume que:

1. De acuerdo con la propuesta de RfG 2.0, tanto el fasor de la tensión interna del convertidor u_{Inv} (y su amplitud, fase y frecuencia) como el fasor de la impedancia efectiva z_{Eff} se consideran constantes al inicio de la perturbación en la red, mientras no se alcancen los límites de corriente, energía o tensión.
2. La relación r_{Eff}/x_{Eff} de la impedancia de la UGE y MPE se mantiene pequeña (se considera $r_{Eff}/x_{Eff} < 0.1$ para MPE), de modo que el impacto de la parte resistiva de z_{Eff} puede despreciarse para la descripción de la respuesta de corriente esperada. Por lo tanto, cuando en la **ET-GFM** se refiere a la impedancia efectiva z_{Eff} , el término incluye las partes reactiva y resistiva, aunque en las ecuaciones simplificadas solo se incluye la reactancia.

4.1 Propuesta detallada de requisitos técnicos

Los requisitos técnicos para la capacidad GFM especifican la respuesta de la corriente o potencia activa y/o reactiva ante variaciones de tensión en amplitud, fase y frecuencia. El punto de aplicabilidad de cada requisito (es decir, a nivel de UGE, nivel de MPE o ambos) se describe en los apartados siguientes. En particular, se definen los requisitos técnicos para las siguientes magnitudes con respecto a la amplitud de la tensión, el ángulo de fase de la tensión o los cambios de frecuencia:

1. El valor esperado de la corriente o potencia de salida.
2. Los tiempos de respuesta del valor esperado de la corriente o potencia y se supone que los tiempos de respuesta están dentro de un ciclo para la respuesta de corriente instantánea ante variaciones de magnitud y ángulo de tensión.
3. La velocidad de atenuación o sobrepaso de la variación temporal de la corriente o potencia (cuando corresponda).
4. El amortiguamiento de la oscilación de la corriente o potencia.

4.1.1 Comportamiento como fuente de tensión dentro de los límites de capacidad

Esta sección detalla los requisitos que se especifican en el **Artículo Y (7) (a), (b), (c)** de la propuesta de RfG 2.0. Estos requisitos se especifican para los PPM de tipo A si el GFM es obligatorio según el **Artículo Y (5)**, también se aplican a los PPM de tipo B si son obligatorios según el **Artículo 20 (4)** y además se aplican a los PPM de tipo C y D.

De acuerdo con el **Artículo Y (7)** de la propuesta de RfG 2.0, tanto el fasor de tensión interno de la UGE (en amplitud, fase y frecuencia) como la impedancia efectiva no debe variar al inicio de una perturbación en el punto de conexión de la red. En caso de que se superen las capacidades del MPE y los límites de corriente, se permite la reacción instantánea de la UGE para mantener los límites de corriente. Además, según las ecuaciones (1) y (2), la corriente de salida depende de la magnitud de la perturbación en la red y de la impedancia efectiva. La perturbación en la red pueden ser saltos de ángulo de fase de la tensión y/o los saltos de magnitud de la tensión, las cuales son variables externas. Por lo tanto, la impedancia efectiva es el único parámetro definido por el diseño del MPE. Además, se requiere que la fuente de tensión interna Thévenin cambie de acuerdo con los parámetros temporales para lograr el comportamiento deseado en términos de sincronización, amortiguamiento de oscilaciones de potencia activa e inercia sintética (si se especifica para los MPE tipo B, C o D).

Según el **Artículo Y (7) (c) (i)**, el operador del sistema deberá especificar los parámetros temporales del comportamiento dinámico. Este requisito es independiente de la implementación elegida por el fabricante ya que el operador del sistema solo especifica la velocidad y la duración del comportamiento dinámico. Los parámetros temporales que define el operador del sistema con respecto al salto de ángulo de tensión y la frecuencia de tensión son:

1. El amortiguamiento mínimo.
2. La inercia sintética, si se especifica para los tipos B, C y D.

Con respecto a la magnitud de la tensión, no se define ningún parámetro adicional ya que, dentro del rango de funcionamiento normal, el comportamiento dinámico se define a través de los requisitos de control de potencia reactiva en estado estacionario del MPE y fuera del rango de funcionamiento normal, la magnitud de la fuente de tensión interna se mantiene constante, salvo que se apliquen las disposiciones del epígrafe 4.1.3.

Para cuantificar el aporte de potencia al salto de fase de tensión, se introduce la ecuación (4), la cual se obtiene basándose en el circuito equivalente de la **Figura 2**, considerando las simplificaciones supuestas para la obtención de las ecuaciones (1) y (2) y suponiendo que $\underline{u}_{inv} \approx 1$. La ecuación (4) calcula la variación de la corriente activa ante un salto de ángulo γ , considerando δ como la diferencia de fase entre φ_{UPGU} y φ_{UInv} antes del salto de fase.

$$\Delta i_{P,PGU,Peak} \approx -\frac{1}{x_{Eff}}(\sin(\delta + \gamma) - \sin(\delta)) \quad (4)$$

$\Delta i_{P,PGU,Peak}$ es el pico teórico esperado el cual se calcula analíticamente.

δ es la diferencia de fase entre el ángulo de tensión de terminales de la UGE φ_{UPGU} y la tensión interna de la UGE φ_{UInv} antes de la perturbación de salto de fase.

γ es el cambio de ángulo aplicado por el cual el ángulo de la tensión de terminales de la UGE φ_{UPGU} es perturbado de su valor de estado estable.

La ecuación (4) asume condiciones de estado estacionario donde todos los efectos transitorios rápidos han decaído, el valor resultante de Δi solo proporciona una estimación analítica teórica y debe calcularse considerando el ángulo de estado estacionario δ antes de aplicar el ángulo de salto de fase γ . Tras aplicar el salto de fase γ , se supone que la variación del ángulo de fase permanece estable. El valor teórico de estado estacionario de una fuente de tensión con inercia infinita se toma como referencia al evaluar el primer valor pico medido tras el salto de fase de la tensión. Si se aplica a los datos medidos, la norma IEC 61400-21-1, Anexo C, puede utilizarse para evaluar el ángulo de fase antes y después de la perturbación, así como para

medir la corriente. Dado que la norma IEC 61400-21-1, Anexo C, incluye un promedio a lo largo de un período nominal de la red, el decaimiento de la respuesta puede ser significativo ya durante el período de promedio, lo cual se ha tenido en cuenta al definir los criterios de aceptación.

En caso de que el salto de fase no pueda controlarse en los terminales de la UGE, sino que se introduzca en una ubicación de la red remota a los terminales de la UGE, se puede aplicar la ecuación (5), donde x_{grid} representaría la impedancia entre los terminales de la UGE y la ubicación donde se introduce el salto de fase.

$$\Delta i_{P,PGU,Peak} \approx -\frac{1}{x_{Eff} + x_{grid}} (\sin(\delta + \gamma) - \sin(\delta)) \quad (5)$$

$\Delta i_{P,PGU,Peak}$ es el pico teórico esperado el cual se calcula analíticamente.

δ es la diferencia de fase entre el ángulo de tensión de red φ_{UG} y la tensión interna de la UGE $\varphi_{U_{Inv}}$ antes de la perturbación de salto de fase.

γ es el cambio de ángulo aplicado por el cual el ángulo de la tensión de red φ_{UG} es perturbado de su valor de estado estable.

En la **Figura 3** (a), las curvas azul y verde representan la corriente activa calculada según la ecuación (6) considerando una fuente de tensión estable (inercia infinita). La **Figura 3** (c) representa la respuesta ante la misma perturbación, considerando una inercia de 5 s según la ecuación (7). Ambas subgráficas consideran un x_{Eff} de 0,35. La subgráfica (b) muestra el resultado de la ecuación (4) suponiendo el mismo salto de fase y x_{Eff} .

$$= i_{dinv2,stat} - 2 \frac{u}{z} \cdot e^{-(t-t_0)/\tau} \cdot \sin\left(\frac{\delta_2 - \delta_1}{2}\right) \cdot \sin\left(\omega(t - t_0) + \frac{\delta_1 + \delta_2}{2} + \varphi_{sc}\right) \quad (6)$$

$$\Delta i_{P0} = -\frac{1}{x_{Eff}} \cdot (\sin \delta_1 - \sin \delta_2) \quad (7)$$

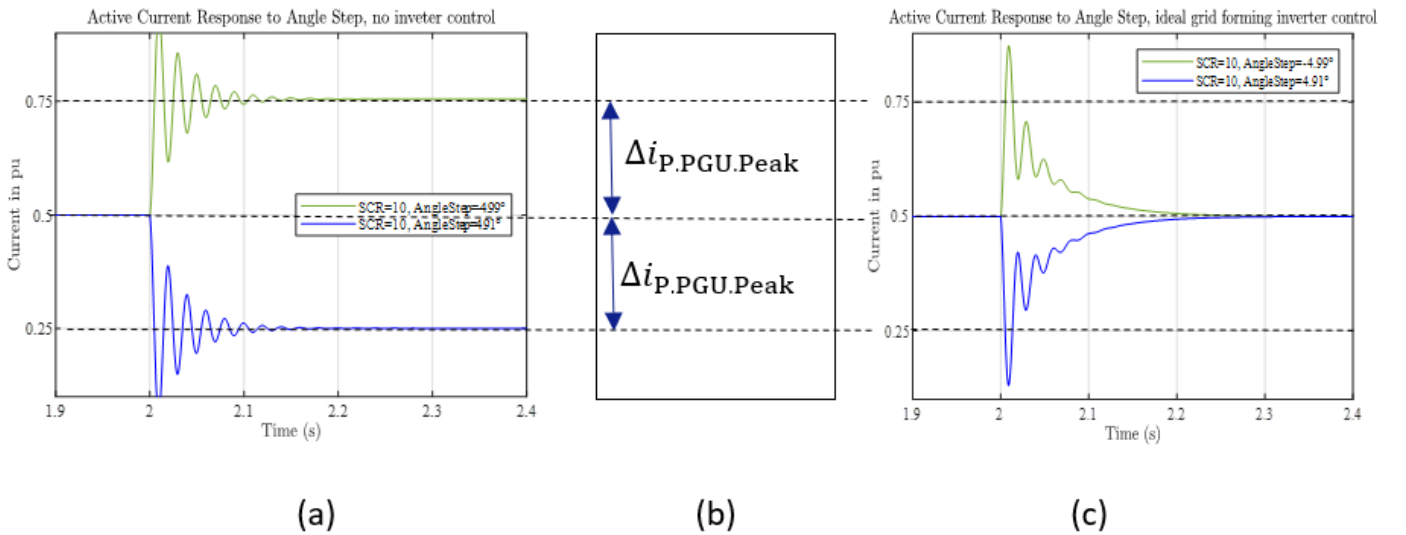


Figura 3: Resultado de la ecuación (4) (subgráfico b) y cálculo analítico de los valores fasoriales de la corriente activa para un salto angular de -5° (línea verde) y $+5^\circ$ (línea azul) en el punto de conexión del MPE con inercia infinita (a) o inercia de $H=5s$ (c) y x_{Eff} de 0,35.

