



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL



Contribución al desarrollo tecnológico para la certificación de plantas fotovoltaicas en el sistema eléctrico de potencia

PRESENTADA POR:

Miguel Martínez Lavín

DIRIGIDA POR:

Dr. Jesús de la Casa Hernández

Dra. Raquel Villena Ruiz

**Jaén, 2022
ISBN**



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

**Contribución al desarrollo tecnológico para la
certificación de plantas FVs en el sistema eléctrico de
potencia**

Miguel Martínez Lavín

Directores de la Tesis

Fdo. Dr. Jesús de la Casa Hernández

Profesor Titular de Universidad

Dra. Raquel Villena Ruiz

Profesora Ayudante Doctora



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

Contribución al desarrollo tecnológico para la certificación de plantas FVs en el sistema eléctrico de potencia

Miguel Martínez Lavín

El acto de defensa y lectura de Tesis se celebra el día de de 2023 en la Universidad de Jaén,
ante el siguiente Tribunal evaluador quién decide otorgar la calificación de:

.....
.....

El presidente

El secretario

Dr.

Dr.

Catedrático de Universidad

Catedrático de Universidad

Los vocales

Vocal

Suplente

Suplente

Dr.

Dr.

Dr.

Catedrática de Universidad

Catedrático de Universidad

Titular de Universidad



Universidad de Jaén

Escuela de Doctorado

TESIS DOCTORAL

**Contribución al desarrollo tecnológico para la
certificación de plantas FVs en el sistema eléctrico de
potencia**

Miguel Martínez Lavín

Directores de Tesis:

Dr. Jesús de la Casa Hernández

Profesor Titular de Universidad (Universidad de Jaén)

Dra. Raquel Villena Ruiz

Profesora Ayudante Doctora (Universidad de Castilla-La Mancha)

TRIBUNAL EVALUADOR

Presidente: Dr.

Secretario: Dr.

Vocal 1º: Dr.

Jaén, 2022

AGRADECIMIENTOS

Después de un largo camino al final he cumplido un sueño que no podía lograr. Mi vida profesional se basa en comenzar proyectos y terminarlos por lo que la finalización de este proyecto de doctorado, por su complejidad y duración, es uno de esos proyectos que recordaré siempre. Para una persona que está trabajando, la dedicación para la realización del doctorado es un proceso complejo debido a las limitaciones de tiempo, pero la ilusión y sobre todo la experiencia me ha servido para poder finalizarlo. Para mí esto no es el final sino el principio, para poder seguir desarrollando mi labor de investigación en los requisitos de conexión a red a los que dedico mi labor profesional desde el año 2008 y en los que creo profundamente.

Quiero expresar mi gratitud a mi director Dr. Jesús de la Casa por su paciencia y dedicación conmigo en el desarrollo de este trabajo, sin su apoyo probablemente no lo habría conseguido. También a mi codirectora Dr. Raquel Villena Ruiz por su apoyo y ayuda en este desarrollo. No quiero olvidarme de los profesores Dr. Emilio Gómez y Dr. Andrés Honrubia, ambos compañeros en el desarrollo de normativa a nivel nacional e internacional, gracias a todos.

También quiero expresar mi gratitud a mi familia, la cual me ha apoyado en estos años y ha entendido que dedicara tanto tiempo a este proyecto que era mi sueño. Me han apoyado sin quejas y con una sonrisa pese a mi falta de dedicación a ellas. Sin Marta, Inés, Irene y Sofía esto no habría sido posible por lo que gracias por estar ahí siempre, muchas gracias.

RESUMEN

RESUMEN

En el contexto energético actual se deben implementar medidas ambiciosas a corto, medio y largo plazo para descarbonizar las economías. Este objetivo requiere hacer un gran esfuerzo en investigación y desarrollo de un nuevo modelo energético que sea más sostenible, prestando especial atención a áreas como el transporte y la electrificación. La puesta en servicio de nuevos módulos de generación de energía (MGEs) renovable será fundamental para la transición a un modelo energético libre de emisiones. Sin embargo, el carácter estocástico e intermitente de los recursos renovables hacen que la integración de nueva potencia renovable en el sistema eléctrico de potencia represente un reto importante.

La integración de recursos energéticos renovables en diferentes países está representando un desafío importante. Los problemas de control de tensión y frecuencia para garantizar la estabilidad de la red eléctrica son cada vez más complejos, a medida que aumenta la integración de estos recursos en las redes, basadas históricamente en generación de origen fósil. En este sentido, cada país está estableciendo requisitos técnicos estrictamente crecientes a medida que aumenta el número de MGEs renovables, aunque estos requisitos pudieran estar siendo modulados por las características técnicas de sus redes eléctricas.

En este marco de crecimiento de recursos distribuidos renovables, la energía fotovoltaica (FV) juega un papel clave puesto que, además de ser una energía renovable, es una tecnología que ha evolucionado de forma notable hasta alcanzar un grado de madurez muy avanzado y adecuado a diferentes lugares de implantación.

En este contexto, la presente tesis doctoral contempla como principal contribución el desarrollo y aplicación de una metodología de certificación aplicable a MGEs, en particular plantas FV -Módulos de Parque Eléctrico (MPEs) FV-, que permite evaluar el cumplimiento de los requisitos técnicos de códigos de red establecidos en España para

garantizar los estándares de operación, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Esta contribución principal se articula mediante los dos siguientes objetivos. El primer objetivo es la propuesta de un modelo de simulación detallado que permite verificar que el comportamiento de MPEs FVs cumple con los requisitos técnicos establecidos en el código de red. Este planteamiento evita la necesidad de requerir complejas medidas experimentales (en campo) que, en la mayoría de las ocasiones, no se pueden realizar de forma completa acorde a los requisitos establecidos.

Los resultados mostrados en esta tesis doctoral ponen de manifiesto y, validan, que el uso de dicho modelo detallado permite realizar todas las verificaciones establecidas en el código de red sin necesidad de realizar pruebas experimentales. Así, la desviación en los resultados, entre medidas simuladas y experimentales está por debajo del 0,5% de error para el control potencia activa - frecuencia y también para el control de potencia reactiva - tensión.

Es de un gran interés remarcar que los resultados simulados revelan que los MPEs FVs cumple con los requisitos establecidos en el código de red elaborado por el operador de red de transporte de energía en España, Red Eléctrica de España. Esto representa una contribución de especial interés para los desarrollos tecnológicos de la industria en la actualidad.

El segundo objetivo de esta tesis doctoral es la propuesta de un modelo avanzado agregado de MPE FV que permite verificar, de forma más simple y eficaz, el comportamiento del MPE ante los requisitos técnicos antes mencionados. En la actualidad, este modelo agregado es necesario puesto que los MPEs FVs conectados a redes de distribución o transporte son cada vez más complejos, al involucrar más potencia, e incluyen un elevado número de equipamientos, entre ellos múltiples inversores FVs de pequeña potencia.

A lo largo de esta investigación se pone de manifiesto que los resultados comparativos entre el modelo detallado y el agregado no presentan una desviación superior al 0,1%; sin embargo, los tiempos de computación para el modelo agregado son aproximadamente 10 veces menores. Ambos aspectos enfatizan que esta disponibilidad del modelo agregado, de alta precisión y más simplicidad, permitirá verificar los requisitos de MPEs FVs más extensos y, de forma más sencilla.

ABSTRACT

ABSTRACT

Given the current energy scenario, ambitious solutions should be implemented in the medium and long term for full decarbonization of economies. This target involves making a great effort in the research and development of a new energy model that will be sustainable, taking electrification and transport activities into special account. Putting new power plant installations (MGE) into operation will be fundamental for the transition to a free emission model. However, the stochastic and intermittent behavior of renewable energies poses an important challenge to grid integration.

The integration of renewable energy resources in different countries represents a major challenge. The problems of voltage and frequency control to guarantee electrical grid stability are becoming increasingly complex due the high level of integration of renewable energies into electrical grids based on conventional energy resources. In this sense, each country is establishing increasingly complex technical requirements due to the high integration of renewable power plants, although these requirements should be adapted to the electrical characteristic of each grid.

In this growing framework of distributed renewable resources, photovoltaic energy (PV) plays a key role, given that it is a renewable energy that has evolved at great speed into a mature technology and has been installed in multiple places.

In this context, the present doctoral thesis, as its principal contribution, proposes the development and application of a certification methodology applicable to MGEs, and, in particular, to PV power plants (MPEs). This novel methodology allows for the evaluation of compliance with the technical requirements of the grid code established in Spain to guarantee the stability, safety and operation standards of the electric power system.

This principal contribution revolves around two aims. The first is the proposal of a detailed model that verifies whether the behavior of the MPE PVs complies with the technical requirements established in the grid code. This approach avoids the need for the complex test requirements performed in the field, which, most of the time, cannot be wholly performed according to the requirements established.

The results presented in this doctoral thesis reveal and validate that the use of this detailed model allows all the verifications established in the grid code to be performed without the need to do the testing in the field. The deviation in the results between the test results and simulation is lower than 0.5% for active power control-frequency and also for the reactive power control-voltage.

It is especially interesting to note that the simulation results show the MPE PVs comply with all the established requirements included in the grid code developed *Red Eléctrica de España*, the transmission system operator in Spain. This represents an important contribution to the interest of the development of technologies in the current industry.

The second aim of this doctoral thesis is the proposal of an advanced aggregated model of MPE FV that allows for the verification, in a simple and efficient manner, of the behavior of the MPE as regards the above-mentioned technical requirements. This aggregated model is currently needed due to the fact that MPE FVs connected to the distribution and operation network are increasingly more complex and include a large number of generators as string inverters.

The results of the comparison conducted in this research between detailed and aggregated models show a deviation no greater than 0.1%, with computational times of the aggregated model being 10 times less. Both aspects emphasize that the availability of the aggregated model, which is simpler and more accurate, allows the MPE FVs to be verified in a simpler and more detailed way.

ÍNDICE:

RESUMEN.....	11
ABSTRACT	13
MEMORIA	17
1.1. INTRODUCCIÓN	17
<i>1.1.1. Motivación.....</i>	<i>17</i>
<i>1.1.2. Revisión de la literatura.....</i>	<i>20</i>
<i>1.1.3. Contribución del trabajo.....</i>	<i>22</i>
1.2. JUSTIFICACIÓN	24
1.3. OBJETIVOS.....	28
1.4. RESULTADOS OBTENIDOS.....	29
<i>1.4.1. Primer objetivo específico.....</i>	<i>29</i>
<i>1.4.2. Segundo objetivo específico</i>	<i>34</i>
<i>1.4.3. Tercer objetivo específico</i>	<i>43</i>
<i>1.4.4. Cuarto objetivo específico.....</i>	<i>49</i>
<i>1.4.5. Quinto objetivo específico.....</i>	<i>53</i>
<i>1.4.6. Sexto objetivo específico</i>	<i>58</i>
1.5. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.....	60
1.6. CONCLUSIONS AND FUTURE RESEARCH LINES.....	67
COMPENDIO DE TRABAJOS PUBLICADOS	73
1.7. ARTÍCULOS PUBLICADOS.....	74
<i>1.7.1. Evaluation of the latest Spanish grid code requirements from a PV power plant perspective.....</i>	<i>74</i>
<i>1.7.2. Proposal for an aggregated solar FV power plant simulation model for grid code compliance.....</i>	<i>74</i>

1.8. ARTÍCULOS BAJO REVISIÓN	75
<i>1.8.1. Assessment of the synthetic inertial response of an actual solar PV power plant.....</i>	<i>75</i>
1.9. REFERENCIAS.....	77

MEMORIA

MEMORIA

1.1. INTRODUCCIÓN

1.1.1. *Motivación*

La potencia instalada fotovoltaica (FV) acumulada a nivel mundial a finales del 2021 ha sido 922 GW [1]. En España, el año 2021 ha sido muy positivo en la integración FV, con un crecimiento del 100% respecto al 2020. Es más, el año 2021 ha sido un año récord en términos de generación eléctrica procedente de fuentes renovables puesto que el 46,7% de la energía consumida en España ha sido de origen renovable, el dato más alto nunca registrado [2].

A pesar de este importante logro, a nivel local e internacional, España y el resto de los países necesitan hacer un gran esfuerzo para incrementar esos porcentajes que aseguren la iniciativa «carbón cero 2050» que persigue que en el año 2050 no exista emisiones de carbono. Sin embargo, este objetivo no se puede alcanzar únicamente con el desarrollo de módulos de generación de energía (MGEs) renovables puesto que se deben de tomar acciones en todos los sectores, incluyendo el sector del transporte, al ser el sector que más contribuye sobre la emisión de gases de efecto invernadero en la unión europea.

Por lo tanto, no sólo se deben definir hitos a corto plazo, sino que deben establecerse a medio y largo plazo para alcanzar finalmente la descarbonización de las economías. Esto implica la implementación de políticas en los países que permita verificar que los

cambios son reales, que afectan al comportamiento de la sociedad y a las inversiones de las empresas [3]. Iniciativas como la investigación y el desarrollo de ciudades inteligentes que incluyen el transporte público eficiente, la digitalización de redes eléctricas [4], la electrificación de baja demanda en zonas residenciales y la aplicación de medidas de eficiencia energética [5] debe ser apoyadas fuertemente. Todas estas iniciativas afectarán directamente a la vida de la población puesto que se reducirá de forma notable la contaminación.

La sociedad en su conjunto debe estar involucrada en este proceso de transición hacia un futuro más sostenible y ambos comportamientos, tanto el individual como el colectivo, afectaran en cada paso del proceso. Como se ha comentado, una de las iniciativas más notables es la descarbonización del ‘*mix*’ energético de los países. La transición a un modelo de emisión cero sólo es posible si se reemplaza el uso de combustibles fósiles y se implantan a gran escala recursos energéticos distribuidos renovables. Por lo tanto, la descarbonización de los sistemas de generación de electricidad requiere de la inversión en proyectos renovables ambiciosos tales como pequeños y grandes Módulos de Parque Eléctrico (MPEs) FV y/o eólicos.

En este contexto, la naturaleza estocástica e intermitente de los recursos energéticos distribuidos renovables es un desafío que se debe considerar y evaluar [6]. La sustitución progresiva de generadores síncronos convencionales reduce notablemente la inercia del sistema eléctrico de potencia [7-9]. Esto involucra un problema de compleja solución cuando se aborda el control de frecuencia y tensión en dicho sistema. Capacidad para soportar huecos de tensión [10- 13], calidad de red [14], generación de reserva, regulación de potencia y frecuencia [15- 19] son otras de las características del sistema que se pueden ver afectadas negativamente por la integración creciente de recursos distribuidos renovables. En especial, la mayor integración de recursos renovables basados en FV y eólica requiere de una evaluación para asegurar la capacidad de mantener la estabilidad de la red eléctrica ante fallos en ésta. Por ejemplo, uno de nuevos requisitos establecidos en el código de red del operador del sistema es el mantener el MPE FV conectado a la red durante un hueco de tensión. Además, se deben mantener unas condiciones mínimas de calidad de la red, así como unos rangos de operación adecuados para la tensión y la frecuencia [20]. Estos requisitos de consigna tratan en definitiva de evitar un mal funcionamiento del equipamiento eléctrico industrial y/o terciario conectado al sistema.

En este sentido, la mayoría de los países que ha alcanzado una integración alta de recursos basados en fuentes renovables han desarrollado requisitos propios [21-23] adaptados al nivel de penetración en la red y las características de esta, persiguiendo que la operación de la red sea segura y fiable.

En el caso de España, un nuevo código de red, basado en la regulación europea 2016/631/EU [19] ha sido establecido en julio del 2020. Junto con dicha regulación se ha elaborado una metodología de evaluación de la conformidad llamada «Norma Técnica de Supervisión (NTS) [24]», para la instalación e integración en red de fuentes de generación basadas en energías renovables. La segunda edición de este documento fue publicada en julio del 2021 [25]. Este nuevo documento de requisitos de conexión a red sustituye a la versión inicial denominada «Procedimiento de operación [26]». Estos nuevos procedimientos son aplicables tanto a España peninsular como a la insular.