Como se observa en la **Figura 3** (c), la disminución de la respuesta cuando se considera una inercia finita comienza instantáneamente. Para tener en cuenta los retrasos adicionales en la configuración de medición

real (como el cálculo del componente de corriente activa de secuencia positiva), se propone definir el 50 % del resultado de la ecuación (4) como criterio de aceptación para $\Delta i_{P,PGU,Peak}$.

La **Tabla 1** muestra la propuesta de valores máximos recomendados para la impedancia efectiva en secuencia positiva para diferentes niveles de tensión en los terminales de la UGE, considerando la impedancia física del transformador.

Punto de referencia para la evaluación	Rangos de tensión (kV)	Valores máximo para x_{Eff} (en pu)
Baja tensión terminales de UGE	< 66	0,27
Media tensión terminales de UGE	66 - 132	0,35
Alta tensión terminales de UGE	220 - 400	0,45

Tabla 1: Propuesta de valores máximos de la impedancia efectiva de la UGE en secuencia positiva x_{Eff} (a 50 Hz) en los terminales de la UGE en baja, media y alta tensión

La **Tabla 2** muestra la propuesta de valores máximos recomendados de la impedancia efectiva del MPE en secuencia positiva (definida como la impedancia efectiva total del MPE, incluida la impedancia efectiva de la UGE agregada y la impedancia de PCS, vista desde el punto de conexión) para los MPE conectados a diferentes niveles de tensión.

Punto de referencia para la evaluación	Rangos de tensión (kV)	Valores máximo para x_{Eff} (en pu)
Media tensión PoC del MPE	< 66	0,35
Alta tensión PoC del MPE	66 - 132	0,50
Extra alta tensión PoC del MPE	220 - 400	0,50

Tabla 2: Propuesta de valores máximos de la impedancia efectiva del MPE en secuencia positiva x_{Eff} (a 50 Hz) para un MPE conectado a media, alta y extra alta tensión (generalmente MPE de tipo C y D).

Es importante señalar que los valores altos de impedancia efectiva de una UGE GFM pueden reducir la sensibilidad a la inyección de corriente activa y reactiva ante variaciones de ángulo de fase y amplitud de tensión observadas en los terminales de la UGE. Por otro lado, una impedancia efectiva demasiado baja puede resultar en una alta sensibilidad de la salida del MPE ante perturbaciones en la red, especialmente en condiciones de red de alta tensión, donde esta propiedad es menos esencial. Las **Tabla 1** y **Tabla 2** muestran los valores máximos de impedancia efectiva de la UGE y a nivel de MPE, respectivamente.

El operador del sistema propone que el valor de la impedancia efectiva de la UGE GFM pueda ser ajustada en el rango de 0,1 pu y el máximo valor establecido en las **Tabla 1**. En ausencia de indicación en contra del gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema, el valor de impedancia efectiva de la UGE GFM se consignará por defecto en un valor de 0,25 pu en base a la potencia aparente nominal para todos los niveles de tensión.

Si el propietario de MPE justifica técnicamente al operador del sistema que un MPE conectado a extra alta tensión no puede cumplir con el valor de impedancia efectiva propuesto en su punto de conexión, el gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema podrá definir valores más altos para la impedancia efectiva.

Dependiendo de las necesidades locales del sistema, podría requerirse una mayor contribución del MPE. En este caso, el gestor de la red pertinente, en coordinación con el operador del sistema, podría solicitar un umbral inferior de impedancia efectiva, generalmente en condiciones de red débil. En ese caso, el operador del sistema y el gestor de la red pertinente podrían determinar que ciertas tecnologías de UGE no son aptas para operar en redes débiles y, por lo tanto, podrían ser excluidas de la conexión en un punto de conexión específico.

La impedancia efectiva equivalente proporcionada virtualmente por el control z_{Control} se diseñará de forma que la impedancia efectiva de la UGE $z_{\text{Eff_PGU}}$ sea siempre positiva (tanto la parte real como la parte imaginaria de la impedancia deberán ser positivas) **para frecuencias inferiores o igual a 50Hz**.

Además, a frecuencias superiores a 50 Hz y hasta un valor umbral de frecuencia de 2,5 kHz, la impedancia efectiva dependiente de la frecuencia $z_{\text{Eff}}(f)$ de la UGE instalada en un MPE de tipo A, B, C y D debe tener una parte real positiva, con el objetivo de garantizar que cualquier MPE GFM proporcione un comportamiento pasivo al interactuar con las resonancias de la red y no amplifique dichas interacciones de control creando problemas de estabilidad armónica. Para los MPE de tipo C y D, esta recomendación debe evaluarse adicionalmente en la del punto de conexión.

La impedancia efectiva en secuencia negativa $z_{\text{Eff,neg}}$ debe tener un valor similar al de la impedancia efectiva de secuencia positiva y ser inferior a los valores indicados en las **Tabla 1** y **Tabla 2** (para UGE y MPE, respectivamente) mientras no se alcancen los límites de corriente. Para turbinas eólicas con un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), la impedancia efectiva de secuencia negativa se puede modificar de manera diferente a la impedancia de secuencia positiva efectiva si esto puede evitar costes de hardware adicionales. El stress permanente de corriente debido a corrientes en secuencia negativas puede limitarse a valores no inferiores al 3 % teniendo en cuenta que la contribución a la corriente depende de la capacidad inherente de la UGE y no obligará a aumentar la capacidad P-Q permanente del MPE.

El requisito especificado en el **Artículo Y (7) (b)** deberá entenderse como que al iniciarse los saltos de ángulo de fase de tensión o de magnitud de tensión en el punto de conexión, y mientras no se superen las capacidades de MPE ni los límites de corriente, las características instantáneas de tensión de la fuente interna Thevenin de la UGE deberá permanecer constante y presentar una impedancia efectiva inferior a los valores máximos definidos en la **Tabla 1** (a nivel de UGE) y la **Tabla 2** (a nivel de MPE). Por lo tanto, se considerarán los siguientes puntos:

1. Los requisitos de capacidad GFM, deben cumplirse en cada UGE de un MPE.
2. El requisito es independiente de la implementación.
3. El uso de una impedancia virtual en la implementación de control no está prohibido, siempre que se cumplan los requisitos de funcionamiento. El margen más allá de la impedancia física puede entenderse como una tolerancia, un grado de libertad que se deja al fabricante para optimizar la respuesta de la implementación. En la práctica, este margen también tiene en cuenta el procesamiento de medidas y las funciones del amortiguamiento.
4. Según la ecuación (2), y a modo de ejemplo, el mismo requisito define la salida de corriente reactiva esperada ante una perturbación en la amplitud de tensión en la red, de modo que ante un cambio de tensión de $\Delta u_{\text{PGU}} = 5\%$ en los terminales de la UGE daría lugar a un cambio mínimo de corriente reactiva de $\frac{\Delta u_{\text{PGU}}}{x_{\text{Eff}}} = 0,15$ pu para una reactancia efectiva $x_{\text{Eff}} = 0,33$. En el caso de que la amplitud de tensión no pueda controlarse en los terminales de la UGE, sino que se introduzca en una ubicación de la red remota a los terminales, la contribución de la corriente reactiva puede calcularse usando $\frac{\Delta u_G}{x_{\text{Eff}} + x_{\text{grid}}}$, donde x_{grid} es la impedancia entre los terminales de la UGE y la ubicación donde se introduce la perturbación de amplitud de tensión.

Cualquier respuesta de corriente a un cambio de ángulo o amplitud de tensión debe ser instantánea y sin retraso. Por tanto, se espera una respuesta física y no se aceptan retrasos en el control ni en las medidas. De esta forma se puede asumir un comportamiento de fuente de tensión de la UGE si se cumplen los siguientes criterios:

1. Tras una variación en escalón en la amplitud de la tensión en el lado de la red, tras un tiempo de respuesta inferior a 10 ms, la corriente instantánea deberá alcanzar el 90 % del valor esperado. Si se evalúa la secuencia positiva (según IEC 61400-21-1) de la corriente reactiva, esta deberá alcanzar el 90 % del valor esperado en 30 ms.
2. Además, se deben cumplir los dos criterios siguientes. Sin embargo, para la evaluación del requisito, si el MPE cumple uno de los dos criterios, se asume que el segundo también lo cumple.
 - a. Tras una variación en escalón del ángulo de fase de la tensión en el lado de la red, se espera una variación en el pico de la corriente activa instantánea de al menos el 50 % del valor calculado según la ecuación (4) en 10 ms (la UGE deberá permanecer dentro de sus límites de

capacidad). Para la evaluación del requisito, el salto de fase en los terminales de la UGE debe resultar en un $\Delta i_{p,PGU,Peak}$ de al menos el 25 % de la corriente activa nominal según la ecuación (4), utilizándose la impedancia efectiva máxima según la Tabla 1 y la Tabla 2.

- b. Después de un incidente que resulte en operación en isla (pérdida del último generador síncrono), la UGE ha de ser capaz de controlar la tensión y la frecuencia de acuerdo con los requisitos definidos en este epígrafe.

No obstante, ante la posibilidad de situaciones de inestabilidades asociadas al comportamiento como fuente de tensión de la UGE ante variaciones en la amplitud de la tensión o ángulo de fase de la tensión en el lado de la red, el gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema podrá incrementar los tiempos de respuesta antes indicados.

Si se alcanzan los límites de energía del almacenamiento inherente o los límites de capacidad de la UGE, la UGE puede limitar su aporte a la variación de corriente activa instantánea en respuesta a un salto de ángulo de fase, y se aplica el requisito con respecto a las limitaciones establecido en el **Artículo Y (7) (c)**.

1. El MPE sin almacenamiento inherente o con un almacenamiento inherente con capacidad de almacenamiento de energía muy limitado solo debe responder ante variaciones de potencia negativas.
2. No es necesario reservar un margen de potencia más allá de los puntos de operación continua del MPE. Al operar a la potencia o corriente activa máxima, no se requiere un Δi_p positivo como dice la ecuación (4).
3. No se requiere que una UGE sin almacenamiento inherente o con un almacenamiento inherente muy limitado absorba potencia activa. En caso de saltos de ángulo de tensión, no se requiere que la UGE reduzca la potencia activa por debajo del nivel mínimo de regulación de la UGE.