Se debe subrayar que hay grandes diferencias entre los requisitos establecidos en la primera versión y esta segunda. La versión inicial incluía únicamente la evaluación de la respuesta del MGE ante huecos de tensión y obligaba a que éste se mantuviera conectado durante el hueco para evitar que la desconexión condujera un fallo mayor en el sistema eléctrico. Sin embargo, la nueva versión incluye un cambio significativo en los requisitos a evaluar: i) regulación de potencia ante sobrefrecuencia; ii) regulación de potencia ante subfrecuencia; iii) regulación de potencia ante cambios de frecuencia no limitada; iv) control de potencia activa; v) control de potencia reactiva; vi) emulación de inercia; vii) capacidad para soportar huecos de tensión; viii) capacidad para soportar sobretensión transitoria; y ix) amortiguamiento de oscilaciones de potencia.

Por otro lado, el código de red anterior incluía la posibilidad de utilizar modelos dinámicos de simulación, previamente validados, para certificar el cumplimiento de los requisitos en el caso de un MPE FV. En este caso, se debían realizar ensayos en campo, sobre la muestra objeto de certificación, para ser comparados con los resultados obtenidos en la simulación y, verificar que las desviaciones obtenidas entre las medidas y la simulación estaban dentro de valores establecidos. Una vez validado el modelo se utilizaba para simular el MPE de forma completa [27]. El uso de estos modelos de simulación ha abierto una nueva puerta que ha permitido la generación de una gran cantidad de modelos matemáticos que pueden ser utilizados para la evaluación de la conformidad y, ha posibilitado finalmente que no sea necesario la realización de ensayos

reales en las instalaciones.

Como se podía esperar la evaluación de requisitos conforme a simulaciones se ha mantenido en la NTS. Por lo tanto, teniendo en cuenta la importancia del uso de modelos dinámicos en los procesos de evaluación de la conformidad de los MPEs, conforme los requisitos de conexión a red, en esta tesis doctoral se va a trabajar con modelos de simulación de MPEs FV reales.

El uso de estos modelos dinámicos de simulación durante el proceso de certificación de requisitos de conexión a red puede proporcionar ciertas ventajas respecto a otros métodos de evaluación basados en ensayos de campo, entre ellas están: i) eliminar los ensayos en campo, con reducción del coste correspondiente; ii) reducir el tiempo de evaluación de conformidad del MPE; iii) homogeneizar la respuesta de diferentes instalaciones, lo cual, contribuye a un mayor conocimiento de cómo se van a comportar en conjunto y esto permite predecir y evitar fallos en la red eléctrica [28].

1.1.2. *Revisión de la literatura*

Esta sección revisa la documentación científica relacionada con la propuesta de esta tesis basándose en una búsqueda exhaustiva de trabajos que traten sobre el funcionamiento de MPEs FVs y el cumplimiento de los requisitos de conexión a red.

Una de las primeras contribuciones data del año 2009 [**¡Error! Marcador no definido.**] y presenta los resultados de evaluación obtenidos en un MPE FV ante los requisitos de conexión a red de Alemania. En el año 2014 se presentaron varios trabajos relacionados con el cumplimiento de requisitos de conexión a red en algunos países. En la referencia [**¡Error! Marcador no definido.**] se definió una estrategia de control para la inyección de potencia activa y reactiva en MPEs FVs; este trabajo se realizó teniendo en cuenta los requisitos definidos en el código de red alemán y los resultados experimentales soportaron la implementación de dichos requisitos. Los autores en [13] centraron su atención en la capacidad para soportar huecos de tensión [**¡Error! Marcador no definido.**] de un MPE FV proponiendo el uso de un sistema basado en resistencias dinámicas para dar conformidad a diferentes requisitos de códigos de red.

Otras contribuciones propusieron modificaciones de los documentos normativos existentes para desplegar de forma más eficiente la tecnología FV a gran escala [22]. Así,

se evaluó y describió los requisitos de códigos de red incluidos en diferentes países en [23] y se presentó una propuesta de mejora de especificaciones técnicas del modelo de MPE FV en [29]. También, se propusieron cambios en el código de red para mitigar los huecos de tensión en base a dichos estudios. En relación con las publicaciones más recientes, hay varias contribuciones que analizan la capacidad para soportar huecos de tensión (*Fault Ride Through, FRT*) del MPE FV. Los autores en [30] revisan los requisitos definidos en más de 30 países para soportar huecos de tensión y analizan el impacto de MPEs FVs durante la aparición de huecos. El trabajo desarrollado en [31] se centra en los métodos para el control de FRT en MPEs FVs conectados a red y, desarrolla [32] un modelo de control vectorial con capacidad para soportar huecos de tensión conforme al código de red español.

En este contexto de revisión, es importante destacar que se ha podido confirmar como pocas publicaciones tratan el resto de los requisitos de conexión a red para MPEs FVs, que no sean los relacionados con FRT. Así, la referencia [33] analizó la potencia activa y reactiva generada por un inversor FV conforme a los requisitos de diferentes códigos de conexión a red. La investigación en [34] revisó los requisitos de integración a red para MPEs FVs en diferentes países. El trabajo [35] propuso la evaluación del comportamiento en tiempo real de un inversor FV para la verificación de conformidad de requisitos de conexión a red. Finalmente, un estudio similar en [36] evaluó los requisitos de conexión a red en Turquía y propuso un control en tiempo real para el inversor FV.

En general, los trabajos que realizan un análisis del comportamiento real de MPEs FVs no se plantean con el objetivo de llevar a cabo una evaluación de la conformidad respecto a requisitos de conexión a red; más bien, se diseñan para evaluar el comportamiento dinámico en términos de producción, rendimiento o, análisis de viabilidad económica. Así, los autores en [37] desarrollaron un modelo de series temporales para dos MPEs FVs instalados en Australia con vistas a una mejora de previsión de la potencia generada.

El trabajo desarrollado en [38] propuso un modelo basado en la toma de decisiones con múltiples criterios que permitió determinar la rentabilidad de una instalación real en Inglaterra. En la referencia [39] se analizó como una alta penetración de potencia FV afectó a la regulación de tensión y al comportamiento dinámico de la red en Túnez. Finalmente, las investigaciones en [40,41] realizaron un análisis de previsión de generación.

En particular, el estudio en [40] propuso una nueva metodología para la previsión de la producción de energía basada en datos reales de un MPE FV instalado en Tailandia. La investigación en [42] realizó un pronóstico a corto plazo de radiación solar y potencia generada en India. Finalmente, los autores en [43,44] realizaron un análisis técnico-económico. Este análisis técnico-económico ha sido realizado también en grandes MPEs FVs instalados en diferentes zonas climáticas de Pakistán [43], mientras que en [44] se planteó una actividad similar analizando el potencial técnico-económico de dos MPEs FV ubicadas en Ghana con diferentes condiciones climáticas.

1.1.3. *Contribución del trabajo*

Como ha quedado plasmado en el apartado anterior, los trabajos existentes sobre el análisis del cumplimiento de requisitos de conexión a red para MPEs FVs en base a la respuesta del MPE son muy limitados. Tampoco, la revisión y comparación de los requisitos entre diferentes códigos de red en diversos países han sido muy extensa en la literatura. Por tanto, es necesario plantear una metodología para llevar a cabo esta certificación e implantarla sobre MPEs FVs reales. Es más, aunque se han publicado en el pasado un gran número de trabajos científicos acerca del análisis de MPEs FVs conforme a códigos de red, estos trabajos se han quedado obsoletos ante los cambios producidos tanto a nivel normativo como tecnológico en los propios MPEs FVs.

A la vista de lo que se ha indicado previamente, la principal contribución de esta tesis doctoral consiste en el desarrollo y aplicación de una metodología de certificación aplicable a MPEs, en particular plantas FV, que permite evaluar el cumplimiento de los requisitos técnicos de códigos de red establecidos en España para garantizar los estándares de operación, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico de potencia. Es importante destacar que estos requisitos son, sin duda alguna, unos de los más completos y garantistas a nivel mundial. Este estudio debe servir no sólo para profundizar en el proceso de conformidad con el código de red, sino para que esta metodología sea implementada a nivel nacional por el operador de red del sistema eléctrico «Red Eléctrica de España» en sus procesos de evaluación de la conformidad de MPEs. Además, este estudio es de especial interés para la industria por su contribución a una mayor integración en red de las energías renovables.

Esta contribución principal se articula mediante los dos siguientes objetivos. El primer

objetivo es la propuesta de un modelo de simulación detallado que permite verificar que el comportamiento del MPE FV cumple con los requisitos técnicos establecidos en el código de red. Este planteamiento evita la necesidad de requerir complejas medidas experimentales (en campo) que en la mayoría de las ocasiones no se pueden realizar de forma completa acorde a los requisitos establecidos.

Los resultados mostrados en esta tesis doctoral ponen de manifiesto y, validan, que el uso de dicho modelo detallado permite realizar todas las verificaciones establecidas en el código de red sin necesidad de realizar pruebas experimentales.

Es de un gran interés remarcar que los resultados de simulación revelan que los MPEs FVs cumple con los requisitos establecidos en el código de red elaborado por el operador de red de transporte de energía en España «Red Eléctrica de España». Esto representa una contribución de especial interés para los desarrollos tecnológicos de la industria en la actualidad.

El segundo objetivo de esta tesis doctoral es la propuesta de un modelo avanzado agregado de MPE FV que permite verificar, de forma más simple y eficaz, el comportamiento del MPE ante los requisitos técnicos antes mencionados. En la actualidad, este modelo agregado es necesario puesto que los MPEs FVs conectados a redes de distribución o transporte son cada vez más complejos, al involucrar más potencia, e incluyen un elevado número de equipamientos, entre ellos múltiples inversores FV de pequeña potencia.

A lo largo de esta investigación se pone de manifiesto que los resultados comparativos entre el modelo detallado y el agregado no presentan una desviación significativa, pero involucra tiempos de computación más rápidos. Ambos aspectos enfatizan que esta disponibilidad del modelo agregado, de alta precisión y más simplicidad, permitirá verificar los requisitos de MPEs FVs más extensos y, de forma más sencilla.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Como se ha indicado en el apartado anterior, el importante número de nuevas instalaciones FVs conectadas al sistema eléctrico de potencia y, la nueva previsión de integración, va a involucrar un cambio significativo en la composición del parque de generación eléctrica a gestionar. Esta transformación implica un desplazamiento de los generadores actuales, con sus características intrínsecas, que serán sustituidos de forma progresiva por instalaciones de generación basadas en tecnología renovable. De hecho, este cambio ya está establecido en los planes de integración de energías renovables de casi todos los países industrializados y, supone un reto tecnológico puesto que las características de las tecnologías renovables pueden ser sustancialmente diferentes de las tecnologías instaladas actualmente.

La integración segura de energías renovables en la red eléctrica, conforme a los planes establecidos, debe basarse en que los MGEs renovables deben proveer las mismas prestaciones técnicas (requisitos técnicos) que la tecnología tradicional que están siendo sustituida progresivamente. Así, requisitos técnicos como el control de potencia activa y reactiva para proveer el soporte a red de frecuencia y tensión, respectivamente, son fundamentales si se desea mantener y no deteriorar la estabilidad de la red eléctrica. En este contexto cambiante, conocer la capacidad real de un MPE FV en términos de generación de potencia activa y reactiva de forma automática, ante cambios o contingencias en la red eléctrica, permite que dicha tecnología sea controlable. Especialmente ahora, cuando la tecnología FV ha alcanzado un estado de madurez y competitividad avanzado, y comienza su instalación en redes de transporte, con valores de potencia instalada cercanos a los grupos síncronos convencionales. Para alcanzar este objetivo, se están actualizando y endureciendo los requisitos técnicos de conexión a red para tales generadores renovables. Estos requisitos persiguen garantizar que los MPEs FVs tengan capacidad para dar soporte a la red con garantía, manteniendo la estabilidad del sistema eléctrico constituido por MGEs convencionales y nuevos MGEs renovables. Es importante destacar que, los convertidores FV actuales ofrecen opciones de control suficientemente flexibles para aportar la potencia activa y reactiva demandada una vez se produce una contingencia para favorecer la recuperación de la estabilidad de la red eléctrica.

En este sentido, es importante analizar el conjunto de requisitos técnicos de conexión

a red en el contexto de generación renovable y obtener una visión global de conjunto. Se requiere por tanto un estudio y comparación detallada de los requisitos técnicos definidos en la normativa pertinente del contexto europeo y su transposición a nivel español. La finalidad de este análisis es la identificación clara de requisitos y su nivel de exigencia. Dicho análisis realizado muestra que las nuevas versiones de códigos de red son más garantista puesto que cubre un número mayor de requisitos, antes no contemplados, tales como son la regulación automática de potencia activa ante incrementos y reducciones de frecuencia, la capacidad de potencia activa y reactiva ante la consigna del operador de red, la emulación de inercia ante cambios rápidos de frecuencia, la capacidad de potencia activa a potencia nominal y máxima, diferentes modos de control de potencia reactiva, la capacidad FRT, la capacidad de soportar sobretensiones transitorias, la necesaria inyección de potencia reactiva ante huecos de tensión, la recuperación de potencia activa después de los huecos y el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

En el contexto de MPE FV, es importante subrayar que la evaluación de algunos de los requisitos antes mencionados no se realiza actualmente a nivel de MPE, sino a nivel de UGE/CAM. Por tanto, para dichos requisitos no es posible garantizar la evaluación de conformidad en el PCC y, consecuentemente no se capacita al operador a conocer la respuesta real del MPE FV ante una contingencia en la red debido a la importante influencia que puede ejercer el resto de elementos que constituyen el MPE FV.

En primer lugar, conforme a los nuevos requisitos de conexión a red en el contexto de generación renovable, esta tesis doctoral ha propuesto una metodología de evaluación de la conformidad de cada requisito para los MPEs FVs conectados a red. La metodología propuesta ha evolucionado las regulaciones actuales identificando y categorizando cada uno de los requisitos técnicos aplicables bien a nivel de UGE/CAM, y/o a nivel de MPE. En concreto, el objetivo de la metodología es verificar que el MPE FV puede suministrar la potencia activa requerida ante incrementos/reducciones de frecuencia, tanto con potencia limitada como no, y que también puede suministrar la potencia reactiva requerida a la capacidad máxima del parque y por debajo de la misma, así como verificar que puede controlar la potencia reactiva conforme a diferentes métodos de control. Esta evaluación se realiza a nivel de MPE FV. Sin embargo, como se ha indicado previamente, el resto de los requisitos técnicos solo se evalúan a nivel de UGE/CAM.

En segundo lugar, una vez definida la metodología, se propone un modelo de

simulación detallado de MPE FV que permite verificar que el comportamiento de este cumple con los requisitos técnicos establecidos en la metodología. Este modelo incluye todos los submodelos de los principales elementos constituyentes del MPE FV, a saber, inversores FV (modelo proporcionado por el fabricante) y resto de aparamenta clave, tales como transformadores y líneas de conexión, bien en distribución y/o transporte. Esta modelo habilita conocer de forma fiel el comportamiento eléctrico del MPE FV en su PCC. Por tanto, el modelo permite evaluar el comportamiento del MPE FV ante cualquier contingencia que se produzca en la red eléctrica.

De forma paralela, con el objetivo de plantear un método alternativo a la simulación que permita realizar la evaluación de conformidad de requisitos técnicos se ha realizado un análisis sobre la viabilidad de realizar la evaluación mediante ensayos reales en el MPE FV. Sin embargo, tal análisis ha concluido que no es posible tal planteamiento. Consecuentemente, actualmente solo es viable como única vía de evaluación de conformidad la metodología basada en la simulación.