En el caso de un salto de ángulo de fase donde la respuesta del GFM de un MPE (excepto para el módulo de almacenamiento) resulta en una oscilación hacia el flujo de potencia opuesto (absorción de potencia), la reducción a cero de la respuesta de la potencia activa es aceptable. En el caso del módulo de almacenamiento, se espera que el comportamiento del GFM cambie la dirección del flujo de potencia si la ecuación (4) requiere este cambio.

En cuanto a la respuesta dinámica ante variaciones en la magnitud de la tensión en el punto de conexión, se espera lo siguiente:

1. Para saltos de tensión inferiores al ± 5 % de la tensión nominal se espera un tiempo de establecimiento de 60 ms (si se calcula la corriente reactiva en secuencia positiva/negativa según IEC 61400-21, el tiempo de establecimiento será de 80 ms) definido como el último instante en que el valor medido entra en una banda de tolerancia de $+10$ %/ -5 % de la corriente nominal alrededor del valor final.
2. Para saltos de tensión superiores al ± 5 % de la tensión nominal se espera un tiempo de establecimiento de 60 ms (si se calcula la corriente reactiva en secuencia positiva/negativa según IEC 61400-21, el tiempo de establecimiento será de 80 ms) definido como el último instante en que el valor medido entra en una banda de tolerancia de $+20$ %/ -10 % de la corriente nominal alrededor del valor final.

El amortiguamiento (ξ) deberá ser de al menos un 5 % para las oscilaciones de potencia activa en el rango de frecuencia de 0,1 Hz a 10 Hz. Sin embargo, para los módulos de almacenamiento, se espera un valor de amortiguamiento mucho mayor, **de al menos un 10% según la propuesta del operador del sistema**.

4.1.2 Contribución de la inercia sintética dentro de los límites de capacidad

En este epígrafe, se detalla el requisito de inercia sintética, tal como se especifica en el **Artículo 20** de la propuesta de RfG 2.0 para el tipo B y en el **Artículo 21** para los tipos C y D. Se propone la siguiente especificación sobre cómo limitar la desviación transitoria de la frecuencia mediante la aplicación de inercia sintética. Por lo tanto, cuando se especifica como inercia sintética la variación de potencia activa debido a una variación de frecuencia se puede describir mediante el tiempo de arranque mecánico [4] como se define en la ecuación (8) y se denomina $T_{M,PPM}$, ya que se asume que $T_{M,PPM}$ es equivalente a la constante de tiempo de arranque mecánico $T_{R,SG}$ de una central eléctrica convencional.

$$T_{M,PPM} = \frac{\left(\frac{\Delta P}{P_{Rated}}\right)}{\left(\frac{d(f/f_{Rated})}{dt}\right)} = \frac{\Delta p_{pu}}{\left(\frac{df_{pu}}{dt}\right)} \quad (8)$$

El tiempo de arranque mecánico $T_{M,PPM}$ (en s) es igual a dos veces la constante de inercia, $2H$, y puede utilizarse como métrica para describir la variación de potencia activa de un MPE GFM ante una derivada temporal de la frecuencia (RoCoF) determinada. Además, se utiliza para relacionar la energía que el MPE intercambia en su punto de conexión a la red de corriente alterna con su capacidad máxima (Energía/ P_{max}) mientras cambia la frecuencia de la red. Es importante mencionar que esta métrica es clave para el dimensionamiento de la respuesta inercial prevista durante la operación del sistema.

Ante variaciones de frecuencia, se espera que un MPE proporcione un incremento de potencia activa adicional (ΔP), según la ecuación (9):

$$\Delta P = T_{M,PPM} \cdot \frac{df/f_{Rated}}{dt} \cdot P_{Rated} \quad (9)$$

Suponiendo un valor df/dt constante para una duración dada de Δt , entonces la energía necesaria se puede calcular como en (10):

$$E = T_{M,PPM} \cdot \frac{df/f_{Rated}}{dt} \cdot P_{Rated} \cdot \Delta t = T_{M,PPM} \cdot \frac{\Delta f}{f_{Rated}} \cdot P_{Rated} \quad (10)$$

Δt es el tiempo durante el cual cambia la frecuencia.

Δf es la variación de la frecuencia en Δt .

Teniendo en cuenta los límites de frecuencia de 47,5 Hz y 52,5 Hz que aparecen en la propuesta de RfG 2.0, el término $\frac{df/f_{Rated}}{dt} \cdot \Delta t$, de la ecuación (11) representa un cambio de frecuencia máximo de $\pm 2,5$ Hz (o en valor por unidad $\pm 0,05$ pu), independientemente del valor de la derivada temporal de la frecuencia (RoCoF).

Sin embargo, si se considera el límite inferior de frecuencia, cuyo valor es 47,0 Hz, del vigente procedimiento de operación 12.2 para SENP, el valor del término $\frac{df/f_{Rated}}{dt} \cdot \Delta t$ representaría un cambio de frecuencia máximo de -3,0 Hz (o en valor por unidad $\pm 0,06$ pu), independientemente del valor de la derivada temporal de la frecuencia (RoCoF).

Por tanto, armonizando el requisito de la energía máxima que un MPE necesita aportar o absorber, tanto en SEPE como en SENP, se define según la ecuación (11):

$$E = T_{M,PPM} \cdot 0,06 \cdot P_{Rated} \quad (11)$$

Con respecto al **Artículo 20 (5) (a)** y el **Artículo 21 (5) (a)** de la propuesta de RfG 2.0, se considera lo siguiente:

1. El operador del sistema, en coordinación con el gestor de la red pertinente, especificará el tiempo de arranque mecánico $T_{M,PPM}$ del MPE.
2. El requisito del **Artículo 20 (5) (a)** se aplicará y se evaluará en el punto de conexión.
3. Si se alcanzan los límites de capacidad del almacenamiento inherente o los límites de capacidad de la UGE, la UGE podrá limitar su aportación de inercia sintética y se aplicarán los requisitos del **Artículo Y (7) (c)** relativos a los límites de capacidad.
 - a. El MPE sin almacenamiento inherente o con un almacenamiento inherente muy limitado debe responder únicamente ante variaciones de potencia negativas, es decir, reducción de la

potencia activa al aumentar la frecuencia (evento de sobrefrecuencia) o debido a un salto de fase positivo.

- b. No se reservará margen de potencia más allá de los puntos de operación continua del MPE. Mientras se opera a potencia o corriente activa máxima, no se requiere un ΔP positivo, es decir aumento de la potencia activa para una frecuencia descendente (evento de subfrecuencia), como en la ecuación (9).
- c. Una UGE sin almacenamiento inherente o con un almacenamiento de energía inherente muy limitado no necesita absorber potencia activa. En caso de saltos de ángulo de tensión, no necesita reducir la potencia activa por debajo de su nivel mínimo de regulación.

El operador del sistema, en coordinación con el gestor de la red pertinente, para el dimensionamiento del almacenamiento adicional al inherente propone un valor de $T_{M,PPM} = 12$ s, lo que supone un valor de la constante de inercia de $H = 6$ s. El operador del sistema podrá establecer para los SENP un valor diferente de la constante de inercia teniendo en cuenta el tamaño del sistema eléctrico.

Independientemente de la ley de control implementada, ésta deberá ser capaz de dar una respuesta inercial que deberá poder configurarse a través de uno o múltiples parámetros dependiendo de la implementación utilizada. El requisito de inercia se establece a través de la constante de inercia y deberá poder configurarse entre 0,1 s y 10 s en base a la potencia aparente nominal y a la frecuencia nominal de 50 Hz. En ausencia de indicación en contra del operador del sistema en coordinación con el gestor de la red pertinente, el valor de la constante de inercia por defecto se consignará al valor $H = 5$ s.

Con respecto al **Artículo 21 (5) (b)** de la propuesta de RfG 2.0, se considera lo siguiente:

1. No se aplicarán limitaciones de corriente ni potencia para:
 - a. Eventos de derivada temporal de la frecuencia (RoCoF) mientras el MPE aporta una respuesta de inercia sintética calculando ΔP como en la ecuación (9) para un RoCoF de 2 Hz/s o un valor de RoCoF inferior especificado por el operador del sistema.
 - b. Eventos de salto de fase, mientras Δi_p calculada considerando la ecuación (4) o (5) se mantiene por debajo del cambio de corriente que representa el ΔP del punto a) anterior.
 - c. Saltos de magnitud de tensión, mientras Δi_Q calculada considerando la ecuación (2) se mantiene por debajo del cambio de corriente que representa el ΔP del punto a) anterior.
2. El incremento de potencia activa (ΔP) definido según la ecuación (9), y su reserva de energía asociada, Energía, E , según la ecuación (10), deberán estar disponibles en cualquier punto de funcionamiento continuo del MPE. Si la reserva de energía está integrada en la UGE, se debe reservar suficiente margen de potencia.
3. El incremento de potencia activa (ΔP) en los terminales del MPE podrá ser aportado por todas o un número limitado de UGEs dentro del MPE, o por equipos adicionales instalados en el MPE, detrás de su punto de conexión, siempre que se cumplan los criterios de diseño en el punto de conexión del MPE.
4. La inercia sintética especificada o el incremento de potencia activa (ΔP), según la ecuación (9), se refiere a la potencia nominal de las UGE en funcionamiento. Si se utilizan equipos adicionales instalados detrás del punto de conexión para cumplir con el requisito de inercia sintética del MPE, estos equipos adicionales deberán estar en funcionamiento mientras las UGEs estén en funcionamiento.
5. El margen de potencia activa necesario para proporcionar el ΔP especificado en la ecuación (9) no se considera al definir la capacidad máxima (P_{max}) de un MPE según el **Artículo 2 (16)** de la propuesta de RfG 2.0. Si se utiliza un equipo adicional para cumplir el requisito de inercia sintética de un MPE, la potencia activa máxima de este equipo adicional no se considera al definir la P_{max} de un MPE según el **Artículo 2 (16)** de la propuesta de RfG 2.0.
6. El operador del sistema podrá proponer que los MPE de significatividad C o D disponga de almacenamiento más allá del definido como "inherente" dentro de los rangos de frecuencia que el MPE debe tener capacidad técnica de permanecer conectado. El almacenamiento deberá estar capacitado para proveer potencias con suficiente velocidad de respuesta para cumplir con lo requerido como tiempo de respuesta GFM en punto anterior.

El operador del sistema propone que los MPE de significatividad C y D dispongan de almacenamiento adicional al inherente con el objetivo de alcanzar una capacidad de energía utilizable (E), al menos, el equivalente a 1,5 s a la capacidad máxima del MPE, y un incremento de potencia activa (ΔP) de 0,5 pu.

A continuación, el operador del sistema muestra los cálculos realizados para obtener el valor de la energía utilizable (E) y el incremento de potencia activa (ΔP).

$$E = 2 \cdot 12s \cdot 0,06 = 1,44 s \approx 1,5 s$$

$$\Delta P = 12 s \cdot \frac{2 \frac{Hz}{s}}{50 Hz} = 0,48 pu \approx 0,5 pu$$

Con respecto a la respuesta dinámica ante variaciones de frecuencia dentro de la capacidad inherente de la UGE, así como en caso de una energía adicional especificada, se aplica lo siguiente:

1. En el caso de una perturbación de derivada temporal de la frecuencia en la red y usando la ecuación (7), mientras que el efecto del MPE en la frecuencia de red es insignificante, el tiempo de respuesta viene definido por la inercia sintética configurada y el amortiguamiento (ξ).
2. En caso de una situación de operación en isla, la carga local debe alimentarse instantáneamente, mientras que el ΔP resultante da como resultado un df/dt que representa el $T_{M,PPM}$ configurado.

4.1.3 Cuando se alcanza el límite de capacidad de corriente

Con respecto al **Artículo Y (7) (c) (ii)** de la propuesta de RfG 2.0, se considera la siguiente especificación del requisito:

1. En caso de que la respuesta del MPE GFM en los terminales de la UGE supere su límite de capacidad (los incrementos de potencia activa, por ejemplo, para funciones de amortiguación en turbinas eólicas, no se considerarán prioridades de la componente de corriente, pero sí se considerarán necesarias para permanecer dentro de los límites de capacidad de una turbina eólica), la UGE podrá limitar la respuesta según corresponda, manteniendo el comportamiento de fuente de tensión tras una impedancia. La UGE deberá permanecer conectada a la red sin dispararse y mantener una operación estable en dichas condiciones. Dependiendo de la implementación del mecanismo de sincronización elegido por el fabricante, éste puede dejar de funcionar cuando se alcance el límite de corriente por lo que hay que prestar atención a la implementación para cumplir con los requisitos de robustez frente a saltos de fase, desviaciones de frecuencia y faltas, tal como se especifica en el **Artículo 13** de la propuesta de RfG 2.0, se implementarán las medidas adecuadas para garantizar que la UGE permanezca sincronizada con la red.
2. La respuesta ante variaciones de ángulo y amplitud de tensión será equivalente a la de una fuente de tensión (o un generador síncrono), con la diferencia de que la magnitud de la corriente podrá ser limitada.
3. No se priorizará ninguna componente de corriente, ya sea activa o reactiva, de secuencia positiva o negativa (para las UGE tipo DFIG, la corriente de secuencia puede desviarse del valor proporcionalmente reducido para permanecer dentro de los límites de capacidad de la UGE). Al alcanzar el límite de corriente, solo se podrá limitar la magnitud de la corriente. La corriente resultante en los terminales de la UGE será la suma vectorial reducida proporcionalmente de todas las componentes de corriente ideales y sin restricciones (por ejemplo, activa y reactiva; de secuencia positiva y negativa), de modo que la magnitud total cumpla con el límite de corriente. En caso de alcanzarse los límites de potencia activa, solo se podrá reducir la componente de corriente activa.
4. Si el ángulo de fase de la tensión de red disminuye, la UGE reaccionará aumentando el aporte de corriente activa inyectada y viceversa, cuando está inyectando a la red, pero si la UGE está consumiendo de la red ésta reaccionará disminuyendo el aporte de corriente activa consumida.
5. Si la magnitud de la tensión de red disminuye, la UGE reaccionará aumentando el aporte, y por tanto, suministrando corriente reactiva capacitiva y viceversa. Por lo tanto, en caso de una perturbación de

la magnitud de la tensión sin cambios relevantes en el ángulo de fase, se espera una respuesta de corriente reactiva.

6. Si la magnitud de la tensión de red o el ángulo de fase se recuperan hacia las condiciones de red previas a la perturbación, la UGE reaccionará con una reducción instantánea de la corriente, ya que el comportamiento de la fuente de tensión ilimitada resultaría en una corriente por debajo de los límites de capacidad.
7. Al alcanzar el límite de corriente de la UGE, se debe permitir el método de *current clipping*, el cual se entiende como la limitación de la corriente en función de valores de subciclo, para proteger el hardware de la UGE. Se acepta el método de current clipping de hasta 40 ms ante saltos en el ángulo de tensión y en la magnitud de la tensión. Para evitar la aplicación continua del método de current clipping, se permite limitar la corriente al 95 % de la corriente a la que se produciría la aplicación del método de current clipping o al menos al 100 % de la corriente nominal. Si una UGE es capaz de aportar corrientes superiores al 100 % de la corriente nominal, esto es aceptable. Para evaluar el impacto en la red, el fabricante deberá especificar la corriente pico máxima y la corriente RMS máxima, e informar al gestor de la red pertinente.
8. Sobre la respuesta dinámica de la corriente en los terminales de la UGE al alcanzar el límite de capacidad se especifica lo siguiente:
 - a. La corriente reactiva esperada en caso de limitación de corriente debe estar dentro del ± 10 % de la corriente nominal de la UGE, en torno a los valores esperados especificados en el punto 3, asumiendo una tensión del convertidor constante y una diferencia de ángulo de fase constante ($\delta = \varphi_{UGU} - \varphi_{Inv}$). La corriente activa correspondiente se calcula a partir del valor nominal resultante de la corriente aparente.
 - b. Con respecto a la respuesta a una perturbación en la red, la variación instantánea de la corriente activa/reactiva o de la potencia debe alcanzar al menos el 90 % de su valor esperado en 10 ms. Al evaluar la corriente reactiva de secuencia positiva (según IEC 61400-21), se debe alcanzar al menos el 90 % del valor esperado, según se especifica en el punto 3, en 30 ms.
 - c. Cuando se predice un valor estable tras la perturbación, se espera un tiempo de establecimiento de 60 ms. El tiempo de establecimiento 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.
9. Los requisitos especificados anteriormente se aplicarán independientemente de si las corrientes trifásicas están equilibradas o desequilibradas. Esto incluye los casos en los que se alcanza el límite de corriente en una, dos o las tres fases debido a cargas asimétricas o condiciones de falta.

Como consecuencia de lo establecido en el punto 3, la UGE GFM limitará la corriente de salida únicamente reduciendo la magnitud del fasor de corriente, manteniendo constante el ángulo del fasor de corriente ilimitado, como se muestra en la **Figura 4**. Por lo que el operador del sistema no aceptará la prioridad de potencia activa ni la prioridad de potencia reactiva para la UGE GFM. Al interpretar las ecuaciones (1) y (2), el comportamiento descrito durante la limitación de corriente se puede lograr modificando el término x_{Eff} , manteniendo constantes todos los demás términos de la ecuación (2). Sin embargo, esto no determinará ninguna implementación de control, sino que únicamente definirá la respuesta medible en los terminales de la UGE.

No obstante, el operador del sistema podrá definir una jerarquía de control diferente a la definida en la **ET-GFM** en el punto 3 sobre la priorización de la componente de corriente.

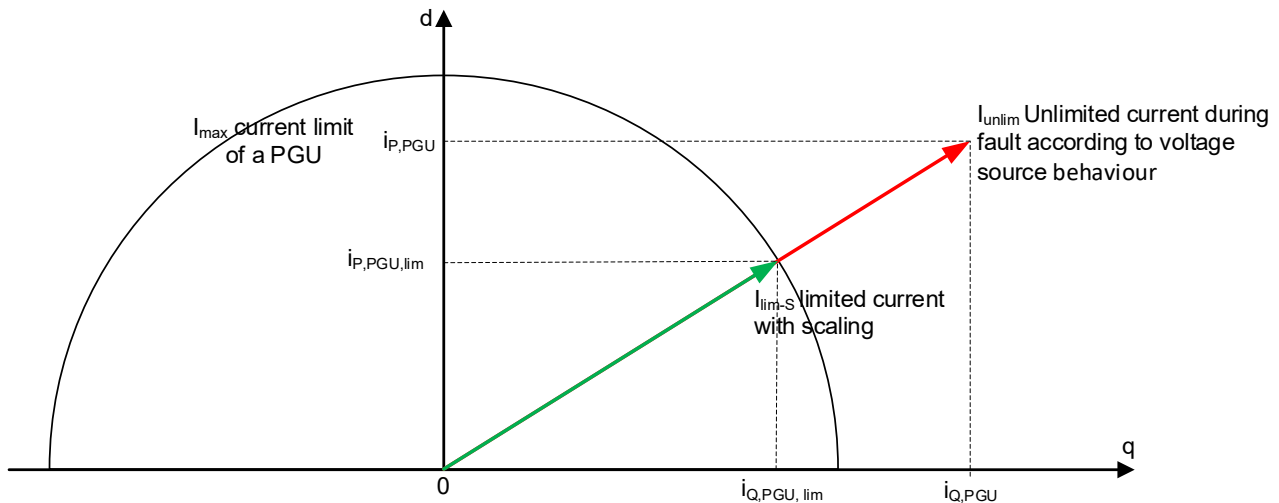


Figura 4: Requisito de limitación de corriente que reduce el fasor de corriente ilimitado a un fasor de corriente dentro de la capacidad de corriente de la UGE, mientras se mantiene constante el ángulo del fasor de corriente.

4.2 Propuesta detallada de los requisitos GFM adicionales

El operador del sistema realiza una propuesta detallada de requisitos técnicos adicionales a los que la propuesta de RfG 2.0 deja abiertos o no son mencionados en dicha propuesta pero que a nivel nacional se consideran necesarios.

1. El MPE deberán tener la capacidad técnica de proveer, transitoriamente ante eventos de cortocircuitos, al menos 1,2 veces la corriente aparente nominal a nivel de UGE durante, al menos, 500 ms. En relación con este requisito, no se exige que se dimensionen los convertidores para suministrar corrientes mayores de lo requerido para cumplir el requisito de la capacidad de reactiva máxima a la capacidad máxima en régimen permanente.
2. Se valorará por parte del operador del sistema que en determinadas circunstancias la constante de inercia pueda cambiar dinámicamente su valor para tener en cuenta limitaciones eléctricas (corriente máxima del convertidor, tensión mínima y máxima del bus de corriente continua, etc.) como durante un evento de cortocircuito. La variación del parámetro de forma dinámica deberá ser autorizado por el operador del sistema.
3. El módulo de la tensión de la fuente de tensión que caracteriza el comportamiento GFM deberá regularse de forma continua mediante un control de tensión proporcional al error de tensión, de forma similar a como un regulador de tensión automático (AVR, *automatic voltage regulator*) que regula la tensión de un generador síncrono mediante el sistema de excitación. Adicionalmente, habrá un lazo de control que gestionará la potencia reactiva con un control a consigna de factor de potencia, a consigna de potencia reactiva o a consigna de tensión de otro nudo diferente de los terminales de convertidor, por ejemplo, en el punto de conexión a la red o las barras de generación en el caso de redes compartidas.
4. Todas las respuestas transitorias derivadas de la capacidad GFM podrán superar transitoriamente la capacidad de acceso del MPE.
5. Sea cual sea la implementación utilizada, ésta deberá de ser capaz de conseguir una respuesta adecuadamente amortiguada ante cambios en consignas, así como ante perturbaciones en frecuencia y tensión. El amortiguamiento referido en este apartado no hace referencia al amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, sino a la respuesta transitoria del control. El amortiguamiento deberá poder configurarse a través de uno o múltiples parámetros dependiendo de la implementación utilizada.