En tercer lugar, el avance de la tecnología FV que involucra la integración de múltiples inversores FV de pequeña potencia en grandes plantas ha generado un reto importante debido a la complejidad de implementación de tales componentes en los procesos de simulación. Para dar respuesta a este reto, en esta tesis doctoral se ha propuesto un modelo avanzado agregado de MPE FV que permite verificar, de forma más simple y eficaz, el comportamiento del MPE FV constituido por múltiples líneas, transformadores e inversores FV.

La metodología de evaluación de la conformidad de requisitos aplicada al modelo agregado ha sido naturalmente la misma que la previamente aplicada al modelo detallado. No obstante, la aplicación de tal metodología sobre ambos modelos provee los datos necesarios para validar el modelo agregado, cuantificando su precisión, a la vez que muestra los beneficios en términos de menor complejidad de implementación computacional, así como de reducción de tiempo de computación.

Por último, dado que los niveles de inercia y amortiguamiento de los sistemas eléctricos de potencia se están viendo sustancialmente reducidos por la creciente integración de generación renovable, se hace necesario que el requisito técnico de inercia que actualmente provee los generadores síncronos sea requerido de forma optativa, y u obligatoria, a grandes MPE FV. Este requisito inherente de máquinas síncronas es necesario para mantener la estabilidad de la red ante cambios rápidos de frecuencia.

En este contexto, los resultados de simulación presentado en esta tesis sobre el MPE FV para diferentes niveles de potencia, con y sin el módulo de emulación de inercia activado, ante incrementos y reducciones de frecuencia ha validado una respuesta más rápida en el tiempo de la potencia activa requerida cuando el MPE FV incluye el módulo de emulación de inercia.

Concluyendo, la presente tesis doctoral ha perseguido una doble finalidad. La primera es el desarrollo y aplicación de una metodología de certificación aplicable a MPEs FV, que permite evaluar el cumplimiento de los requisitos técnicos de códigos de red establecidos en España para garantizar los estándares de operación, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

La segunda finalidad es la proposición y desarrollo de un modelo detallado de MPE FV que pueda ser usado en dicha metodología. Con este modelo se ha pretendido verificar el comportamiento de cada uno de los requisitos técnicos establecidos. Incluido también en esta segunda finalidad está el desarrollo de un modelo avanzado agregado de MPE FV que permita verificar, de forma más simple y eficaz, el comportamiento del MPE FV constituido por múltiples líneas, transformadores e inversores FV.

1.3. OBJETIVOS

La presente tesis doctoral contempla como principal contribución el desarrollo y aplicación de una metodología de certificación aplicable a MPEs, en particular plantas FV, que permite evaluar el cumplimiento de los requisitos técnicos de códigos de red establecidos en España para garantizar los estándares de operación, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Esta contribución principal se articula mediante los dos siguientes objetivos generales. El primer objetivo general es la propuesta de un modelo de simulación detallado que permite verificar que el comportamiento del MPE FV cumple con los requisitos técnicos establecidos en el código de red.

El segundo objetivo general de esta tesis doctoral es la propuesta de un modelo avanzado agregado de MPE FV que permite verificar, de forma más simple y eficaz, el comportamiento del MPE ante los requisitos técnicos antes mencionados.

Para lograr estos dos objetivos generales se han planteado una serie de objetivos específicos:

1. Análisis detallado de vías de certificación de MGEs atendiendo a la normativa y códigos de red existentes.
2. Identificación y caracterización de requisitos técnicos exigibles a MGEs conectados a red, atendiendo a la normativa y códigos de red existentes.
3. Programación y evaluación en el *'software'* DIgSILENT PowerFactory del modelo de simulación detallado de MGE a partir de modelos certificados de UGEs proporcionados por fabricantes para un caso de estudio.
4. Revisión y formulación del modelo de MPE FV hacia un modelo avanzado agregado de MPE FV que permita la necesaria reducción de la complejidad de implementación computacional y tiempos de simulación requeridos.
5. Evaluación técnica en el *'software'* DIgSILENT PowerFactory del modelo avanzado agregado de MPE FV y contrastación de resultados para determinar la precisión de soluciones y mejora del tiempo de computación frente al modelo detallado.
6. Evaluación de la emulación de inercia durante variaciones rápidas de frecuencia por parte del MPE FV para verificar el comportamiento síncrono del mismo.

1.4. RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación, se presentan los distintos trabajos cuyo contenido se ha desarrollado con el fin de alcanzar los objetivos específicos listados en el apartado anterior:

1.4.1. Primer objetivo específico

“Análisis detallado de vías de certificación de MGEs atendiendo a la normativa y códigos de red existentes.”

Como punto de partida, es necesario realizar un estudio de la normativa pertinente en el contexto europeo y su transposición a nivel español. Esta revisión tiene como objeto valorar e identificar la existencia de diferentes metodologías europeas de certificación de MGEs, con desiguales niveles de requisitos, y concretamente en el caso español, la presentación de varias vías para verificar la evaluación de conformidad de los requisitos técnicos de códigos de red que garantizan los estándares de operación, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

La revisión de normativa europea junto con la presentación de la metodología que se ha utilizado durante el desarrollo de la presente tesis se encuentra descritas en el segundo punto de las siguientes publicaciones:

Miguel Martínez-Lavín, Raquel Villena-Ruiz, Andrés Honrubia-Escribano, Jesús C. Hernández, Emilio Gómez-Lázaro. “Evaluation of the latest Spanish grid code requirements from a PV power plant perspective”, Energy Reports, 2022, vol. 8, pp. 8589–8604.

Miguel Martínez-Lavín, Raquel Villena-Ruiz, Andrés Honrubia-Escribano, Jesús C. Hernández, Emilio Gómez-Lázaro. “Proposal for an aggregated solar PV power plant simulation model for grid code compliance”, Electric Power Systems Research, 2022, vol. 213, pp. 108676.

La Regulación UE 2016/631 [19] es el documento europeo oficial que establece los requisitos para conexión a red de instalaciones de generación de electricidad, principalmente MGEs síncrona, MPEs y MPEs en alta mar. Esta regulación es uno de los tres códigos de red en los que España ha basado el desarrollo de sus propios textos legales

en esta materia. Estos códigos se conocen como Códigos de Conexión a la Red (CRC). El resultado de la implementación española de la regulación UE 2016/631 [19], junto con otros dos códigos de red europeos, Regulación UE 2016/1388 [45] y Regulación UE 2016/1447 [46], ha generado dos documentos regulatorios en España. Así, se publicaron en el año 2020 como decretos obligatorios, el Real Decreto (RD) 647/2020 [47] y la Orden Ministerial (OM) TED/749/2020 [48]. El RD 647/2020 [47] regula los aspectos necesarios para la implantación de los códigos red para la conexión de ciertas instalaciones eléctricas, mientras que la OM TED/749/2020 [48] establece los requisitos técnicos específicos que permiten la implementación del código de red. Estos dos documentos oficiales también se basaron en propuestas presentadas por los operadores de red y aportes de grupos de trabajo creados al efecto.

Con el fin de coordinar el proceso de evaluación de la conformidad de los CRCs, así como para asegurar la transparencia y, superar eficientemente diferentes problemas que podían surgir, se crearon dos grupos trabajando. Uno de estos grupos específicamente controló el cumplimiento de los requisitos técnicos definidos en la Regulación UE 2016/631 [19] para los módulos de generación de potencia o energía, esto es, MGEs. Como resultado, se publicó en julio de 2019 la nueva norma española de supervisión técnica, «Norma Técnica de Supervisión (NTS) [25]». La segunda y última edición de la NTS se publicó en noviembre del año 2020, y se titula «Norma técnica de supervisión de la conformidad de los MGEs según el Reglamento UE 2016/631 [25]».

En España, la NTS plantea una metodología, desarrollando los diferentes aspectos recogidos en el Título IV «Seguimiento del cumplimiento» de la Regulación UE 2016/631 [19], para verificar adecuadamente el cumplimiento de los MGEs con los requisitos técnicos definidos en dicha regulación. Sin embargo, en el contexto europeo, se han definido otras metodologías diferentes de evaluación de cumplimiento. A veces, el cumplimiento se define a nivel del inversor FV en varios países, tales como en Italia, Austria, Rumania, Polonia, Bélgica, Francia, Portugal, etc. En cambio, otros países han definido el cumplimiento de la conformidad a nivel de planta, como es el caso de Alemania y propiamente en España. No obstante, la metodología implantada en España es más detallada y se ha definido a nivel de Punto de Conexión a Red (PCR).

La aplicación correcta de la NTS requiere del conocimiento de los diferentes componentes principales que pueden ser objeto de evaluación de conformidad por parte

de este documento técnico, a saber:

- MGE: planta de generación de energía eléctrica a través de cualquier fuente de energía.
- MPE: planta de generación de energía eléctrica FV o eólica.
- Unidad de Generación de Electricidad (UGE): se refiere a componentes tales como el inversor FV en un MPE FV.
- Componentes Adicionales del MGE (CAMGEs): aquellos elementos activos que forman parte del MGE y no son las UGEs, pero cuya respuesta puede tener influencia sobre el cumplimiento de los requisitos técnicos; por ejemplo: dispositivos ‘*Flexible Alternating Current Transmission System*’ -FACTS- (por ejemplo, ‘*Static Synchronous Compensator*’ -STATCOM-, ‘*Static VAR Compensator*’ SVC), dispositivos de control de potencia activa o reactiva, compensadores síncronos, baterías, controles de orden jerárquico superior al nivel MGE (por ejemplo, el control a nivel de parque ‘*Power Plant Controller*’, PPC).
- Gestor de Red Pertinente (GRP): gestor de la red eléctrica donde se conecta el MPE, puede ser de transporte (GRT) o de distribución (GRD).

En este punto, cabe señalar que los MGEs se pueden dividir en Módulos de Generación de Electricidad Síncronos (MGESs) y Módulos de Parque Eléctrico (MPEs). Además, los MGEs se dividen en cuatro tipos, dependiendo de su tensión y potencia máxima en el PCR, también conocido como Punto de Acoplamiento Común (PCC):

- Tipo A: MGEs cuyo PCC es inferior a 110 kV y con potencia máxima es igual o superior a 0,8 kW e igual o inferior a 100 kW.
- Tipo B: MGEs cuyo PCC es inferior a 110 kV y con potencia máxima es superior a 100 kW e igual o inferior a 5 MW.
- Tipo C: MGEs cuyo PCC es inferior a 110 kV y con potencia máxima es superior a 5 MW e igual o inferior a 50 MW.
- Tipo D: MGEs cuyo PCC es igual o superior a 110 kV y con potencia máxima es superior a 50 MW.

La obtención del certificado definitivo de conformidad para un MPE en estudio, de acuerdo al artículo IV de la Regulación UE 2016/631 [19], se puede llevar a cabo a través de tres caminos diferentes, y cada uno de estos puede ser requerido por separado o

conjuntamente con uno de los otros dos:

- Pruebas de conformidad (Pr): las pruebas de conformidad del MPE para cada requisito se realizan por una entidad acreditada que elabora un informe de los ensayos y envía los resultados a un certificador autorizado para su evaluación. Para cada requisito se evalúa el cumplimiento del MGE o la UGE, según proceda, y se emite el certificado correspondiente de cumplimiento por prueba de cada requisito.
- Simulaciones de conformidad (Si): las simulaciones de conformidad del MPE para cada requisito se realizan por una entidad acreditada, a partir de un modelo certificado. La entidad elabora un informe de las simulaciones y envía los resultados a un certificador autorizado para su evaluación. Para cada requisito se evalúa el cumplimiento del MGE o la UGE, según proceda, y se emite el certificado correspondiente de cumplimiento por simulación de cada requisito.
- Certificados de equipo (Ce): la evaluación de la conformidad del MPE para cada requisito se realiza a través de certificados de equipo, en base a ensayos sobre las UGEs y los CAMGEs, emitidos por un certificador autorizado, teniendo en cuenta que:

La disposición de todos los certificados de equipo, UGE y CAMGE, no siempre implica la conformidad automática del MPE (en su conjunto), dado que:

- La recopilación de certificados de equipo (UGE y CAMGE) no siempre garantiza el cumplimiento de los requisitos técnicos en el PCR, por lo que, en función del requisito técnico a evaluar, es necesaria, con carácter general, la realización de simulaciones complementarias.
- El GRD o GRT, también llamado GRP, según corresponda, puede requerir una evaluación, mediante prueba o simulación, de determinados requisitos técnicos a nivel de MPE. En estos casos, si el resultado de la evaluación fuera satisfactorio, el GRD o GRT notifica mediante un escrito de conformidad del GRD o GRT al propietario del MPE la conformidad del MPE con el requisito en cuestión. Dicha conformidad tiene que ser adjuntada por el certificador autorizado en el certificado final de MPE en los casos que sea de aplicación.
- La validez de los certificados de equipo de las UGEs y CAMGEs está condicionada a la no modificación, posterior a la certificación, de los

parámetros usados en el proceso de evaluación que tengan impacto relevante en las funcionalidades de control necesarias para el cumplimiento de los requisitos de esta Norma Técnica.

La Figura 1 presenta el esquema general de evaluación de la conformidad que puede dividirse en tres etapas principales: (i) obtención de los certificados de cumplimiento UGE y/o CAMGE de cada requisito; (ii) obtención del certificado final del MGE y emisión del Aviso Operativo Final (en inglés, FON); (iii) operación comercial de la MGE.

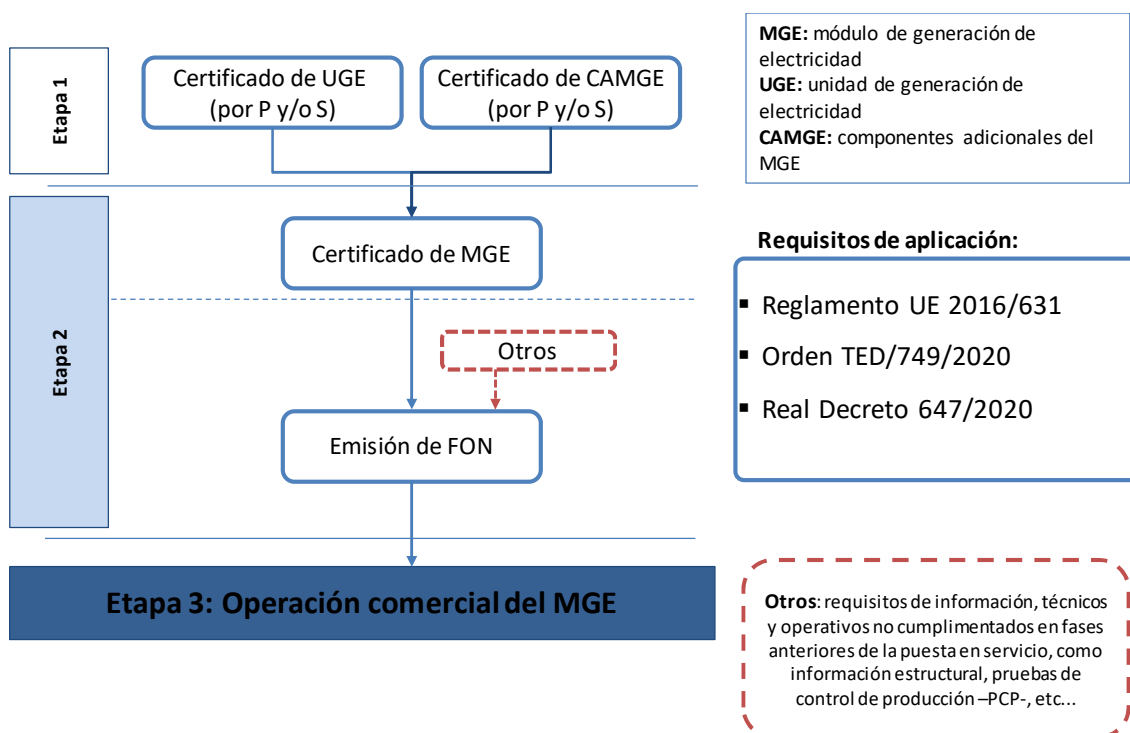


Figura 1. Esquema general de evaluación de la conformidad.