6. El MPE deberá cumplir los requisitos exhaustivos establecidos en el RfG a los MPE (de aplicación con tecnología grid following) según su significatividad y en su desarrollo nacional en la Orden TED 749/2020, salvo que se indique lo contrario en el punto 7.
7. Por último, en relación con el resto de los requisitos abiertos exigidos por la propuesta de RfG 2.0 que apliquen de forma exclusiva sobre MPE, se considerará lo siguiente para los MPE con comportamiento GFM:
 - a. No tendrán que cumplir el requisito de inyección rápida de corriente.
 - b. Deberán cumplir los requisitos de recuperación de la potencia activa tras falta de los MGES.
 - c. En cuanto a los requisitos de robustez se propone que:
 - i. Ante saltos angulares por maniobras en la red, se propone que aplique el requisito equivalente de los MGES.
 - ii. Los MPE con capacidad GFM tendrán la capacidad de aplicar el bloqueo de la electrónica de potencia o técnica similar tal como se le requiere a los MPE grid following (GFL) según la Orden TED 749/2020. No obstante, sólo podrán utilizar el bloqueo de electrónica de potencia o técnica similar si lo requiere el gestor de la red pertinente en coordinación con el operador del sistema, al objeto de poder limitar las corrientes de cortocircuito locales donde fuese necesario. El bloqueo en la electrónica de potencia deberá eliminarse antes de transcurridos 100 ms una vez que la tensión supere los umbrales establecidos para tal efecto establecidos en la Orden TED 749/2020.

4.3 Inversores con capacidades dual GFM y no GFM

La introducción progresiva de los MPE y módulos de almacenamiento con capacidades GFM definidos en la hoja de ruta nacional requerida por la propuesta de RfG 2.0, el gestor de la red pertinente podría solicitar la capacidad de cambiar el funcionamiento de los MPE y/o módulos de almacenamiento con capacidades GFM a grid following (GFL), o viceversa. En la práctica, esto significa que la capacidad GFM, dentro del alcance de la hoja de ruta del **Artículo Y (5)** de la propuesta de RfG 2.0, es decir, la capacidad definida en los **Artículos Y (7), 20 (4), 20 (5), 21 (4) y 21 (5)**, se habilitará o deshabilitará en el MPE y/o módulo de almacenamiento correspondiente.

Cuando el MPE y/o módulo de almacenamiento deba disponer de la capacidad de habilitar o deshabilitar la capacidad GFM, será necesario demostrar el pleno cumplimiento de los requisitos de la propuesta de RfG 2.0 para ambos modos de funcionamiento, es decir, para el modo de funcionamiento GFM y para el modo de funcionamiento GFL.

La capacidad de habilitar o deshabilitar la capacidad GFM es útil para los gestores de la red pertinentes que realizan conexiones provisionales, para los gestores de la red pertinentes que gestionan y controlan islas de potencia no deseadas, y cuando un MPE y/o módulo de almacenamiento que normalmente funciona con capacidad GFM debe conectarse a una red de baja tensión.

Es importante mencionar que los módulos de almacenamiento pueden activar o desactivar el modo GFM al tratarse de software. Sin embargo, un MPE que se haya diseñado para dar capacidad GFM y se quiera cambiar su comportamiento a GFL, podrá hacerlo teniendo en cuenta que el almacenamiento inherente se habrá dimensionado para dar la capacidad como fuente de tensión dentro de sus límites.

La capacidad de habilitar o deshabilitar la capacidad GFM debe ser posible mediante la configuración de un parámetro específico en el MPE y/o módulo de almacenamiento durante la puesta en servicio, y además deberá poder activarse y desactivarse de forma remota mientras el MPE y/o módulo de almacenamiento está en funcionamiento de forma suave y sin saltos (bumpless). En este caso, el fabricante deberá indicar el tiempo necesario para la activación y desactivación de la capacidad GFM, para que el gestor de la red pertinente pueda incluir cualquier detalle en el acuerdo de conexión y en sus normas de operación.

5 Evaluación de la conformidad

La propuesta de RfG 2.0 no establece requisitos explícitos para la evaluación del cumplimiento de los requisitos de capacidad GFM. Sin embargo, el **Artículo 42 (2) (b)** del RfG faculta al gestor de la red pertinente a exigir **pruebas** adicionales si las especificadas en el **capítulo 3 del Título IV** no son suficientes para demostrar el cumplimiento de los requisitos de la propuesta de RfG 2.0. Dado que el **capítulo 3 del Título IV** no menciona el requisito de capacidad GFM, el gestor de la red pertinente deberá especificar pruebas adicionales.

Además, el **Artículo 43 (2) (b)** de la propuesta de RfG 2.0 faculta al gestor de la red pertinente a exigir **simulaciones** de cumplimiento adicionales si las especificadas en el **capítulo 6 del Título IV** no son suficientes para demostrar el cumplimiento de los requisitos de la propuesta de RfG 2.0. Para los MPE de Tipo C y D, el gestor de la red pertinente y el operador del sistema podrán solicitar simulaciones de cumplimiento detalladas en el punto de conexión.

En las siguientes secciones se indican los documentos de pruebas y simulaciones que se pueden admitir para ser utilizados como guía para realizar dichas pruebas y simulaciones, según sea de aplicación. El propietario del MPE o del módulo de almacenamiento es el responsable de adaptar dichos documentos a la evaluación de los requisitos de esta Especificación Técnica.

Este capítulo sobre evaluación de la conformidad será convenientemente adaptado a la Norma Técnica de Supervisión de generadores (NTS) una vez entre en vigor la regulación que establezca requisitos técnicos relacionados con la capacidad GFM, con el objetivo de que las entidades a cargo de la realización de pruebas y simulaciones y las entidades a cargo de la certificación de éstas puedan solicitar la acreditación dentro del esquema de la NTS.

5.1 Alcance de la evaluación

El comportamiento de fuente de tensión, según el **Artículo Y (7)** de la propuesta de RfG 2.0, se especifica en los terminales de la UGE, mientras que la capacidad GFM, como tal, es un requisito en el punto de conexión. Por consiguiente, el requisito de comportamiento de la fuente de tensión se evaluará en los terminales de la UGE y se considerará que un MPE cumple con el requisito de capacidad GFM si todas las UGEs dentro del MPE son evaluadas como unidades GFM y no se excede la impedancia efectiva máxima indicada para el MPE.

El requisito de inercia sintética se especifica en el punto de conexión del MPE y puede ser proporcionado por todas o algunas de las UGEs instaladas o por equipos adicionales instalados en el MPE. Por consiguiente, este requisito se evaluará a nivel de MPE. El esquema de verificación de cumplimiento deberá demostrar que el MPE proporciona el incremento de potencia activa (ΔP) requerido (según la ecuación (9)) y su comportamiento dinámico (amortiguamiento). La propuesta de RfG 2.0 es agnóstica con respecto a los equipos dentro del MPE que proporcionen el ΔP requerido, siempre que se alcance el funcionamiento requerido en el punto de conexión.

El MPE puede cumplir el requisito de inercia sintética si suficientes UGEs o equipos adicionales dentro del MPE son capaces de proporcionar el incremento de potencia activa (ΔP) requerido y la energía necesaria para conseguir el comportamiento especificado.

Aunque ya se ha indicado anteriormente, conviene recordar como se muestra en la **Figura 1**, un MPE y un módulo de almacenamiento, suelen estar formados por unidades de generación de electricidad (UGE) y unidades de almacenamiento de energía, respectivamente. **En la ET-GFM se utilizará el término UGE tanto para las unidades de generación como para las unidades de almacenamiento de energía.** Los MPE suelen incluir una red interna, también conocida como sistema colector de energía (PCS).

5.2 Banco de pruebas

La evaluación de la conformidad debe ser posible para diferentes tecnologías de UGE en un amplio rango de potencia nominal.

Se admitirá la realización de las pruebas mediante cualquiera de los dos bancos de pruebas siguientes:

Banco de pruebas con componentes pasivos

En la **Figura 5** se presenta la configuración de un banco de pruebas basado en componentes pasivos que también están disponibles para pruebas de UGE de potencia de hasta varios MW.

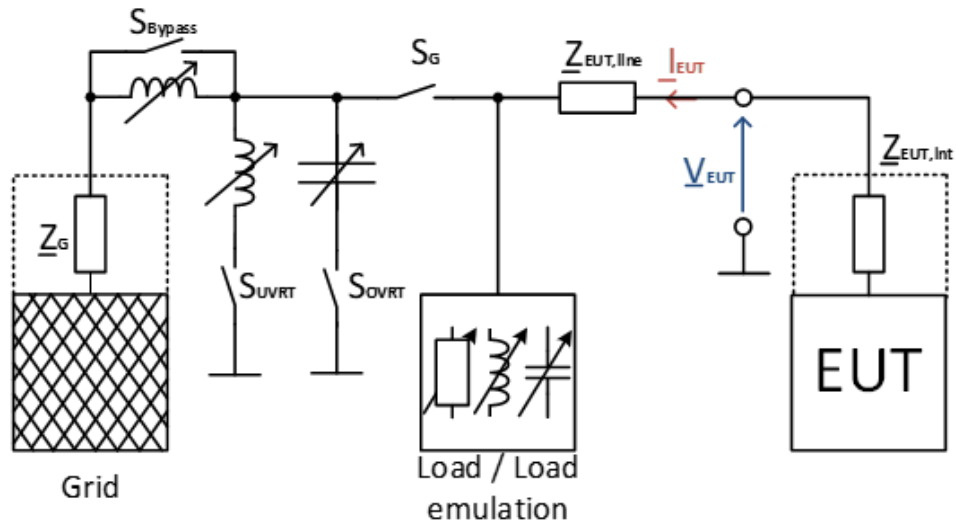


Figura 5: Ejemplo de un banco de pruebas para evaluar las capacidades GFM basado en componentes pasivos.

Banco de pruebas con emulación de la red y la carga

En la **Figura 6** se presenta la configuración de un banco de pruebas basado en una emulación de red y carga. Como se mencionó anteriormente, los terminales de la UGE pueden definirse en el lado de baja tensión (BT), media tensión (MT) o alta tensión (AT) del transformador. Si el transformador no se considera parte de la UGE, su impedancia puede representarse como $Z_{EUT,Line}$.