1.4.2. Segundo objetivo específico

“Identificación y caracterización de requisitos técnicos exigibles a MGEs conectados a red, atendiendo a la normativa y códigos de red existentes.”

Este objetivo específico analiza los requisitos técnicos aplicables directamente a nivel de UGE y CAMGE y la verificación de la conformidad respecto de éstos sin necesidad de ser evaluados a nivel de MPE. Además, se detalla la caracterización de los requisitos exigibles a nivel de MPE a través de simulaciones complementarias realizadas para la verificación de los requisitos: i) capacidad de potencia reactiva (a potencia máxima y por debajo de ella); y ii) requisitos de control de potencia reactiva. No todos los requisitos se deben evaluar a nivel de MPE lo cual se va a subrayar en este objetivo; de facto, dichos requisitos actualmente no se evalúan a nivel de MPE FV.

La identificación y caracterización de requisitos que se ha utilizado durante el desarrollo de la presente tesis se encuentran descritas en el tercer punto de las siguientes publicaciones:

Miguel Martínez-Lavín, Raquel Villena-Ruiz, Andrés Honrubia-Escribano, Jesús C. Hernández, Emilio Gómez-Lázaro. “Evaluation of the latest Spanish grid code requirements from a PV power plant perspective”, Energy Reports, 2022, vol. 8, pp. 8589–8604.

Miguel Martínez-Lavín, Raquel Villena-Ruiz, Andrés Honrubia-Escribano, Jesús C. Hernández, Emilio Gómez-Lázaro. “Proposal for an aggregated solar PV power plant simulation model for grid code compliance”, Electric Power Systems Research, 2022, vol. 213, pp. 108676.

La metodología desarrollada en el objetivo específico anterior requiere que sean evaluados diferentes requisitos técnicos. Por tanto, la Tabla 1 identifica los requisitos técnicos exigibles que se deben evaluar sobre un MPE conectado a red en función del tipo (A, B, C, D) y la posible vía usada para la evaluación de conformidad (Ce, Pr, Si). Los requisitos en los que se indica Ce, son evaluados a nivel de componente y no a nivel de MPE.

Tabla 1. Requisitos técnicos exigibles a MPEs conectados a red.

Requisitos técnicos				Vía de evaluación ⁺
Artículo	Definición del requisito	Tipo MPE	Artículo NTS	MPE
13.2	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O)	≥A	5.1	(Si y Pr) o Ce ^{**1}
15.2c	Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)	≥C	5.2	(Si y Pr) o Ce ^{**}
15.2d	Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF)	≥C	5.3	(Si y Pr) o Ce ^{**}
15.2e	Control de potencia-frecuencia	≥C	5.4 ^{****}	Pr
21.3. b	Capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima	≥B	5.7	(Si y Pr) o Ce ^{**}
21.3c	Capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima	≥B	5.7	(Si y Pr) o Ce ^{**}
21.3d	Modos de control de la potencia reactiva	≥B	5.8	Pr o Ce ^{**}
15.2(a) y (b)	Capacidad de control y el rango de control de la potencia activa en remoto	≥C	5.5	Pr o Ce
20.3	Recuperación de la potencia activa después de una falta	≥B	5.11	Pr (Si ^{***}) o Ce ^{**}
16.3	Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por encima de 110 kV	D	5.11	Pr (Si ^{***}) o Ce ^{**}
20.2b y 20.2c	Inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) simétricas	≥B	5.11	Pr (Si ^{***}) o Ce ^{**}
21.2	Emulación de inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas [*]	≥C	5.6	S
15.5b	Capacidad de participar en el funcionamiento en isla [*]	≥C	5.13	Si o Ce
21.3f	Control de amortiguamiento de oscilaciones	≥C	5.10	Si
⁺ Si y Pr se evalúa a nivel de MPE. Ce se evalúa a nivel de UGE/CAMGE.				

Modos de regulación de frecuencia industrial

Los diferentes modos de regulación de frecuencia industrial [25] se estudian en el PCC del MPE. Las variables a tener en cuenta cuando se estudian los modos de regulación de frecuencia industrial del MPE son las siguientes:

- Δf : desviación de la frecuencia f de 50 Hz ($\Delta f = f - 50$).
- Potencia activa inicial (P_{ini}): potencia activa previa a la perturbación del MPE. Esto coincide con el ensayo de potencia.

*: Requisito no obligatorio.

** : Podrá requerir la realización de simulaciones complementarias para su evaluación, conforme a lo desarrollado en el subpartado correspondiente de esta Norma Técnica.

: En aquellos casos que se indique Pr (Si^{}), se realizará la prueba en UGE y, si no es exitosa, se realizará la simulación del MPE completo, incorporando el CAMGE que permita cumplir el requisito en cuestión.

****: Requisito evaluado por el GRT.

- Potencia activa máxima (P_{max}): capacidad máxima del MPE. En términos prácticos, la máxima capacidad del MOE es igual a su potencia nominal.
- Potencia activa registrada (P_{reg}): potencia activa medida del MPE durante las pruebas.
- Potencia activa esperada (P_{exp}): respuesta de potencia activa esperada del MPE.
- Estatismo (s): característica técnica de una unidad generadora, que determina el porcentaje variación de potencia por cada unidad de variación porcentual de frecuencia.
- Desviación de potencia (ΔP): diferencia con respecto a la potencia activa inicial ($\Delta P = P - P_{ini}$).
- Tiempo de retardo inicial (t_a): tiempo de activación del MRPFL-O. Este valor coincide con el tiempo que tarda en producirse una variación del 1% de la respuesta de potencia esperada (ΔP) frente a una desviación de frecuencia (Δf).
- Tiempo de respuesta (t_r): tiempo que tarda en alcanzarse el 90% de la potencia esperada o medida (ΔP) frente a una desviación de frecuencia (Δf), sin incluir el tiempo de retardo inicial (t_a).
- Tiempo de establecimiento (t_e): tiempo que tarda la respuesta en estabilizarse dentro de una banda de $\pm 5\%$ de la desviación de potencia, (ΔP), frente a una desviación de frecuencia Δf , sin incluir el tiempo de retardo inicial (t_a).

Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O)

El objetivo de este requisito es verificar que el MPE es capaz de activar el suministro de reservas de regulación de frecuencia industrial según lo indicado en el artículo 13.2 de la Regulación UE 2016/631 [19], en relación con el modelo sensible de sobrefrecuencia limitada, y el artículo 1.3 de la OM TED/749/2020 [48]. Este requisito se analiza según el artículo 5.1 de la NTS; en los requisitos de la MRPFL-O los valores límite admisibles de las variables a monitorizar son:

- $t_a = 30$ s. En los casos en que $t_a \geq 2$ s, el titular del MPE debe proporcionar evidencia al GRT que justifique este valor.
- $t_r = 2$ s para reducciones en P y $t_r = 10$ s para aumentos en P .
- $t_e = 20$ s para reducciones en P y $t_e = 30$ s para aumentos en P .

Se verifica el comportamiento del MPE ante incrementos de frecuencia de 0,2 Hz y

0,5 Hz a partir de los siguientes valores de frecuencia: 50,2 Hz y 50,5 Hz. El MPE debe reducir su potencia activa ante dichos incrementos de frecuencia con una pendiente variable del 2 al 12% definida como estatismo del sistema.

Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U)

El objetivo de este requisito es verificar que el MPE es capaz de activar el suministro de reservas de regulación de frecuencia industrial según lo indicado en el artículo 15.2c de la Regulación UE 2016/631 [19], en relación con el modo sensible de subfrecuencia limitada, y el artículo 1.7 de la OM TED/749/2020 [48]. Este requisito se analiza según el artículo 5.2. de la NTS; en los requisitos de la MRPFL-U los valores límite admisibles de las variables a monitorizar son:

- $t_a = 30$ s. En los casos en que $t_a \geq 2$ s, el titular del MPE debe proporcionar evidencia al GRT que justifique este valor.
- $t_r = 2$ s para reducciones en P y $t_r = 10$ s para aumentos en P .
- $t_e = 20$ s para reducciones en P y $t_e = 30$ s para aumentos en P .

Se verifica el comportamiento del MPE ante reducciones de frecuencia de 0,2 Hz y 0,5 Hz a partir de los siguientes valores de frecuencia: 49,8 Hz y 49,5 Hz. El MPE debe incrementar su potencia activa ante dichos incrementos de frecuencia con una pendiente variable del 2 al 12% definida como estatismo del sistema.

Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF)

El objetivo de este requisito es verificar que el MPE es capaz de activar el suministro de reservas de regulación de frecuencia industrial según lo indicado en el artículo 15.2d de la Regulación UE 2016/631 [19], en relación con el modo sensible a la frecuencia, y el artículo 1.8 de la OM TED/749/2020 [48]. Este requisito se analiza según el artículo 5.3 de la NTS; en los requisitos de la MRPF los valores límite admisibles de las variables a monitorizar son:

- $t_a = 30$ s.
- $t_e = 20$ s.

Se verifica el comportamiento del MPE ante incrementos de frecuencia de 0,1 Hz y ante reducciones de frecuencia de 0,1 Hz a partir del siguiente valor de frecuencia: 50,0

Hz. El MPE debe incrementar su potencia activa ante dichos incrementos de frecuencia con una pendiente del 5% definida como estatismo del sistema.

Capacidad de potencia reactiva

El objetivo de este requisito es comprobar que el MPE es capaz de suministrar la potencia reactiva requerida a la capacidad máxima del MPE y, por debajo de la capacidad máxima del MPE, tal como se indica en el artículo 21.3 de la Regulación UE 2016/631 [19], en lo que se refiere a la estabilidad de tensión y, por tanto en lo que respecta a la capacidad de potencia reactiva, y el artículo 2.3.2 de la OM TED/749/2020 [48]. Este requisito se analiza según el artículo 5.7 de la NTS.

Se realizan diferentes flujos de carga que analizan la capacidad de potencia reactiva del MPE bajo diferentes niveles de potencia activa, desde condiciones sin carga hasta potencia nominal, así como bajo diferentes niveles de tensión en el PCC. Específicamente para la tensión del 0,90 pu (0-10% P_n , 10-20% P_n , 20-100% P_n), del 0,95 pu (0-10% P_n , 10-20% P_n , 20-100% P_n), del 1,00 pu (0-10% P_n , 10-100% P_n), del 1,05 pu (0-10% P_n , 10-20% P_n , 20-100% P_n), y del 1,10 pu (0-10% P_n , 10-20% P_n , 20-100% P_n).

Modos de control de potencia reactiva

El objetivo de este requisito es comprobar que los MGEs correspondientes al tipo MPE son capaces de controlar la potencia reactiva, tal y como se indica en el artículo 21.3d de la Regulación UE 2016/631 [19], en lo que respecta a los modos de control de potencia reactiva, y el artículo 3.3 de la OM TED/749/2020 [48]. Es decir, se estudia el comportamiento dinámico del MPE según sus tres modos diferentes de control: (i) modo de control de tensión; (ii) modo de control de potencia reactiva; y (iii) modo de control del factor de potencia. Esto se hace de acuerdo con artículo 5.8. de la NTS.

Modo de control de tensión

El modo de control de tensión se realiza proporcionando puntos de referencia de potencia reactiva a los MPEs en función de variaciones en la tensión del PCC (-0,05, -0,02, 0,00, 0,02 0,05 pu).

Para obtener el certificado final de MPE, en cuanto al modo de control de tensión, mediante realización de simulaciones complementarias, el MPE debe inyectar un valor

de potencia activa igual al menos al 80% de P_{max} , y las pendientes de control se establecen en el 2 y 7 %, referido a la relación potencia reactiva/tensión.

Modo de control de potencia reactiva

El modo de control de potencia reactiva se realiza proporcionando puntos de referencia de potencia reactiva (-10, 0 y 10% Q/P_{max}). Se monitoriza la potencia reactiva medida en los terminales del MPE, así como el tiempo que tarda en estabilizarse el nuevo valor de potencia reactiva tras establecer el nuevo punto de ajuste.

Para obtener el certificado final de MPE, en cuanto al modo de control de potencia reactiva, mediante realización de simulaciones complementarias, el MPE debe inyectar un valor de potencia activa de al menos el 80% de P_{max} , mientras que la tensión en el punto de verificación coincide con la tensión nominal, y la consigna de potencia reactiva será nula en el momento de iniciar la simulación.

Modo de control de factor de potencia

El modo de control de factor de potencia se realiza proporcionando puntos de referencia de factor de potencia (0,95, 0,96, 0,97, 0,98, 0,99 todos inductivos, y 0,99, 0,98, 0,97, 0,96, 0,95 todos capacitivos, así como con factor 1). Se monitoriza la potencia reactiva medida en los terminales del MPE, la potencia activa inyectada por el MPE en el momento de la medida de la potencia reactiva, así como el tiempo que tarda en estabilizarse dentro de la banda el nuevo valor del factor de potencia tras el ajuste.

Para obtener el certificado final de MPE, en cuanto al modo de control de factor de potencia, mediante realización de simulaciones complementarias, el MPE debe inyectar un valor de potencia activa de al menos el 80% de la potencia activa máxima, en diferentes consignas del factor de potencia.

Capacidad de control y el rango de control de la potencia activa en remoto

El objetivo de este requisito es verificar que el tiempo de respuesta ante un cambio de consigna de potencia activa recibida por el MPE se obtiene dentro de unos márgenes de error admisibles. Este requisito se analiza según el artículo 5.5 de la NTS.

Recuperación de potencia activa después de una falta

El objetivo de este requisito es verificar que después de una falta (hueco de tensión) la

recuperación de potencia activa generada por el MPE se obtiene en un tiempo determinado para la estabilidad del sistema eléctrico. Este requisito se analiza según el artículo 5.11 de la NTS.

Capacidad para soportar huecos de tensión

El objetivo de este requisito es verificar que el MPE permanece conectado a la red eléctrica durante una falta (hueco de tensión o sobretensión transitoria) y que no se desconecta de la red. Este requisito se analiza según el artículo 5.11 de la NTS.

Inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión

El objetivo de este requisito es verificar que el MPE es capaz de inyectar potencia reactiva durante la falta (hueco de tensión) conforme a los requisitos técnicos del código de red. Este requisito se analiza según el artículo 5.11 de la NTS.

Emulación de inercia

El objetivo de este requisito es verificar que el MPE es capaz de emular inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas conforme a los requisitos técnicos del código de red. Este requisito se analiza según el artículo 5.6 de la NTS.

Se realizan variaciones en la frecuencia de la red tanto incrementos, de 0,2 Hz desde 50 a 51 Hz, como reducciones, de 0,2 Hz desde de 50 a 49 Hz, para tres niveles de potencia nominal (P_n) del MPE: (i) entre el 25 y 50%; (ii) entre el 80 y 85%; (iii) para potencia superior al 85%. Las variaciones de frecuencia se realizan con el módulo de inercia activado y desactivado y se registran los tiempos de reacción (t_{re}), de respuesta (t_{rp}) y de establecimiento de inercia (t_{ei}).

El tiempo de reacción (t_{re}) es el tiempo transcurrido desde que se manda la orden de cambio de frecuencia hasta que el cambio de amplitud de potencia alcanza el 10% de la altura del escalón de la variable de salida medida.

El tiempo de respuesta de inercia (t_{re}) es el tiempo transcurrido desde el inicio del salto o comienzo del evento hasta que el valor medido de la potencia entra en la banda de tolerancia del $\pm 5\%$.