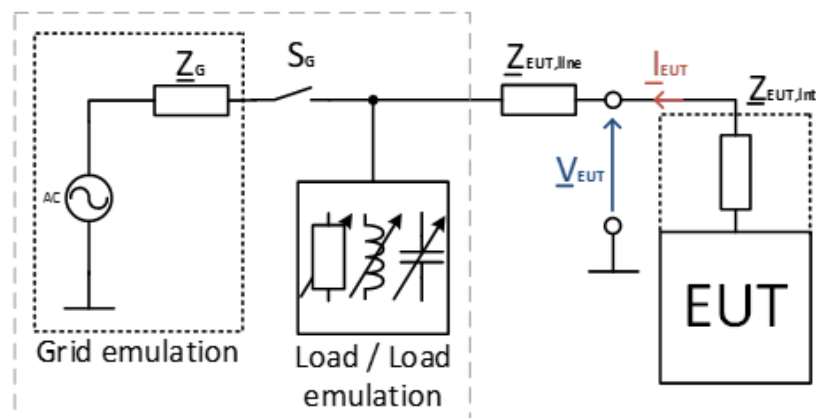


Figura 6: Ejemplo de un banco de pruebas para evaluar las capacidades GFM basado en la emulación de red y carga.

Si bien la evaluación de la conformidad se realiza a nivel de la UGE, el Equipo Bajo Prueba (EUT = Equipment Under Test) no necesariamente tiene que ser una UGE completa y podría incluir controles a nivel de MPE si es necesario. Dependiendo del tamaño de la UGE, el tipo de tecnología y la evaluación del requisito a realizar, las normas o estándares relevantes ofrecen múltiples opciones para realizar las pruebas..

Para este caso, se deben implementar la fuente de energía primaria y la etapa de conversión de energía primaria de la UGE con precisión en la herramienta de simulación que va a emular la red mediante M-HIL o P-HIL. Para evaluar las interacciones entre controles el C-HIL (Control hardware in the loop) puede ser una opción adecuada para UGEs de gran tamaño, es decir, a través de la espectroscopia de la impedancia.

- M-HIL: Mechanical Hardware-in-the-Loop (for further details refer to IEC TC 61400-21-4)
- P-HIL: Power Hardware-in-the-Loop (for further details refer to IEC TC 61400-21-4)
- C-HIL: Controller Hardware-in-the-Loop (for further details refer to IEC TC 61400-21-4)

5.3 Casos de prueba y descripción de los eventos para evaluar la conformidad

A continuación, se proponen las siguientes cuatro pruebas para evaluar las capacidades GFM, las cuales se explican en detalle en los siguientes epígrafes y se describe en detalle los eventos para evaluar la conformidad.

1. Comportamiento de la UGE como fuente de tensión dentro de los límites de capacidad.
2. Aporte de inercia sintética de la UGE dentro de sus límites de capacidad.
3. Comportamiento de la UGE cuando se alcanza el límite de capacidad.
4. Interacción entre controles de las UGE GFM.

Si bien la siguiente propuesta se ha evaluado en varias UGEs y entornos de prueba, aún no se ha validado exhaustivamente en toda la gama de tamaños, tipos y configuraciones de prueba de UGE, por lo que es muy posible que se requieran criterios de aceptación modificados o más detallados a medida que se adquiera más experiencia y sea necesario una revisión de este epígrafe.

5.3.1 Comportamiento de la UGE como fuente de tensión dentro de los límites de capacidad

En esta prueba, se evalúa la dinámica de la fuente de tensión y la impedancia efectiva en funcionamiento ilimitado que recoge el requisito en el epígrafe 4.1.1.

Para demostrar el comportamiento del EUT como fuente de tensión se aplican saltos de fase en los terminales (o bien mediante una variación artificial del ángulo en el lazo de control de la UGE, lo que resultaría en la variación equivalente del ángulo de la red) y se evalúa la contribución de la corriente reactiva en funcionamiento ilimitado. Mediante la aplicación de saltos de pequeña magnitud en los terminales, se puede evaluar la contribución de la corriente reactiva en funcionamiento ilimitado.

Alternativamente, el EUT se puede conectar a una isla con una diferencia de carga. La prueba se considera exitosa si el EUT asume la carga y mantiene las tensiones estables en un nuevo punto de operación. Se determina el tiempo de reacción de la tensión como el tiempo que el EUT necesita para restablecer la tensión sinusoidal. Además, a partir del flujo de potencia cambiante durante la operación en isla y la posterior variación de la amplitud y el ángulo de fase de la tensión en los terminales, se puede determinar la impedancia efectiva de la fuente de tensión. Estas pruebas están diseñadas de tal manera que no se alcanzan los límites de corriente. Durante la prueba no es necesario estabilizar la isla durante mucho tiempo, ya que la evaluación solo se realiza en los primeros ciclos de tensión después de la operación en isla.

Para la evaluación del comportamiento como fuente de tensión se definen dos casos de prueba en los que se ha de elegir uno a realizar para mostrar la conformidad del requisito.

1. Salto de fase.

La prueba está basada en la evaluación del aporte de corriente a un salto de fase, lo cual se realiza aplicando pequeños saltos de fase al EUT. Los saltos de fase se pueden implementar, por ejemplo, mediante un emulador de red o un sistema pasivo mediante la conmutación de una carga local o la impedancia de la red.

El aporte de corriente se evalúa en función de los valores medidos.

El operador del sistema propone evaluar este requisito mediante la metodología establecida en cualquiera de los documentos siguientes, en el subapartado indicado:

- FNN [5] - 5.5.5.3: Verifications in synchronous operation.
- CENELEC [6] - 5.5.2: Behaviour to critical phase jumps.

2. Operación en isla (pérdida del último generador síncrono).

La prueba está basada en la operación en isla del EUT con una carga local. Por lo tanto, el EUT opera en la red con una carga resistiva local en paralelo como se muestran en las **Figura 5** y **Figura 6**, y se aplica un desequilibrio de potencia en la red local. El EUT estabilizará instantáneamente la tensión local y alimentará la carga resistiva local. Los valores de consigna de potencia activa y reactiva para la carga local y el EUT se definen específicamente para cada tecnología, lo que permite el suministro de la carga local en todos los casos de prueba: por ejemplo, para tecnologías de generación eólica y fotovoltaica, la carga siempre se define por debajo del punto de operación del EUT.

Tras la operación en isla, la sinusoide de tensión resultante se determina como referencia. Esto se realiza utilizando 3 ciclos de la onda de tensión, comenzando 15 ms después de la operación en isla, para derivar una banda de tolerancia de $\pm 5\%$ de la tensión nominal alrededor de la sinusoide de tensión ideal en la isla, como se muestra en la **Figura 7**. Esta banda de tolerancia se extrapola desde 15 ms después de la operación en isla hasta el momento cuando todas las fases están completamente aisladas de la red. Mediante la evaluación del tiempo de respuesta y de establecimiento en esta banda de tolerancia, se evalúa el comportamiento como fuente de tensión. El tiempo de respuesta debe ser inferior a 5 ms y el tiempo de establecimiento, inferior a 15 ms. Los cambios de frecuencia tras la operación en isla pueden tener un impacto significativo en el método de evaluación propuesto.

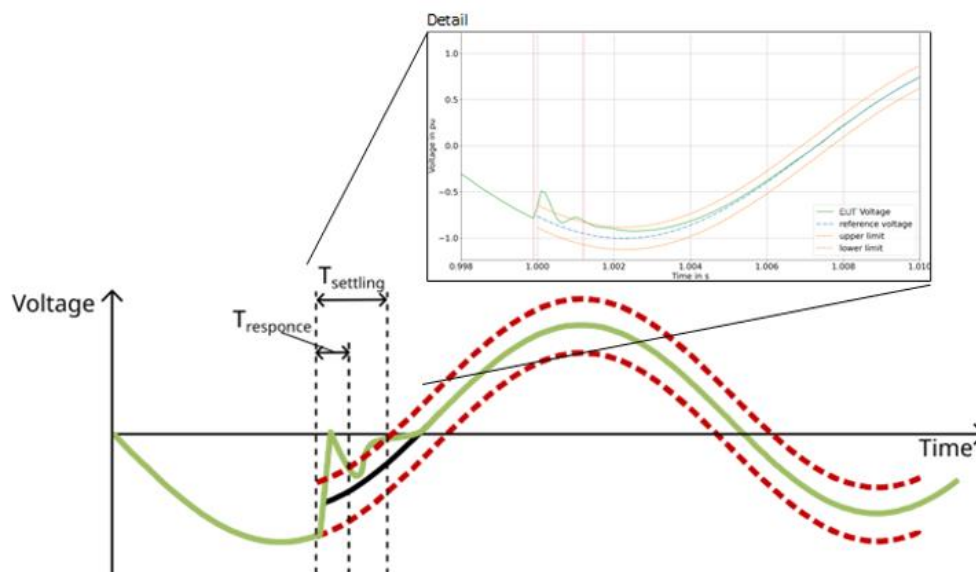


Figura 7: Descripción de la evaluación del tiempo de respuesta y del tiempo de establecimiento.

Al evaluar la tensión y la corriente 3 ciclos antes de la operación en isla y 15 ms después, se calcula la impedancia efectiva mediante la ecuación (12).

$$\underline{Z}_{EUT,eff} = \frac{\underline{V}_{EUT,after} - \underline{V}_{EUT,before}}{\underline{I}_{EUT,after} - \underline{I}_{EUT,before}} \quad (12)$$

La prueba no pretende evaluar la capacidad de operación en isla del EUT, por lo que tras el tiempo de evaluación de 3 ciclos más 15 ms, se podría producir la parada del EUT.

El operador del sistema propone evaluar este requisito mediante la metodología establecida en cualquiera de los documentos siguientes, en el subapartado indicado:

- FNN [5] - 5.5.4 - Verifications for virtual island network operation.
- CENELEC [6] - 5.2 Voltage source behaviour.

5.3.2 Aporte de inercia sintética de la UGE dentro de sus límites de capacidad

En esta prueba, se analiza el comportamiento de una UGE (o un equipo adicional) para aportar la inercia sintética, incluyendo la evaluación de la constante de inercia, el incremento de potencia (ΔP) y la energía disponible, así como el amortiguamiento, que recoge el requisito en el epígrafe 4.1.2.

Para evaluar la constante de inercia existen diferentes procedimientos y las pruebas se realizan dentro de las capacidades actuales del EUT.