El tiempo de establecimiento de inercia es el tiempo que pasa desde el inicio del salto o comienzo del evento hasta que el valor observado se mantiene de forma continua dentro

del valor predefinido de la banda de tolerancia que es $\pm 5\% \Delta P$

Para obtener el certificado final de MPE, en cuanto a la conformidad de la emulación de inercia los diferentes tiempos medidos (de respuesta y reacción con el módulo de inercia activado deben ser estrictamente menores que sin el módulo de inercia activado. El tiempo de establecimiento no es una variable a evaluar para dar la conformidad con el requisito.

Capacidad de participar en el funcionamiento en isla

El objetivo de este requisito es verificar que el MPE es capaz de participar en el funcionamiento en isla si el operador de red así lo requiere, conforme a los requisitos técnicos del código de red. Este requisito se analiza según el artículo 5.13 de la NTS.

Control de amortiguamiento de las oscilaciones

El objetivo de este requisito es verificar que el MPE es capaz de amortiguar oscilaciones de potencia de frecuencia entre 0,1 Hz y 1,5 Hz y no deteriorar el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia existentes en el punto de conexión entre 0,1 Hz y 1,5 Hz conforme a los requisitos técnicos del código de red. Este requisito se analiza según el artículo 5.10 de la NTS.

Requisitos aplicables específicamente a MPEs FVS

El conjunto de todos los requisitos antes relatados es aplicable tanto a MPEs FVs como MPEs eólicos. No obstante, en este trabajo se procede a identificar y caracterizar los requisitos específicos para un MPE FV, a saber:

Los requisitos que se evalúan solo a nivel de MPE (planta) son:

- Capacidad de potencia reactiva por debajo y a la capacidad máxima, artículo 5.7 de la NTS.
- Modos de control de la potencia reactiva, artículo 5.8 de la NTS.

Los requisitos que se pueden evaluar tanto a nivel de MPE (planta) como a nivel de UGE/CAMGE (componente) son:

- Control de potencia-frecuencia, artículo 5.4 de la NTS.

- Emulación de inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas, artículo 5.6 de la NTS.
- Control de amortiguamiento de las oscilaciones, artículo 5.10 de la NTS.

Los requisitos que se evalúan solo a nivel de UGE/CAMGE (componente) son:

- Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O), artículo 5.1 de la NTS.
- Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U), artículo 5.2 de la NTS.
- Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF), artículo 5.3 de la NTS.
- Capacidad de control y el rango de control de la potencia activa en remoto, artículo 5.5 de la NTS.
- Recuperación de la potencia activa después de una falta, artículo 5.11 de la NTS.
- Capacidad para soportar huecos de tensión de los MPE conectados por encima de 110 kV, artículo 5.11 de la NTS.
- Inyección rápida de corriente de falta en el punto de conexión en caso de faltas (trifásicas) simétricas, artículo 5.11 de la NTS.

1.4.3. Tercer objetivo específico

“Programación y evaluación en el ‘software’ DIgSILENT PowerFactory del modelo de simulación detallado de MGE a partir de modelos certificados de UGEs proporcionados por fabricantes para un caso de estudio.”

Este objetivo específico detalla el modelado y la programación específica en el entorno de simulación del modelo detallado de MGE, así como la evaluación de la conformidad de requisitos con dicho modelo detallado.

El modelado así como la evaluación de conformidad mediante los resultados obtenidos durante el desarrollo de la presente tesis se encuentran reflejados en los puntos 3 y 4 de la siguiente publicación:

Miguel Martínez-Lavín, Raquel Villena-Ruiz, Andrés Honrubia-Escribano, Jesús C. Hernández, Emilio Gómez-Lázaro. “Evaluation of the latest Spanish grid code requirements from a PV power plant perspective”, Energy Reports, 2022, vol. 8, pp. 8589–8604.

Modelado de detallado de MPE FV

El caso de estudio de la planta FV real ubicada en España tiene una potencia nominal de 42 MW y el nivel de tensión en el PCC es de 132 kV. Por tanto, de acuerdo a la NTS es un MPE FV tipo D. La planta está compuesta por un transformador de 30 a 132 kV, con una potencia definida en el PCC de 50 MVA. El número de inversores FVs es de 465 con una potencia de 105 kW cada uno de ellos. Se han establecido transformadores de baja tensión (BT) a media tensión (MT), 0,8 a 30 kV, siete de ellos de 6 MVA y tres de 2,8 MVA. Cinco de los transformadores de 6 MVA tiene conectados 55 inversores, 26 de ellos en un devanado de BT y los 29 restantes en el otro devanado; los otros dos transformadores de 6 MVA, también de doble devanado, tienen conectados 27 y 29 inversores en cada devanado, respectivamente. Los tres transformadores de 2,8 MVA tienen conectados 26 inversores, pero en este caso no son de doble devanado en la parte de BT.

La descripción detallada de cada uno de los circuitos principales que componen el MPE FV es la siguiente:

Circuito FV 001:

Este circuito está constituido por un transformador de 2,8 MVA, con devanado único tanto en BT como en MT, y 26 inversores FVs conectados a través de 13 líneas con secciones de 240, 300 y 400 mm², y cuyas distancias oscilan desde 0,070 a 0,290 km, involucrando valores de reactancia entre 0,0080 y 0,0220 Ω.

Circuito FV 002:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y 56 inversores FVs conectados a través de 13 líneas con secciones de 240, 300 y 400 mm², y cuyas distancias oscilan desde 0,070 a 0,290 km, involucrando valores de reactancia entre 0,0030 y 0,0250 Ω.

Circuito FV 003:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y 55 inversores FVs conectados a través de 13 líneas con secciones de 240, 300 y 400 mm², y cuyas distancias oscilan desde 0,080 a 0,330 km, involucrando valores de reactancia entre 0,0100 y 0,0260 Ω.

Circuito FV 004:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y 55 inversores FVs conectados a través de 13 líneas con sección de 240 mm², y cuyas distancias oscilan desde 0,084 a 0,213 km, involucrando valores de reactancia entre 0,0066 y 0,0160 Ω.

Circuito FV 005:

Este circuito está constituido por un transformador de 2,8 MVA, con devanado único tanto en BT como en MT, y 26 inversores FVs conectados a través de 13 líneas con sección de 240 mm², y cuyas distancias oscilan desde 0,070 a 0,170 km, involucrando valores de reactancia entre 0,0056 y 0,0130 Ω.

Circuito FV 006:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y 56 inversores FVs conectados a través de 13 líneas con secciones de 240, 300 y

400 mm², y cuyas distancias oscilan desde 0,039 a 0,280 km, involucrando valores de reactancia entre 0,0030 y 0,0210 Ω.

Circuito FV 007:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y 55 inversores FVs conectados a través de 13 líneas con secciones de 240, 300 y 400 mm², y cuyas distancias oscilan desde 0,110 a 0,260 km, involucrando valores de reactancia entre 0,0087 y 0,0200 Ω.

Circuito FV 008:

Este circuito está constituido por un transformador de 2,8 MVA, con devanado único tanto en BT como en MT, y 26 inversores FVs conectados a través de 13 líneas con sección de 240 mm², y cuyas distancias oscilan desde 0,070 a 0,170 km, involucrando valores de reactancia entre 0,0047 y 0,0120 Ω.

Circuito FV 009:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y 55 inversores FVs conectados a través de 13 líneas con secciones de 240, 300 y 400 mm², y cuyas distancias oscilan desde 0,080 a 0,280 km, involucrando valores de reactancia entre 0,0065 y 0,0210 Ω.

Circuito FV 010:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y 55 inversores FVs conectados a través de 13 líneas con secciones de 150, 240, 300 y 400 mm², y cuyas distancias oscilan desde 0,020 a 0,360 km, involucrando valores de reactancia entre 0,0021 y 0,0710 Ω.

La conexión de los circuitos principales al PCC se lleva a cabo de la siguiente forma:

- 3 líneas conectan una posición de MT con una distancia de 6,154 km.
- 3 líneas conectan una posición de MT con una distancia de 6,115 km.
- 4 líneas conectan una posición de MT con una distancia de 5,488 km.

Este modelo detallado de MPE FV se implementa en el ‘*software*’ DIGSILENT PowerFactory 2019 SP3. En este punto de implementación de programación, es

importante destacar que el modelo que representa el comportamiento de los inversores FVs es facilitado por el fabricante e igualmente implementado en el entorno de simulación seleccionado.

Evaluación de la conformidad de requisitos del MPE FV a partir del modelo detallado

A continuación, se detallan los resultados de simulación para el conjunto de requisitos establecidos en el segundo objetivo específico.

Verificación de potencia activa generada ante cambios de frecuencia

Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O):

Ante los cambios de frecuencia establecidos en el modo MRPFL-O, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos demuestran que la desviación de potencia activa obtenida no es superior al margen de -0,08 a +0,47%, siendo el margen de error permitido para este requisito del $\pm 5\%$; por tanto, la desviación de medida está dentro de márgenes permitidos. En relación con el tiempo de respuesta, el valor máximo obtenido es de 0,184 s siendo el valor límite de 2 s. Para el tiempo de activación, los valores obtenidos nunca superan el valor de 0,026 s cuando el valor límite es de 30 s y, en el caso del tiempo de establecimiento, el valor máximo obtenido es de 0,184 s cuando el límite es de 20 s.

Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U):

Ante los cambios de frecuencia establecidos en el modo MRPFL-U, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos demuestran que la desviación de potencia activa obtenida no es superior al margen de -0,22 a 0,12%, estando el margen de error permitido para este requisito en el $\pm 5\%$; por tanto, la desviación de medida está dentro de márgenes permitidos. En relación con el tiempo de respuesta, el valor máximo obtenido es de 0,158 s siendo el valor límite de 2 s. Para el tiempo de activación, los valores obtenidos nunca superan el valor de 0,026 s cuando el valor límite es de 30 s y, en el caso del tiempo de establecimiento, el valor máximo obtenido es de 0,158 s cuando el límite es de 20 s.

Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF):

Ante los cambios de frecuencia establecidos en el modo MRPF, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos demuestran que la desviación de potencia activa obtenida no es superior al margen de -0,11 a 0,09%, siendo el margen de error permitido para este requisito del $\pm 5\%$; por tanto, la desviación de medida está dentro de márgenes. En relación con el tiempo t_1 «tiempo necesario para alcanzar el 90% de la respuesta esperada» el valor máximo obtenido es de 0,027 s siendo el valor límite 0,5 s. Para el tiempo t_2 «tiempo que tarda la salida en estabilizarse dentro de un rango», los valores obtenidos nunca superan el valor de 0,144 s cuando el valor límite es de 30 s.

Verificación de capacidad de potencia reactiva

Ante los cambios de tensión y potencia activa establecidos en la capacidad de potencia reactiva, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos demuestran que el MPE FV tiene capacidad de generar una potencia reactiva suficiente dentro de los márgenes establecidos en los requisitos de conexión a red.

Verificación de modos de control de potencia reactiva

Modo de control de tensión:

Ante los cambios de tensión establecidos en el modo de control de tensión, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos demuestran que el MPE FV es capaz de regular la potencia reactiva ante cambios de tensión dentro de márgenes establecidos en los requisitos de conexión a red. Así, se constata para ambas pendientes, del 2 y 7%, que la potencia reactiva obtenida no tiene una desviación superior al 0,43 % siendo el límite admisible de 1,5%. En relación con el tiempo t_1 «tiempo necesario para alcanzar el 90% de la respuesta esperada», el valor máximo obtenido es de 0,57 s siendo el valor límite 1 s. Para el tiempo t_2 «tiempo que tarda la salida en estabilizarse dentro de un rango», los valores obtenidos nunca superan el valor de 0,62 s cuando el valor límite es de 5 s.

Modo de control de potencia reactiva:

Ante los cambios de potencia reactiva establecidos en el modo de control de potencia reactiva, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos demuestran que el MPE FV es capaz de regular la potencia reactiva dentro de los márgenes establecidos en

los requisitos de conexión a red. Así, se constata que la potencia reactiva obtenida no tiene una desviación superior al intervalo -0,01 al 0,03 %, siendo el límite admisible de 1,5%. En relación con el tiempo de estabilización el valor máximo obtenido es de 0,19 s, cuando el valor límite es de 60 s.

Modo de control de factor de potencia:

Ante los cambios de factor de potencia establecidos en el modo de control de factor de potencia, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos demuestran que el MPE FV es capaz de generar la potencia reactiva requerida en el tiempo definido para cumplir los requisitos de conexión a red. Así, se constata que la potencia reactiva obtenida no tiene una desviación superior al 0,77 % siendo el límite admisible de 1,5%. En relación con el tiempo de establecimiento el valor máximo obtenido es de 0,11 s siendo el valor límite de 60 s.

1.4.4. Cuarto objetivo específico

“Revisión y formulación del modelo de MPE FV hacia un modelo avanzado agregado de MPE FV que permita la necesaria reducción de la complejidad de implementación computacional y tiempos de simulación requeridos”.

Este objetivo específico detalla el modelado agregado de MPE FV y el fundamento que los sustenta. Dicho modelado se encuentra reflejado en el punto 3 de la siguiente publicación:

Miguel Martínez-Lavín, Raquel Villena-Ruiz, Andrés Honrubia-Escribano, Jesús C. Hernández, Emilio Gómez-Lázaro. “Proposal for an aggregated solar PV power plant simulation model for grid code compliance”, Electric Power Systems Research, 2022, vol. 213, pp. 108676.

El modelo agregado propuesto está habilitado por las prescripciones que establece la última versión del nuevo código de red español [25] que permite el uso de un modelo de simulación de MPE FV agregado, en lugar de un modelo de simulación de MPE FV detallado. Es decir, esta regulación ha introducido la posibilidad de emplear el modelo agregado para los MPEs FVs. Así, se establece que en el caso de un MPE FV formado por inversores de rama «inversores que, en este caso, constituyen las UGEs del MPE FV y de los que suele haber un número significativo», está permitido modelar todo el MPE FV mediante bloques agregados en BT.

En particular, el modelo de agregación empleado consiste en agrupar los inversores y las líneas de BT sobre cada transformador de MT. Las líneas de BT se agrupan tomando como longitud, la longitud mediana y, como sección, la sección mediana. En la agregación de líneas se emplea el parámetro «número de líneas en paralelo», y en el caso de inversores se emplea el parámetro «número de unidades en paralelo»; estos parámetros indican el número de elementos agregados. La agregación de las UGEs (UGE_1 , UGE_2 , ..., UGE_n) y los circuitos que conectan las UGEs al lado de BT del transformador BT/MT se hace en la barra de BT de dicho transformador. Así, la disposición de las UGEs en un MPE FV se presenta en la Figura 2.