1. El primer método se basa en aplicar un evento de operación en isla. Para esta prueba, el EUT se opera en isla y se produce un desequilibrio de carga, evaluando la derivada temporal de la frecuencia (RoCoF) resultante se puede determinar la constante de inercia.
2. El segundo método se basa en la aplicación de una derivada temporal de la frecuencia (RoCoF) en los terminales del EUT (alternativamente se puede realizar aplicando una perturbación de frecuencia en la fuente de tensión interna), analizando el cambio de potencia, se evalúa la constante de inercia.

Para demostrar las capacidades de potencia y energía, se definen diferentes casos de prueba que muestran, la potencia de operación mínima y máxima para la contribución total del incremento de potencia (ΔP). Además, se prueba el comportamiento al alcanzar los límites de potencia y/o energía de la fuente primaria del EUT. Y el amortiguamiento se verifica mediante la excitación a través de una perturbación de salto de fase, analizando la reacción se puede analizar el amortiguamiento.

Aunque el requisito de inercia sintética se define en el punto de conexión del MPE, se propone la siguiente prueba para una UGE instalada dentro del MPE y así evaluar la conformidad de la UGE en la aportación de inercia sintética dentro de sus límites de capacidad.

La evaluación final del requisito de inercia sintética en el punto de conexión del MPE se realizará mediante simulaciones con el modelo de MPE donde se agregue el comportamiento combinado de las UGE dentro del MPE. Este modelo se validará usando las medidas de las pruebas de UGE. El propietario de la instalación del MPE deberá garantizar que la agregación de los modelos de UGE en un modelo de MPE refleje adecuadamente el comportamiento agregado esperado.

Se evaluará el aporte de inercia sintética de la UGE como se indica a continuación:

Evaluación de la inercia sintética de la UGE:

Para evaluar el aporte de inercia sintética de una UGE, se calcula el valor de $T_{M,PPM}$, así como el posible incremento de potencia (ΔP).

Para evaluar el aporte de inercia sintética existen dos métodos según el banco de pruebas disponible dependiendo de si se dispone o no de un emulador de red.

Si se dispone de un emulador de red, como se muestra en la **Figura 6**, se puede utilizar el método para medir la inercia sintética basado en la derivada temporal de la frecuencia (RoCoF), el cual se basa en la aplicación de una variación de frecuencia, como se muestra en la **Figura 7**. No se encuentra

el origen de la referencia.. Al medir el incremento de potencia (ΔP) resultante del EUT durante la derivada temporal de la frecuencia (RoCoF), se puede calcular el tiempo de arranque mecánico $T_{M,PPM}$.

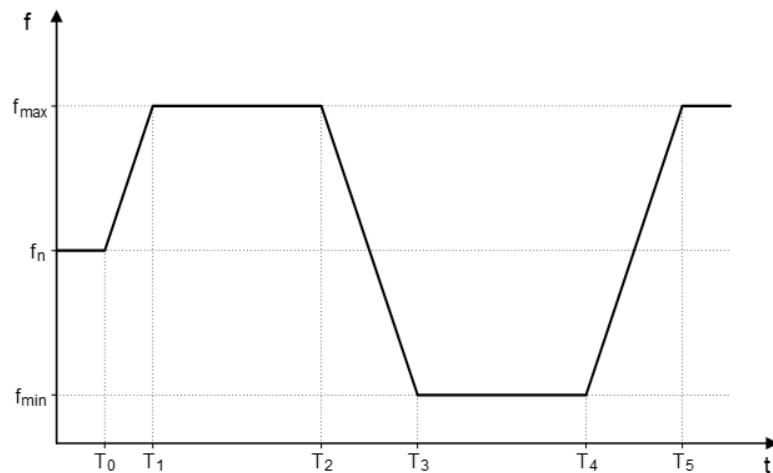


Figura 8: Ejemplo de un patrón de frecuencia aplicado a una UGE para la evaluación de la contribución de inercia mediante un emulador de red.

Si no se dispone de un emulador de red, se puede utilizar el banco de pruebas que se muestra en la **Figura 5** midiendo la inercia sintética tras una variación en la carga. El EUT se encuentra en operación en isla y se produce un desequilibrio de la carga. Debido al desequilibrio de la carga, tras la desaparición de los transitorios iniciales, la frecuencia de la isla variará, lo que resulta en una derivada temporal de la frecuencia (RoCoF). Midiendo esta derivada temporal de la frecuencia (RoCoF) y utilizando el incremento de potencia (ΔP) definido por el desequilibrio de la carga, se puede calcular de nuevo el tiempo de arranque mecánico $T_{M,PPM}$.

La prueba propuesta de operación en isla no intenta evaluar la capacidad de la UGE de funcionamiento en operación en isla, por lo que, tras un tiempo de evaluación, por ejemplo, inferior a 1 s, puede producirse una parada. Para permitir la operación en isla por un tiempo suficiente para calcular la derivada temporal de la frecuencia (RoCoF), se puede elegir el desequilibrio de potencia de la carga adecuado.

En ambos métodos descritos anteriormente, se deben desactivar todos los modos de regulación potencia frecuencia (por ejemplo, MRPF, MRPFL, etc.) del EUT para poder medir la inercia sintética y el amortiguamiento, ya que el evento generado provocará una variación constante de la frecuencia.

En ambos métodos, el primer conjunto de pruebas no debe limitar la potencia o energía con el objetivo de demostrar el aporte ilimitado de inercia sintética. El segundo conjunto de pruebas deberá mostrar el comportamiento al alcanzar los límites de potencia o energía, por lo que este conjunto podría utilizarse para el caso de una UGE fotovoltaica o eólica que opera a baja potencia y se alcanza su potencia mínima de operación.

La definición de las pruebas no se basa en valores específicos de la derivada temporal de la frecuencia (RoCoF) sino en variaciones de potencia definidas, ya que se espera que algunas tecnologías (especialmente las UGE eólicas) presenten variaciones de potencia limitadas debido a las limitaciones mecánicas.

El operador del sistema propone evaluar este requisito mediante la metodología establecida en cualquiera de los documentos siguientes, en el subapartado indicado:

- FNN [5] - 5.5.5.9 Verification of the start-up time constants (T_A) and the inertia power and energy.
- CENELEC [6] - 5.4 Inertial response.

Además, se evaluará el amortiguamiento de la oscilación de potencia activa como se indica a continuación:

Evaluación del amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa:

El operador del sistema propone evaluar este requisito mediante la metodología establecida en cualquiera de los documentos siguientes, en el subapartado indicado:

- Norma Técnica de Supervisión [3] - Apartado 5.10 Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia en MPE.
- FNN [5] - 5.5.5.8 Verification of damping of power-frequency-oscillations.
- CENELEC [6] – 5.6.1 Controller interactions - closed-loop frequency reaction test.

5.3.3 Comportamiento de la UGE cuando se alcanza el límite de capacidad

En esta prueba se evalúa el comportamiento cuando se alcanza la limitación de corriente, que recoge el requisito en el epígrafe 4.1.3. Para ello se analiza durante eventos de subtensión y sobretensión, RoCoF severo y saltos de fase, el comportamiento de la fuente de tensión durante la limitación de corriente y la recuperación de la limitación de corriente.

En esta prueba, se evalúa el comportamiento al alcanzar los límites de capacidad. Es importante mencionar que en esta prueba no se intenta evaluar los requisitos de inmunidad según el **Artículo 13**.

A continuación, se evalúa el comportamiento ante eventos de subtensión y sobretensión, derivada temporal de la frecuencia (RoCoF) severo y saltos de fase. Además, se analiza el comportamiento de fuente de tensión durante el límite de capacidad, así como la recuperación de la limitación de corriente.

Evento de subtensión y sobretensión:

La prueba evaluará el comportamiento de la UGE ante variaciones dinámicas de tensión, donde la respuesta del GFM alcanza los límites de capacidad. Esta prueba también se utiliza para evaluar la corriente de cortocircuito suministrada durante los eventos. Las pruebas y los bancos de pruebas pueden ser los mismos que las contempladas en los documentos pertinentes para evaluar la UGE grid following.

El operador del sistema propone evaluar este requisito mediante la metodología establecida en cualquiera de los documentos siguientes, en el subapartado indicado:

- Norma Técnica de Supervisión [3] – Apartado 5.11. Requisitos de robustez: Recuperación de potencia activa después de una falta, capacidad para soportar huecos de tensión y capacidad de inyección rápida de corriente de falta.
- FNN [5] - 5.5.5.6.3 Verification of robustness and voltage control during short-term overvoltage and undervoltage events (O/UVRT robustness).
- CENELEC [6] - 5.5.3 Voltage fault behaviour, over-voltage (OVRT) and under-voltage (UVRT).

Evento severo de derivada temporal de la frecuencia (RoCoF):

La prueba evaluará la capacidad de la UGE para soportar eventos de derivada temporal de la frecuencia (RoCoF) severos. La prueba se realiza aplicando eventos RoCoF severos cerca de los límites de capacidad del EUT, donde el incremento de potencia (ΔP) esperado alcanza los límites de capacidad. Las pruebas se realizan con puntos de ajuste de potencia activa cercanos a los límites de operación (máximo y mínimo).

El operador del sistema propone evaluar este requisito mediante la metodología establecida en cualquiera de los documentos siguientes, en el subapartado indicado:

- FNN [5] - 5.5.5.7 Response to steep frequency gradients (RoCoF).

- CENELEC [6] - 5.5.1 Operation during critical grid events - Behaviour to critical frequency changes (ROCOF).

Evento de salto de fase:

La prueba evaluará el comportamiento de una UGE durante eventos severos de salto de fase. El comportamiento de salto de fase que se considerará es el siguiente:

- Salto de fase causado por un cambio en la impedancia del sistema (por ejemplo, la división del sistema de transmisión).
- Salto de fase causado por una caída de tensión.

El salto de fase que se aplicará está basado en la impedancia efectiva de la unidad y el punto de operación previo al evento, de modo que la UGE alcance sus límites de capacidad. Las pruebas se realizarán con un simulador de red o soluciones equivalentes.

El operador del sistema propone evaluar este requisito mediante la metodología establecida en cualquiera de los documentos siguientes, en el subapartado indicado, de la misma manera que se evalúa el requisito de salto de fase en el subapartado 5.3.1 de la ET-GFM:

- FNN [5] - 5.5.5.3: Verifications in synchronous operation.
- CENELEC [6] - 5.5.2: Behaviour to critical phase jumps.

Recuperación tras la limitación de corriente:

La prueba evaluará la capacidad de la UGE durante la limitación de capacidad y la recuperación desde el modo de limitación.

Se comienza con el EUT operando en paralelo a la red, se aplica una caída de tensión la cual provoca que el EUT alcance los límites de capacidad. Posteriormente, la falta se elimina creando una isla con el EUT y la carga en paralelo.

El EUT deberá ser capaz de estabilizar la isla, alcanzando un estado estable de tensión durante un tiempo definido. La prueba no intenta evaluar la capacidad de operación en isla, ya que, tras un tiempo de evaluación, por ejemplo, inferior a 3 ciclos, podría producirse una parada. Durante la prueba no se aplicarán cambios en los modos de control ni en los valores de los parámetros internos.

El operador del sistema propone evaluar este requisito mediante la metodología establecida en cualquiera de los documentos siguientes, en el subapartado indicado:

- FNN [5] - 5.5.5.6.4 Verification of behaviour when reaching and leaving current limits.

5.3.4 Interacción de controles de las UGE GFM

Para determinar las resonancias y la pasividad de la UGE en el rango de frecuencias establecido, se utiliza la espectroscopia de impedancia para determinar su impedancia interna dependiente de la frecuencia. Esta impedancia puede utilizarse para el análisis de estabilidad armónica dentro del MPE y/o para la definición del amortiguamiento. Además, la espectroscopia de impedancia permite la medición de las fuentes armónicas internas.

La estabilidad de lazo cerrado, según el **Artículo 54 (2) (d)**, también se evalúa para las variaciones de frecuencia. La evaluación de la respuesta a la variación de frecuencia se realizaba típicamente en un bus infinito modificando la frecuencia, lo que permitía ignorar varios problemas de estabilidad presentes en el control de lazo cerrado del Modo de Regulación Potencia-Frecuencia (MRPF) y el Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado (MRPF-L). Por lo tanto, en la **ET-GFM** se incluye una prueba donde la respuesta de potencia activa del EUT tiene un efecto definido en la frecuencia.

Para evaluar la interacción y la estabilidad del control, se especifican dos pruebas:

- La espectroscopia de impedancia proporciona las bases para la evaluación teórica de la estabilidad en el rango de frecuencia.

- La prueba de lazo cerrado evalúa el control estable del lazo de sincronización y el control de frecuencia.

La prueba puede realizarse considerando la UGE conectada a un emulador de red o utilizando un hardware adecuado en el lazo cerrado.

Espectroscopia de impedancia:

El control de la UGE debe ser pasivo dentro de un espectro de frecuencias tal y como se ha definido en los requisitos en el epígrafe 4.1.1. La espectroscopia de impedancia es un método que se utiliza para determinar la dependencia de la frecuencia de la impedancia efectiva de un EUT.

La prueba puede realizarse considerando la UGE conectada a un emulador de red o utilizando un HIL adecuado.

El proceso para calcular la impedancia se describe a continuación:

1. Para medir la impedancia efectiva dependiente de la frecuencia de la UGE, el EUT debe ponerse en operación suministrando una tensión $v(t) = \hat{V} \sin(2\pi f_{fund} t)$ a la frecuencia fundamental.
2. La tensión de excitación $v_{exc}(t) = \hat{V}_{exc} \sin(2\pi f_{exc} t)$ se superpone sobre $v(t)$ como se muestra en la *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..*
3. La amplitud de la tensión \hat{V}_{exc} de $v_{exc}(t)$ debe ser mayor que el 0,5 % de la tensión nominal \hat{V} para mejorar la precisión de la medida, pero inferior al 3 % para no salir del rango de pequeña señal.
4. Posteriormente, la frecuencia f_{exc} se aumenta para abarcar el rango de frecuencia considerado, es decir, de 100 Hz a 2500 Hz.
5. Los valores medidos de tensión y corriente deben transformarse al dominio de la frecuencia para obtener los valores $\underline{V}(f_{exc})$ y la correspondiente respuesta de corriente del convertidor $\underline{I}(f_{exc})$.
6. Para calcular la impedancia efectiva $\underline{Z}_{eff}(f)$, se necesitan tres medidas con diferentes fases de tensión de excitación y la misma f_{exc} .

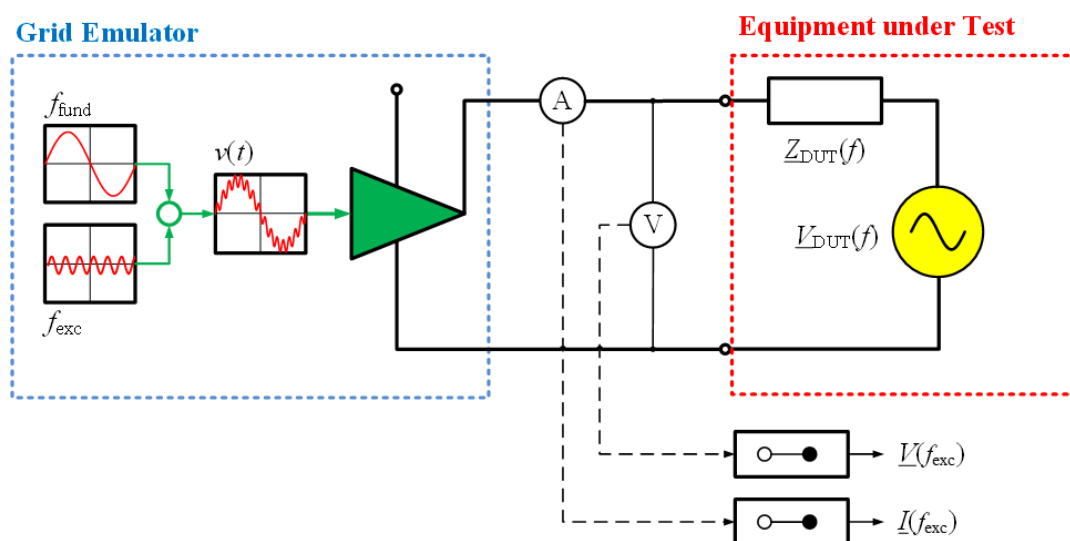


Figura 9: Principio de la espectroscopia de impedancia de convertidores.

La prueba se realizará para diferentes valores de consigna de potencia activa (de 0 a 1 pu para la UGE y de -1 a 1 pu para el módulo de almacenamiento). También se analizará el efecto de tener la potencia reactiva máxima y mínima cuando el EUT se encuentre a la potencia activa nominal.

La impedancia efectiva $\underline{Z}_{eff}(f)$ se calculará a partir de las tensiones $\underline{V}(f_{exc})$ y las corrientes $\underline{I}(f_{exc})$ obtenidas para cada frecuencia en los terminales del EUT, que se mostrarán como diagrama de Bode con amplitud y fase por separado.

Aplicando este método, se obtienen las impedancias armónicas dependientes de la frecuencia.

El operador del sistema propone evaluar este requisito mediante la metodología establecida en cualquiera de los documentos siguientes, en el subapartado indicado:

- FNN [5] - 5.5.5.4 Verification of the effective impedance.
- CENELEC [6] - 5.6 Controller interactions - impedance spectroscopy.

Estabilidad de lazo cerrado:

La prueba evaluará la estabilidad del control de la UGE en relación con la sincronización y el control de frecuencia, según el **Artículo 54 (2) (d)**.

Esta prueba se realiza con un valor de $T_{M,PPM}$ configurado y con el Modo de Regulación Potencia-Frecuencia (MRPF) y el Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado (MRPF-L) activados. Se puede incluir una inercia adicional no controlada en el banco de pruebas.

La prueba puede realizarse utilizando uno de los bancos de pruebas tal y como se muestran en la **Figura 5** o en la **Figura 6**. De manera opcional se pueden utilizar bancos de pruebas HIL apropiados. El EUT se encuentra operando en isla y se produce un desequilibrio de la carga (sobregeneración), debido al desequilibrio de la carga, la frecuencia en la isla comenzará a aumentar y el EUT limitará la derivada temporal de la frecuencia (RoCoF) en función del valor configurado de $T_{M,PPM}$, de manera eventual la frecuencia se estabilizará ya que el modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF) y el modo de regulación potencia-frecuencia limitado (MRPFL) están activados.

El operador del sistema propone evaluar este requisito mediante la metodología establecida en cualquiera de los documentos siguientes, en el subapartado indicado:

- CENELEC [6] - 5.6 Controller interactions – closed-loop frequency reaction test.

6 Nomenclatura

A continuación, se incluye una tabla resumen de todos los parámetros utilizados en el texto de la **ET-GFM** junto con una descripción breve de éste.

Parámetro	Descripción
UGE	Unidad de generación de electricidad, que en este informe también incluye a unidades de almacenamiento de energía. En sus siglas en inglés es PGU.
\underline{u}_{PGU}	Fasor de tensión de la UGE en pu (en terminales de BT, MT o AT).
\underline{u}_{Inv}	Fasor de tensión interna del inversor de la UGE en pu.
\underline{u}_G	Fasor de tensión del equivalente de red en pu.
\underline{Z}_G	Impedancia compleja del equivalente de red en pu.
\underline{Z}_{Tr}	Impedancia compleja del transformador de BT/MT y, si corresponde, del transformador de MT/AT en pu.
\underline{Z}_{Filt}	Impedancia compleja del filtro de BT/MT en pu (solo R y L).
\underline{Z}_{Eff}	Impedancia efectiva compleja en pu.
x_{Eff}	Reactancia efectiva en pu.
$\underline{Z}_{Control}$	Impedancia efectiva compleja proporcionada virtualmente por el control en pu.
\underline{Z}_{PCS}	Impedancia compleja del sistema de recolección de energía (PCS) en pu.
EUT	Equipo bajo prueba.
\underline{Z}_G	Impedancia compleja del equivalente de red en la configuración de prueba.
S_{Bypass}	Interruptor de derivación para derivar la impedancia de desacoplamiento
S_{UVRT}	Interruptor para evento de subtensión transitoria (UVRT)
S_{OVRT}	Interruptor para evento de sobretensión transitoria (OVRT)
S_G	Interruptor del generador
$\underline{Z}_{EUT,line}$	Impedancia compleja en la configuración de prueba
\underline{I}_{EUT}	Corriente compleja del EUT
\underline{V}_{EUT}	Tensión compleja en los terminales del EUT
$\underline{Z}_{EUT,line}$	Impedancia efectiva compleja en el EUT

7 Referencias

- [1] ACER: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations_annex/ACER_Recommendation_03-2023_Annex_1a_NC_RfG_TC_to_original.pdf
- [2] ENTSOE: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/SOC/20251104_GRID_FORMING_CAPABILITY_OF_POWER_PARK_MODULES.pdf
- [3] NTS. “Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631”. Versión 2.1 del 9 de julio de 2021.
- [4] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill. ISBN 0-07-035958-X).
- [5] VDE FNN Guideline “Technical requirements for grid forming capabilities including provision of instantaneous reserve. Requirements for grid forming units”, Version 1.0. March 2025.
- [6] CENELEC CLC/prTS 50744-1 “Electrical characteristics of grid-forming generating and storage units to be connected in parallel with electrical networks. Definitions and tests”

red eléctrica
Una empresa de Redeia