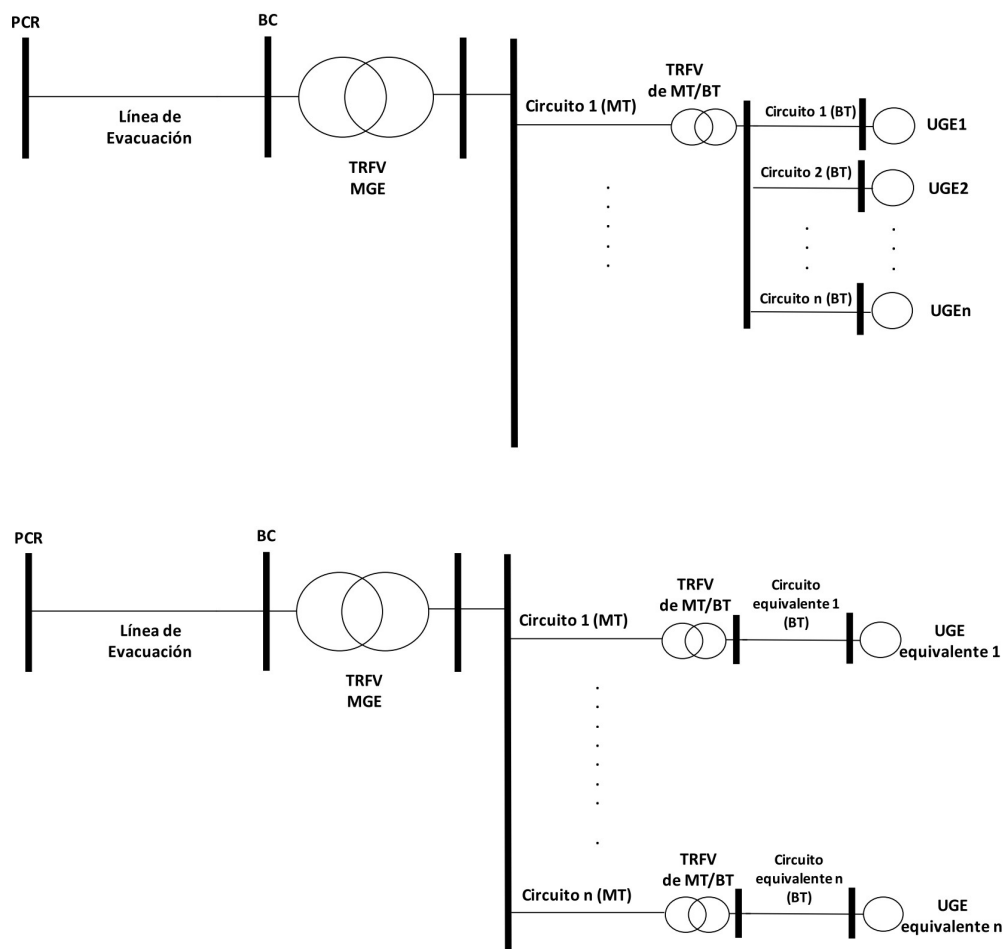


Figura 2. Modelo agregado propuesto de MPE FV.

Es decir, para cada uno de los circuitos de MT se modela:

- El propio circuito de MT detallado.
- El transformador MT/BT detallado correspondiente a cada circuito de MT.
- En el lado de BT del transformador MT/BT se permite realizar el siguiente modelo equivalente:
 - Sustituir todos circuitos (líneas) de BT por un único circuito (línea) de BT que sea su equivalente eléctrico.
 - Sustituir todas las UGEs por una única UGE equivalente agregada.

Esta agregación permite emplear los valores medianos de longitud, de sección y de reactancia, que son específicamente los siguientes:

Circuito FV 001:

Este circuito está constituido por un transformador de 2,8 MVA, con devanado único

tanto en BT como en MT, y un inversor FV equivalente agregado conectado a través de una línea de 240 mm² y longitud de 0,1719 km, involucrando un valor de reactancia de 0,010 Ω.

Circuito FV 002:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y un inversor FV equivalente agregado conectado a través de una línea de 300 mm² y longitud de 0,2400 km, involucrando un valor de reactancia de 0,018 Ω.

Circuito FV 003:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y un inversor FV equivalente agregado conectado a través de una línea de 300 mm² y longitud de 0,2300 km, involucrando un valor de reactancia de 0,017 Ω.

Circuito FV 004:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y un inversor FV equivalente agregado conectado a través de una línea de 240 mm² y longitud de 0,1350 km, involucrando un valor de reactancia de 0,010 Ω.

Circuito FV 005:

Este circuito está constituido por un transformador de 2,8 MVA, con devanado único tanto en BT como en MT, y un inversor FV equivalente agregado conectado a través de una línea de 240 mm² y longitud de 0,1100 km, involucrando un valor de reactancia de 0,008 Ω.

Circuito FV 006:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y un inversor FV equivalente agregado conectado a través de una línea de 240 mm² y longitud de 0,1900 km, involucrando un valor de reactancia de 0,015 Ω.

Circuito FV 007:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y un inversor FV equivalente agregado conectado a través de una línea de 240 mm²

y longitud de 0,2000 km, involucrando un valor de reactancia de 0,015 Ω .

Circuito FV 008:

Este circuito está constituido por un transformador de 2,8 MVA, con devanado único tanto en BT como en MT, y un inversor FV equivalente agregado conectado a través de una línea de 240 mm² y longitud de 0,1100 km, involucrando un valor de reactancia de 0,014 Ω .

Circuito FV 009:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y un inversor FV equivalente agregado conectado a través de una línea de 240 mm² y longitud de 0,1400 km, involucrando un valor de reactancia de 0,011 Ω .

Circuito FV 019:

Este circuito está constituido por un transformador de 6 MVA, con doble devanado en BT, y un inversor FV equivalente agregado conectado a través de una línea de 300 mm² y longitud de 0,2000 km, involucrando un valor de reactancia de 0,015 Ω .

1.4.5. Quinto objetivo específico

“Evaluación técnica en el ‘software’ DigSILENT PowerFactory del modelo avanzado agregado de MPE FV y contrastación de resultados para determinar la precisión de soluciones y mejora del tiempo de computación frente al modelo detallado”.

Este objetivo específico detalla la evaluación de la conformidad de requisitos de código de red con el modelo agregado y lleva a cabo la contrastación de estos resultados de evaluación usando el modelo agregado frente al modelo detallado. La evaluación y contrastación de resultados obtenidos durante el desarrollo de la presente tesis se encuentran reflejadas en el punto 4 de la siguiente publicación:

Miguel Martínez-Lavín, Raquel Villena-Ruiz, Andrés Honrubia-Escribano, Jesús C. Hernández, Emilio Gómez-Lázaro. “Proposal for an aggregated solar PV power plant simulation model for grid code compliance”, Electric Power Systems Research, 2022, vol. 213, pp. 108676.

Una vez modelado, en el objetivo anterior, el MPE FV agregado se detallan los resultados para el conjunto de requisitos establecidos en el segundo objetivo específico y, éstos se contrastan con los resultados del modelo detallado para verificar la validez del modelo agregado.

Verificación de potencia activa generada ante cambios de frecuencia

Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O):

Ante los cambios de frecuencia establecidos en el modo MRPFL-O, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos con el modelo agregado demuestran que la desviación de potencia activa obtenida no es superior al margen de -0,16 a +0,42%, siendo el margen de error permitido para este requisito del $\pm 5\%$; por tanto, la desviación de medida está dentro de márgenes permitidos. En relación con el tiempo de respuesta, el valor máximo obtenido es de 0,175 s siendo el valor límite de 2 s. Para el tiempo de activación, los valores obtenidos nunca superan el valor de 0,025 s cuando el valor límite es de 30 s y, en el caso del tiempo de establecimiento, el valor máximo obtenido es de 0,175 s cuando el límite es de 20 s.

La contrastación de resultados del modelo agregado frente al modelo detallado

demuestra que la desviación de potencia activa está acotada en el intervalo 0,05 — 0,08%. En relación con el tiempo de respuesta, la desviación está limitada en el intervalo 0,007 — 0,009 s. El tiempo de activación presenta una desviación en el intervalo 0,000 — 0,001 s y, en el caso del tiempo de establecimiento, la desviación está restringida en el intervalo 0,007 — 0,009 s.

Modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U):

Ante los cambios de frecuencia establecidos en el modo MRPFL-U, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos con el modelo agregado demuestran que la desviación de potencia activa obtenida no es superior al margen de -0,26 a 0,11%, estando el margen de error permitido para este requisito en el $\pm 5\%$; por tanto, la desviación de medida está dentro de márgenes permitidos. En relación con el tiempo de respuesta, el valor máximo obtenido es de 0,162 s siendo el valor límite de 2 s. Para el tiempo de activación, los valores obtenidos nunca superan el valor de 0,026 s cuando el valor límite es de 30 s y, en el caso del tiempo de establecimiento, el valor máximo obtenido es de 0,162 s cuando el límite es de 20 s.

La contrastación de resultados del modelo agregado frente al modelo detallado demuestra que la desviación de potencia activa está acotada en el intervalo 0,01 — 0,04%. En relación con el tiempo de respuesta, la desviación está limitada en el intervalo -0,004 — -0,001 s. El tiempo de activación presenta una desviación en el intervalo -0,001 — 0,000 s y, en el caso del tiempo de establecimiento, la desviación está restringida en el intervalo -0,004 — -0,001 s.

Modo regulación potencia-frecuencia (MRPF):

Ante los cambios de frecuencia establecidos en el modo MRPF, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos con el modelo agregado demuestran que la desviación de potencia activa obtenida no es superior al margen de -0,14 a 0,12%, siendo el margen de error permitido para este requisito del $\pm 5\%$; por tanto, la desviación de medida está dentro de márgenes. En relación con el tiempo t_1 , el valor máximo obtenido es de 0,028 s siendo el valor límite 0,5 s. Para el tiempo t_2 , los valores obtenidos nunca superan el valor de 0,147 s cuando el valor límite es de 30 s.

La contrastación de resultados del modelo agregado frente al modelo detallado

demuestra que la desviación de potencia activa está acotada en el intervalo 0,03— 0,03%. En relación con el tiempo con el tiempo t_1 , la desviación está limitada en el intervalo - 0,001— 0,001 s. El tiempo t_2 presenta una desviación en el intervalo -0,006 — 0,003 s.

Verificación de capacidad de potencia reactiva

Ante los cambios de tensión y potencia activa establecidos en la capacidad de potencia reactiva, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos con el modelo agregado demuestran que el MPE FV tiene capacidad de generar una potencia reactiva suficiente dentro de los márgenes establecidos en los requisitos de conexión a red.

Verificación de modos de control de potencia reactiva

Modo de control de tensión:

Ante los cambios de tensión establecidos en el modo de control de tensión, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos con el modelo agregado demuestran que el MPE FV es capaz de regular la potencia reactiva ante cambios de tensión dentro de márgenes establecidos en los requisitos de conexión a red. Así, se constata para ambas pendientes, del 2 y 7%, que la potencia reactiva obtenida no tiene una desviación superior al 0,44 % siendo el límite admisible de 1,5%. En relación con el tiempo t_1 , el valor máximo obtenido es de 0,21 s siendo el valor límite 1 s. Para el tiempo t_2 , los valores obtenidos nunca superan el valor de 0,31 s cuando el valor límite es de 5 s.

La contrastación de resultados del modelo agregado frente al modelo detallado demuestra que la desviación de potencia reactiva está acotada en el intervalo -0,02— - 0,01%. En relación con el tiempo con el tiempo t_1 , la desviación está limitada en 0 s. El tiempo t_2 presenta una desviación en el intervalo de 0 s.

Modo de control de potencia reactiva:

Ante los cambios de potencia reactiva establecidos en el modo de control de potencia reactiva, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos con el modelo agregado demuestran que el MPE FV es capaz de regular la potencia reactiva dentro de los márgenes establecidos en los requisitos de conexión a red. Así, se constata que la potencia reactiva obtenida no tiene una desviación superior al -0,01 al 0,02 %, siendo el límite admisible de 1,5%. En relación con el tiempo de estabilización el valor máximo

obtenido es de 0,19 s, cuando el valor límite es de 60 s.

La contrastación de resultados del modelo agregado frente al modelo detallado demuestra que la desviación de potencia reactiva está acotada en un 0,01%. En relación con el tiempo con el tiempo de estabilización, la desviación está limitada en 0,00 s.

Modo de control de factor de potencia:

Ante los cambios de factor de potencia establecidos en el modo de control de factor de potencia, ver segundo objetivo específico, los resultados obtenidos con el modelo agregado demuestran que el MPE FV es capaz de generar la potencia reactiva requerida en el tiempo definido para cumplir los requisitos de conexión a red. Así, se constata que la potencia reactiva obtenida no tiene una desviación superior al 0,82 % siendo el límite admisible de 1,5%. En relación con el tiempo de establecimiento el valor máximo obtenido es de 0,26 s siendo el valor límite de 60 s.

La contrastación de resultados del modelo agregado frente al modelo detallado demuestra que la desviación de potencia reactiva está acotada en el intervalo -0,01 — 0,01%. En relación con el tiempo con el tiempo de estabilización, la desviación está limitada en 0,00 s.

A modo de resumen, en relación con la contratación de resultados de evaluación de la conformidad de todos los requisitos de código de red usando el modelo agregado frente al modelo detallado, las desviaciones encontradas son inferiores al 0,1% de la potencia declarada, considerando ésta de 42 MW. La mayor desviación de potencia reactiva es de 0,02% y se encuentra en el punto 5.8, el modo de regulación de tensión con pendiente del 2%; en el caso de la potencia activa la desviación máxima es de 0,08% correspondiente al punto 5.1; la mayor desviación en tiempo es de 0,02 s y corresponde al punto 5.3.

Además de tener en cuenta los resultados cuantitativos, también se debe considerar los siguientes aspectos cualitativos en la comparación de ambos modelos:

- Tiempo de computación: el modelo detallado ha requerido aproximadamente 10 veces más tiempo que el modelo agregado para proporcionar los resultados utilizando el mismo entorno de simulación y computador.
- Equívocos asociados a la inclusión de datos para la simulación del MPE FV: en el caso de usar el modelo detallado, la probabilidad de cometer una equivocación al

introducir datos de planta es mayor debido al número más elevado de datos asociados para determinar más elementos.

1.4.6. Sexto objetivo específico

“Evaluación de la emulación de inercia durante variaciones rápidas de frecuencia por parte del MPE FV para verificar el comportamiento síncrono del mismo”.

Este objetivo específico detalla la evaluación de la conformidad de la emulación de inercia ante cambios rápidos de frecuencia. La evaluación y contrastación de resultados obtenidos durante el desarrollo de la presente tesis se encuentran reflejadas en los puntos 4 y 5 de la siguiente publicación:

Miguel Martínez Lavín, Raquel Villena-Ruiz, Andrés Honrubia-Escribano, Jesús C. Hernández, Emilio Gómez-Lázaro. “Assessment of the synthetic inertial response of an actual solar PV power plant”, Applied Energy, 2022 to be evaluated, APEN-D-22-11876

A continuación, se detallan los resultados de simulación para la evaluación de la conformidad de la emulación de inercia según los requisitos específicos establecidos en el segundo objetivo específico, para el caso de un inversor fotovoltaico. El resumen de resultados es el siguiente:

- El tiempo de reacción (t_{re}) para el incremento de frecuencia con el modo activado es de 0,04 s frente a 0,25 s para el modo desactivado en los dos primeros niveles de potencia definidos; en el caso del último nivel de potencia los tiempos son de 0,03 s (módulo activado) y 0,19 s (módulo desactivado).
- El tiempo de reacción (t_{re}) para la reducción de frecuencia con el modo activado es de 0,04 s frente a 0,24 s para el modo desactivado en el caso del último nivel de potencia; para los dos primeros niveles de potencia definidos no se puede determinar este tiempo al ser los valores son tan bajos que escapan de la tolerancia de la medida.
- El tiempo de respuesta (t_{rp}) para el incremento de frecuencia con el modo activado es de 0,04 s frente a 0,25 s para el modo desactivado en los dos primeros niveles de potencia definidos; en el caso del último nivel de potencia los tiempos son de 0,03 (módulo activado) y 0,19 s (módulo desactivado).
- El tiempo de respuesta (t_{rp}) para la reducción de frecuencia con el modo activado es de 0,47 s frente a 1,78 s para el modo desactivado en el caso del último nivel

de potencia; para los dos primeros niveles de potencia definidos no se puede determinar este tiempo al ser los valores son tan bajos que escapan de la tolerancia de la medida.

- El tiempo de establecimiento (t_e) para el incremento de frecuencia con el modo activado es de 2,54 s frente a 1,93 s para el modo desactivado en el primer nivel de potencia definido; para el segundo nivel de potencia definido el tiempo con el modo activado es de 2,53 s y sin el modo activado 2,92 s y en el caso del último nivel de potencia los tiempos son de 2,55 s (módulo activado) y 1,91 s (módulo desactivado).
- El tiempo de establecimiento (t_e) para la reducción de frecuencia con el modo activado es de 0,47 s frente a 1,78 s para el modo desactivado en el caso del último nivel de potencia; para los dos primeros niveles de potencia definidos no se puede determinar este tiempo al ser los valores son tan bajos que escapan de la tolerancia de la medida.

Los resultados obtenidos para los tiempos antes mencionados en el caso de la planta fotovoltaica en el que están incluidos tanto el inversor fotovoltaico antes estudiado, junto al controlador de planta (PPC) muestran tiempos de respuesta superiores con el módulo de inercia integrado.

1.5. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Mediante el conjunto de trabajos que conforman esta tesis se pretende contribuir al desarrollo de una metodología de certificación aplicable a MPEs FVs que permita evaluar el cumplimiento de los requisitos técnicos de códigos de red establecidos en España para garantizar los estándares de operación, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico de potencia. Esta contribución principal se va articulando de forma progresiva a través de diferentes objetivos parciales. Así, en primer lugar, la exploración de la tesis se ha dedicado a definir una metodología de certificación aplicable a MPEs FVs a partir de las metodologías existentes en la normativa pertinente del contexto europeo y su transposición a nivel español. A continuación, la investigación se ha dirigido hacia la propuesta de un modelo de simulación detallado de MPE FV que permite verificar que el comportamiento de este cumple con los requisitos técnicos establecidos en el código de red. Finalmente, el estudio concluye con la propuesta de un modelo avanzado agregado de MPE FV que permite verificar, de forma más simple y eficaz, el comportamiento del MPE FV ante los requisitos técnicos de código de red, así como su contrastación frente al modelo detallado.

El estudio se ha realizado usando el *'software'* DIgSILENT PowerFactory como entorno de programación para implementar la aplicación de la metodología propuesta sobre un caso de estudio de una planta FV real ubicada en España.

En el contexto de desarrollo de una metodología de certificación aplicable a MPEs FVs, el estudio de normativa pertinente del contexto europeo y su transposición a nivel español ha permitido valorar e identificar la existencia de diferentes metodologías de certificación de MGEs, con desiguales niveles de requisitos, y concretamente en el caso español, la existencia de varias vías para verificar la evaluación de conformidad de los requisitos técnicos de códigos de red. La propuesta de metodología en este estudio ha evolucionado dichas regulaciones identificando y categorizando cada uno de los requisitos técnicos aplicables bien a nivel de UGE/CAMGE, y/o a nivel de MPE. En este sentido, los requisitos que se deben evaluar son: i) regulación de potencia ante sobrefrecuencia; ii) regulación de potencia ante subfrecuencia; iii) regulación de potencia ante cambios de frecuencia no limitada; iv) control de potencia activa; v) control de potencia reactiva; vi) emulación de inercia; vii) capacidad para soportar huecos de

tensión; viii) capacidad para soportar sobretensión transitoria; y ix) amortiguamiento de oscilaciones de potencia.

En el contexto de desarrollo de un modelo detallado de MPE FV se han definido cada uno de los elementos que componen dicho modelo, los cuales han sido implementados en el ‘software’ DIgSILENT PowerFactory para un caso de estudio de una planta FV real ubicada en España. Haciendo uso de este ‘software’ ha sido posible la aplicación de la metodología propuesta en el caso de estudio que involucra la evaluación de la conformidad de diferentes requisitos técnicos de códigos de red.

Finalmente, en el contexto de formulación de modelo agregado de MPE FV se ha evolucionado el modelo detallado de MPE FV proponiendo un método de agregación de componentes sobre este modelo que reduce sustancialmente la complejidad topológica del MPE FV. Esta proposición ha posibilitado una reducción de complejidad de implementación computacional, así como de tiempos de simulación asociados. Nuevamente, a través de la aplicación de la metodología propuesta de certificación de MPEs FVs se ha evaluado la conformidad de requisitos técnicos con este modelo avanzado. La posterior contrastación de resultados de modelo agregado frente al modelo detallado se ha centrado en poner de manifiesto que los errores están acotados en intervalos mínimos y en cualquier caso dentro de los márgenes de la metodología propuesta.

A continuación, se recogen las principales conclusiones que se han derivado de los resultados presentados en esta tesis doctoral. Las conclusiones asociadas al estudio de la aplicación de la metodología de certificación aplicable a MPEs FVs usando el modelo detallado son las siguientes:

- La verificación del comportamiento de la potencia activa generada, ante cambios de frecuencia, que incluye los modos MRPFL-O, MRPFL-U y MRPF ha confirmado que la desviación medida de potencia activa está muy por debajo del requisito del $\pm 5\%$, al menos en un orden de magnitud. Así, la mayor desviación se presenta en el MRPFL-O donde ésta alcanza el 9% del valor límite, y la menor desviación en el MRPF donde la desviación queda acotada en el 2%. En relación con los tiempos relacionados a cumplir (a saber, activación, respuesta, t_1 y t_2 , dependiendo del modo) también se constata que están muy por debajo de los

requisitos establecidos. De esta forma, el valor más próximo al límite establecido se presenta para el tiempo de respuesta con una cuantía del 9,2% del valor límite en el MRPFL-O. Sin embargo, la medida del tiempo de activación y de establecimiento no supera el 0,9% del valor límite para los modos relacionados. Equivalentes márgenes de seguridad se observan en los tiempos relacionados con el MRPF. A partir de las medidas observadas, se deduce que el MRPFL-O es el más crítico, aunque presenta un amplio margen de seguridad.

- La verificación del comportamiento de la potencia reactiva generada que incluye los controles de tensión, de potencia reactiva y de factor de potencia ha demostrado que la desviación medida de potencia reactiva está por debajo del requisito del $\pm 1,5\%$. Así, la mayor desviación se exhibe en el control de factor de potencia donde ésta alcanza el 51% del valor límite, y la menor desviación para el control de potencia reactiva donde la desviación queda restringida al 2%. En relación con los tiempos relacionados a cumplir (a saber, estabilización, establecimiento, t_1 y t_2 , dependiendo del control) también se confirma que están por debajo de los requisitos establecidos. En particular, el valor más próximo al límite establecido se origina para el tiempo t_1 con una cuantía del 57% del valor límite para el control de tensión. Sin embargo, los tiempos de estabilización y de establecimiento no superan el 0,3% del valor límite para los respectivos controles (potencia reactiva y factor de potencia). A partir de las medidas observadas, se deduce de forma global que el control de tensión es el más crítico, aunque con más de un 40% de margen de seguridad.

Las conclusiones asociadas al estudio de aplicación de la metodología de certificación aplicable a MPEs FVs usando el modelo agregado son las siguientes:

- La comprobación del comportamiento de la potencia activa ante cambios de frecuencia ha puesto de manifiesto que la desviación medida está muy por debajo del requisito del $\pm 5\%$, al menos en un orden de magnitud. En particular, la mayor desviación medida se origina en el MRPFL-O con el 8% del valor límite; la menor se presenta en el MRPF con el 3%. Igualmente, los tiempos relacionados a cumplir están muy por debajo de los requisitos establecidos. En particular, se observa que el tiempo de respuesta en el MRPFL-O con un valor del 8,8% del valor límite se constituye como el más crítico. Sin embargo, el tiempo de activación y de

establecimiento no supera el 0,9 % del valor límite. Similares márgenes de seguridad se alcanzan en los tiempos relacionados con el MRPF.

- La comprobación del comportamiento de la potencia reactiva ha revelado que la desviación medida está por debajo del requisito del $\pm 1,5\%$. En concreto, la mayor desviación medida se produce en el control de factor de potencia con el 55% del valor límite y, la menor desviación medida en el control de potencia reactiva con el 1%. De igual forma, los tiempos relacionados a cumplir están por debajo de los requisitos establecidos. En particular, se detecta que el tiempo t_1 para el control de tensión con un valor del 21% del valor límite se muestra como el más crítico. Sin embargo, los tiempos de estabilización y de establecimiento no superan el 0,4% del valor límite para los respectivos controles de potencia reactiva y factor de potencia.

Las conclusiones asociadas al estudio de contrastación de resultados del modelo agregado frente al modelo detallado para la evaluación de conformidad son las siguientes:

- La aplicabilidad del modelo agregado para el comportamiento de la potencia activa generada ante cambios de frecuencia ha quedado validada. Así, la mayor desviación medida de potencia se presenta en el MRPF-L-O con el 0,08% y la menor desviación medida de potencia en el MRPF donde queda restringida al 0,03%. En relación con los tiempos relacionados a cumplir (a saber, activación, respuesta, t_1 y t_2 , dependiendo del modo) también se verifica una variación muy limitada de tiempos entre los dos modelos. Así, las cuantías de tiempo más discordantes entre los modelos se presentan para los tiempos de respuesta y establecimiento con diferencias de 0,009 s en el MRPF-L-O. Sin embargo, la variación del tiempo de activación para ambos modelos no supera el 0,001 s. Mínimas variaciones de 0,003 s acotan los tiempos relacionados con el MRPF. A partir de los valores medidos, se deduce que el MRPF-L-O es el que origina mayores discrepancias de potencia y tiempo del modelo agregado.
- La aplicabilidad del modelo agregado para el comportamiento de la potencia reactiva generada ha quedado igualmente validada. Así, la mayor desviación media de potencia se origina para el control de factor de potencia con el 0,05% y la menor desviación medida de potencia para el control de potencia reactiva donde queda acotada al 0,01%. En relación con los tiempos relacionados a cumplir (a saber, estabilización, establecimiento, t_1 y t_2 , dependiendo del control) también se verifica

una variación limitada de tiempos entre los dos modelos. Así, las cuantías de tiempos más discordantes entre modelos se producen para los tiempos t_1 y t_2 con una diferencia máxima de 0,36 s en el control de tensión. Esta diferencia, siendo significativa, no obstante, está acotada a un intervalo inferior al valor límite de 1 s. Sin embargo, la variación del tiempo de estabilización (control de potencia reactiva) y de establecimiento (control de factor de potencia) no supera 0,15 s frente a límites de 60 s. A partir de los valores observados, se deduce que el control de tensión es el que origina mayores discrepancias de tiempos del modelo agregado.

- La certificación de MPEs FVs para el comportamiento de la potencia activa y reactiva generada puede ser abordada usando el modelo agregado, computacionalmente mucho más eficiente, puesto que existen diferencias mínimas, y en todo caso muy alejadas de los valores límites, Este mismo resultado puede afirmarse en la evaluación de la mayoría de tiempos involucrados. Solamente debe prestarse especial atención en las discrepancias para los tiempos t_1 y t_2 del modelo agregado puesto que el valor límite de 1 s puede condicionar las diferencias.

Las conclusiones asociadas al estudio de evaluación de la capacidad para emular inercia de un MPE FV son las siguientes:

- La disponibilidad del módulo de emulación de inercia reduce sustancialmente los tiempos asociados a los cambios de potencia en el caso de que la planta no tenga controladores de planta de nivel superior, es decir, que sólo disponga de inversores FVs. Así, para incrementos de frecuencia, en todos los niveles de potencia, se origina una reducción del tiempo de reacción (t_{re}) y de respuesta (t_{rp}) en aproximadamente un 84%. Para reducciones de frecuencia, en aquellos niveles de potencia en los que ha podido ser determinado el tiempo, la reducción sobre las variables anteriores de tiempo está en el intervalo 73—83%.

En el caso del tiempo de establecimiento se verifica que para incrementos de frecuencia se origina un incremento del tiempo en torno al 31 y al 33% y a su vez se origina una reducción del 13%. En el caso de reducciones de potencia se origina una reducción en torno al 73%.

- Para el caso de una planta FV en la que se disponga de inversores FVs y controladores de planta, el módulo de inercia en ambos sistemas se interfiere y produce que el tiempo de respuesta sea mayor con el módulo de inercia que sin él.

Aunque la disponibilidad de los MPEs FVs ha evolucionado en los últimos años, sin las pruebas de certificación de conformidad de requisitos de códigos de red no es posible garantizar que un MPE FV, por un lado, sea capaz de disponer de un recurso de potencia reactiva y, por otro lado, que este recurso pueda estar disponible un cierto tiempo de respuesta. Esto, junto con la capacidad de reducir y aumentar la inyección de potencia activa en caso de aumentos y disminuciones de frecuencia, respectivamente, permite que el MPE FV contribuya al control potencia activa - frecuencia y al control de potencia reactiva - tensión que garantiza la estabilidad de la red. Las altas prestaciones asociadas a los nuevos MPEs FVs deben incluir hasta la emulación de inercia sintética. Por tanto, la metodología de certificación aplicable a MPEs FVs, a partir del empleo del modelo detallado de MPE FV, ha demostrado la posibilidad de que estas unidades FV puedan corresponsabilizarse, junto con las unidades generadoras convencionales, del mantenimiento de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia puesto que todos los requisitos técnicos de códigos de red han sido ampliamente conformados. Este resultado es muy importante para poder hacer una correcta planificación de la red de transporte y tener un modelo de simulación fiable y robusto.

El uso de modelos dinámicos de simulación es una característica novedosa que solo unos pocos países han incluido en sus códigos de red. La presente tesis proporciona la base para usar estos modelos de simulación como parte de la metodología de certificación de nuevos MPEs FVs que se van a conectar a la red. Además, este trabajo cubre en detalle la estructura de trabajo del proceso de certificación, describiendo los principales pasos que se deben seguir para certificar el comportamiento de un MPE FV en particular y comenzar su operación comercial.

Finalmente, se ha demostrado que la capacidad de evaluación de la conformidad de requisitos de red usando el modelo agregado de MPE FV es suficientemente precisa, además de ser más ágil, proveyendo a empresas de certificación y operadores de red de una nueva herramienta que permite certificar parques FVs cada vez más complejos debido a sus mayores potencias y dimensiones.

Una de las líneas de investigación futura está relacionada con la posibilidad de evaluar a través de simulaciones dinámicas el conjunto de todos los requisitos técnicos a nivel de MPE, ya que algunos de ellos, como el requisito de capacidad FRT actualmente se debe evaluar solo a nivel de UGE (inversor). En este sentido, esta última línea futura de trabajo

podría considerarse como la principal limitación de nuestra contribución, y viene dada por el hecho de que el modelo completo de simulación del MPE FV sólo se utiliza para evaluar una serie de requisitos, en lugar de todos; una restricción impuesta por el propio proceso de cumplimiento definido en el código de red. Efectivamente, emplear el modelo de simulación de MPE FV para evaluar todos los requisitos técnicos sería la forma más efectiva de conocer el comportamiento de las centrales FV en el PCC; por lo tanto, el uso de este modelo dinámico completo para realizar todas las simulaciones se perfila como una posible nueva especificación que se incluirá en futuras ediciones del código de red.

En este contexto, una de las líneas de investigación futura está relacionada con la aplicación de metodología de evaluación de conformidad para huecos de tensión a partir de la aplicación de simulación dinámica al conjunto del MPE FV. Adicionalmente, se puede plantear la posibilidad de que todos los requisitos se evalúen a nivel de MPE FV y no a nivel de UGE.

Esta línea de investigación futura debería estructurarse de la siguiente forma. El primer paso debe ser la reformulación de los requisitos definidos en la metodología para que la evaluación de conformidad sea a nivel de MPE FV. La segunda acción deber ser el planteamiento de la evaluación de conformidad del MPE FV por simulación dinámica incluyendo todos los requisitos definidos. Por último, se debe avanzar en la inclusión del uso del modelo avanzado agregado para los requisitos evaluados a nivel de MPE FV detallado.

1.6. CONCLUSIONS AND FUTURE RESEARCH LINES

The work of this present thesis is intended to contribute to the development of a new certification methodology applicable to MPE FVs that permits the evaluation of compliance with the technical requirements of the grid code established in Spain, in order to guarantee the stability, safety and operation standards of the electrical power system. This principal contribution will be set out progressively through different partial aims. First, the thesis is dedicated to defining a certification methodology applicable to MPE FVs based on the existing methodologies of the European regulations transposed at Spanish level. In the next step, the investigation focuses on the proposal of a detailed simulation model of an MPE FV that allows us to verify that the behavior of the model complies with the technical requirements established in the grid code. Finally, the conclusion of the study shows that the proposal of the advanced aggregated model of MPE FV allows the behavior of the MPE FV to be verified in a simple and efficient manner, following the grid code requirements and allowing for the comparison with the results obtained in the detailed model.

This study was performed using the DIgSILENT PowerFactory software as the programming tool to implement the proposed methodology in a base case of a PV power plant located in Spain.

In the context of the development of the certification methodology applicable to MPE PVs, the study of the validated standards developed at the European level and their transposition at Spanish level identifies and evaluates the existence of different certification methodologies for MGEs, with different levels of requirements. Additionally, in the Spanish case, the analysis reveals the existence of different ways to verify compliance with the grid code requirements. The methodology proposed for this study draws on these regulations, identifying and categorizing each technical requirement applicable to UGE/CAMGE or MPE. At this time, the requirements to be evaluated are: i) limited power control with over frequency, ii) limited power control with under frequency, iii) power control with frequency change, iv) active power control, v) reactive power control, vi) inertia emulation, vii) fault ride through behavior, viii) high voltage ride through, and ix) damping power oscillations.

In the development of the detailed MPE PV model, each of the elements included in the model was defined, with these elements being implemented in the DIgSILENT PowerFactory software for a base case of an actual PV power plant installed in Spain. With this tool, it was possible to apply the proposed methodology to the base case for the compliance evaluation of the different grid code requirements.

Finally, in the development of the aggregated model of the MPE FV, the detailed model of MPE FV was modified, proposing an aggregated methodology of components for this model that substantially reduces the topological complexity of the MPE FV. This proposal reduces the complexity of the computational implementation, as well as decreasing the associated simulation times. Again, through the application of this certification methodology for MPE FVs, compliance with the technical requirements of this advanced model was evaluated. The subsequent comparison of the results between the aggregated and detailed models focuses on the evaluation of the errors found and on verifying that these errors are within the limits of the methodology proposed.

In the next step, we consider the principal conclusions obtained from the results presented in this doctoral thesis. These conclusions associated with the study of the certification methodology applicable for MPE PVs for the detailed model are as follows:

- Active power generation during frequency changes including the MRPFL-O, MRPFL-U and MRPF modes confirms that the power active deviation is well below the requirement of $\pm 5\%$, at least in an order of magnitude. The greatest deviation is in the MRPFL-O mode, achieving 9% of the limit value. The lowest deviation is found in the MRPF mode, with a deviation of 2% of the limit value. Time evaluation t_1 and t_2 show us that the values are well below the limits. In these results, the nearest value to the limit is the response time with a value of 9.2% of the limit for the MRPFL-O model. Nevertheless, activation and time measurements are not as high as 0.9% of the limit value established. Similar safety margins are observed in the times for the MRPF mode. With the results obtained, we can state that the most critical value is for MRPFL-O but with a high safety margin.
- The verification of reactive power generated includes voltage controls, reactive power and power factors, which showed that the measured deviations of the reactive power are below the requirements of $\pm 1.5\%$. The largest deviation is

found in the power factor control, which achieved 51% of the limit value, and the lowest deviation is for the reactive power control, where the deviation is 2% of the limit value. The time evaluation results showed that establishing and stabilizing times t_1 and t_2 are within the limits. In particular, for t_1 , the value is nearest to the limit with a 57% of the limit value for the voltage control. Nevertheless, stabilizing and establishing times are no higher than 0.3% of the limit value for power reactive and power factor control. With these results, we can state that, globally, the voltage control is the most critical, but with a 40% safety margin.

The conclusions obtained from this study of certification methodology for MPE FVs using the aggregated model are as follows:

- Active power generation during frequency changes show that the measured deviations are well below the requirements of $\pm 5\%$, at least in an order of magnitude. In particular, the greatest deviation measured is during the MRPFL-O with 8% of the limit value, with lower deviations found during MRPF with 3% of the limit value. Similarly, the times measured are well below the limits established. In particular, the response time of MRPFL-O has a value of 8.8% of the limit value and is the most critical. Nevertheless, the activating and establishing time are no greater than 0.9% of the limit value. Similar safety margins are reached for the times related to MRPF.
- The verification of reactive power generated includes voltage controls, reactive power and power factor, showing that the measured deviations of reactive power are below the requirements of $\pm 1.5\%$. The greatest deviation is found in the power factor control, which reaches 55% of the limit value, and the lowest deviation is for the reactive power control, where the deviation is limited to 1% of the limit value. The time evaluation results showed that establishing and stabilizing times t_1 and t_2 are within the limits. In particular, for t_1 , the nearest value to the limit is 21% of the limit value for the voltage control. Nevertheless, the stabilizing and establishing times are no greater than 0.4% of the limit value for reactive power and power factor control.

The conclusions obtained from results of the comparative study of the aggregated model and the detailed mode are as follows:

- Active power generation due to change of frequency was validated. The greatest deviations measured due to frequency change are found in the MRPF-L-O mode, with 0.08% of the limit value and the lowest deviation was recorded in the MRPF mode with a result of 0.03% of the limit value. The time evaluation results showed that establishing and stabilizing times t_1 and t_2 are similar in both models. The greatest deviations are found in the response and establishing times with differences of 0.009 s in the MRPF-L-O mode. Nevertheless, the active time variation for both models is no greater than 0.001 s. Minimum variations of 0.003 s are found in the times related to the MRPF mode. With the results obtained, we can state that the MRPF-L-O mode obtained the greatest deviation between the detailed and aggregated models.
- The verification of reactive power generated in both models was validated. The greatest power deviation levels found are for the power factor control with 0.05%, and the lowest deviations measured for reactive power control are limited to 0.01%. The time evaluation showed that the deviation is limited, with the maximum time deviation being 0.36 s in the voltage control, This difference is within the lower limit of the limit value of 1 s. Nevertheless, the stabilization time for the reactive power control and power factor control is no more than 0.15 s, where the limit is 60 s. With these times obtained, we can affirm that the voltage control is the mode with the largest biggest differences between the detailed and aggregated models.
- MPE FV certification for the active and reactive power generated can be performed using the aggregated model with more efficient computational work, as the differences are minimal and far from the limit values. The same results can be affirmed for the evaluation of the time records. Only differences between t_1 and t_2 of the aggregated model of 1s can produce these differences.

The conclusions obtained from the inertia simulation study of the MPE FV are:

- Implementation of the inertia module substantially reduces the times associated with the power changes when the evaluation is performed at inverter level. For a frequency increase in all the power levels, the times obtained are

reduced by 84%. For frequency reductions in the power for which the time can be evaluated, the time is reduced by between 73-83%.

For the establishing time, it is verified that for frequency increases, a rise of around 31 and 33% is recorded and a reduction of 13% is generated. In the power reductions, a decrease of 73% is recorded

- When the evaluation is performed on the inverter and power plant controller, the combined results obtained show that the response time is greater with the inertia module operative, as both controls create a delay in the response time.

Although the availability of MPE FVs has evolved in recent years, without the certification compliance evaluation for the grid code requirements, it is not possible guarantee that the MPE FV, on the one hand, may be the primary resource of reactive power and, on the other, that this resource can be available during a certain response time. This capacity to reduce and increase the active power generation during increases and reductions of frequency, respectively, show that the MPE FV contributes to the active power-frequency control and the reactive power-voltage control that guarantees grid stability. High capabilities associated with the new MEP FVS will include synthetic inertia simulation. Thus, the applied certification methodology for MPEs FV with the detailed model MPE FV tool evidenced the possibility that the FV units can, with the conventional generating units, maintain the stability of the electric power system, because the grid code requirements are complied with. These results are of great importance important for the correct planning of the transmission network and to have a robust and reliable simulation model.

The use of dynamic models is a novel characteristic that only a few countries have implemented in their grid code requirements. The present thesis provides the basis to use these simulation models in the certification methodology of MPE FVs to be connected to the grid. Additionally, this study covers in detail the work structure of the certification process, describing the principal steps to be followed for the certification of the MPE FV in particular and to start their commercial operation.

Finally, one of the future research lines will be related to the possibility of conducting the evaluation through dynamic simulations for MPE for all the technical requirements, as some of these requirements are evaluated at UGE level, as, for example, the FRT requirements. In this sense, this latter research line could be considered the principal limitation of our contribution, which arose because the complete model of the MPE FV simulation was only used for the evaluation of some of the grid code requirements instead of all of them. This restriction is defined by the compliance procedure included in the grid code. Indeed, using the simulation model of the MPE FV for the evaluation of all the technical requirements would be the more effective method to determine the behavior of the PV power plants at the Power Connection Point. Thus, the use of this complete dynamic model to conduct the simulations will be a new specification to be included in future grid codes.

In this context, one of the future research lines is related to the application of the compliance evaluation methodology for FRT with a dynamic simulation of the MPE FV. Additionally, we could propose the possibility that all the requirements be evaluated at MPE FV level and not at UGE level.

This future research line should be organized in the same manner. The first step would be the reformulation of the requirements defined in the methodology for the compliance evaluation at MPE FV level. The second action would be to evaluate all the requirements defined using dynamic simulation. Finally, the use of the aggregated model for the evaluation of all the requirements at MPE FV level is of great importance.

COMPENDIO DE TRABAJOS PUBLICADOS

COMPENDIO DE TRABAJOS PUBLICADOS

La presente tesis doctoral cumple el requisito establecido en el artículo 25 del Reglamento de los Estudios de Doctorado de la Universidad de Jaén (modificado por el Consejo de Gobierno de la Universidad de Jaén de fecha 18 de febrero de 2019) para ser presentada como conjunto de trabajos publicados en el que son necesarios al menos dos artículos publicados o aceptados, o capítulos de libro, o un libro, debiendo ser el doctorando o doctoranda el primer autor en al menos uno de ellos según unos criterios mínimos de calidad establecidos por la Comisión Nacional Evaluadora de la Actividad Investigadora (CNEAI).

Durante el desarrollo de esta tesis se han generado dos artículos, ya aceptados, que se encuentran incluidos dentro de la alta relevancia (segundo cuartil) del *Web of Science (WOS): Journal Citation Report (JCR)*. En ambos artículos el doctorando es el primer autor. Además, se ha generado un tercer artículo que está bajo revisión para una revista de WO-JCR de primer cuartil.

1.7. ARTÍCULOS PUBLICADOS

1.7.1. *Evaluation of the latest Spanish grid code requirements from a PV power plant perspective*

Miguel Martínez-Lavín, Raquel Villena-Ruiz, Andrés Honrubia-Escribano, Jesús C. Hernández, Emilio Gómez-Lázaro. “Evaluation of the latest Spanish grid code requirements from a PV power plant perspective”, Energy Reports, 2022, vol. 8, pp. 8589–8604.

Estado / Status: Aceptado / Accepted

Índice de impacto / Impact factor: 4,937

Categoría / Category: ENERGY AND FUELS

Ranking (2021): 58/119 (T2/Q2)

Índice de citas / Citation index: WOS: 1; Scopus: 1; Google Scholar: 1

1.7.2. *Proposal for an aggregated solar PV power plant simulation model for grid code compliance*

Miguel Martínez-Lavín, Raquel Villena-Ruiz, Andrés Honrubia-Escribano, Jesús C. Hernández, Emilio Gómez-Lázaro. “Proposal for an aggregated solar PV power plant simulation model for grid code compliance”, Electric Power Systems Research, 2022, vol. 213, pp. 108676.

Estado / Status: Aceptado / Accepted

Índice de impacto / Impact factor: 3,818

Categoría / Category: ENGINEERING, ELECTRICAL AND ELECTRONIC

Ranking (2021): 97/278 (T2/Q2)

Índice de citas / Citation index: WOS: 0; Scopus: 0; Google Scholar: 0

1.8. ARTÍCULOS BAJO REVISIÓN

1.8.1. *Assessment of the synthetic inertial response of an actual solar PV power plant*

Miguel Martínez-Lavín, Raquel Villena-Ruiz, Andrés Honrubia-Escribano, Jesús C. Hernández, Emilio Gómez-Lázaro “Assessment of the synthetic inertial response of an actual solar PV power plant”, Applied Energy, 2022 to be evaluated, APEN-D-22-11876,

Estado / Status: Enviado

Índice de impacto / Impact factor: 11,446

Categoría / Category: ENERGY AND FUELS

Ranking (2021): 16/120 (T1/Q1)

Índice de citas / Citation index: WOS: 0; Scopus: 0; Google Scholar: 0

1.9. REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme, Snapshot of Global FV Markets., Tech. rep., International Energy Agency (2021).
- [2] Red Eléctrica de España, El sistema eléctrico español. Avance 2020. Por un futuro renovado, un presente renovable., Tech. rep., Red Eléctrica de España (2020).
- [3] R. Fernández-González, E. Arce, D. Garza-Gil, How political decisions affect the economy of a sector: The example of photovoltaic energy in Spain, *Energy Reports* 7 (2021) 2940–2949.
- [4] M. Noussan, S. Tagliapietra, The effect of digitalization in the energy consumption of passenger transport: An analysis of future scenarios for Europe, *Journal of Cleaner Production* 258 (2020) 120926.
- [5] H. Zsiborács, G. Pintér, A. Vincze, Z. Birkner, N. H. Baranyai, Grid balancing challenges illustrated by two European examples: Interactions of electric grids, photovoltaic power generation, energy storage and power generation forecasting, *Energy Reports* 7 (2021) 3805–3818.
- [6] R. Villena-Ruiz, A. Honrubia-Escribano, J. Fortmann, E. Gómez-Lázaro, Field validation of a standard Type 3 wind turbine model implemented in DIgSILENT-PowerFactory following IEC 61400-27-1 guidelines, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 116 (2020) 105553.
- [7] J. de la Casa-Hernández, P. García-Bueno, F. Sánchez-Sutil, Enhanced utility-scale photovoltaic units with frequency support functions and dynamic grid support for transmission systems, *IET Renewable Power Generation* 11 (3) (2017) 361–372.
- [8] Z. Zhang, E. Du, F. Teng, N. Zhang, C.Kang, Modeling frequency dynamics in unit commitment with a high share of renewable energy, *IEEE Transactions on Power Systems* 35 (6) (2020) 4383–4395.

- [9] M. Basu, V.R. Mahindara, J. Kim, E. Muljadi, Effect of high penetrated reactive power support based inverter-based-resources on the power stability of microgrid distribution system during faults, in: 2020 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, IEEE, 2020, pp. 1–4.
- [10] F. Jiménez-Buendía, R. Villena-Ruiz, A. Honrubia-Escribano, A. Molina-García, E. Gómez-Lázaro, Submission of a WECC DFIG wind turbine model to Spanish operation procedure 12.3, *Energies* 12 (19) (2019) 3749.
- [11] R. Villena-Ruiz, F. Jiménez-Buendía, A. Honrubia-Escribano, A. Molina-García, E. Gómez-Lázaro, Compliance of a Generic Type 3 WT Model with the Spanish Grid Code, *Energies* 12 (9) (2019) 1631.
- [12] MD.K. Hossain, M.H. Ali, Low voltage ride through capability enhancement of grid connected FV system by SDBR, in: 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition, IEEE, 2014, pp. 1–5. 815.
- [13] S.I. Nanou, S.A. Papathanassiou, Modeling of a FV system with grid code compatibility, *Electric Power Systems Research* 116 (2014) 301–310.
- [14] O. P. Mahela, A.G. Shaik, N. Gupta, M. Khosravy, B. Khan, H. Alhelou, H. Hassan S. Padmanaban, Recognition of power quality issues associated with grid integrated solar photovoltaic plant in experimental framework, *IEEE Systems Journal*.
- [15] U. Akram, M. Nadarajah, R. Shah, F. Milano, A review on rapid responsive energy storage technologies for frequency regulation in modern power systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 120 (2020) 109626.
- [16] Z. Zhang, E. Du, F. Teng, N. Zhang, C. Kang, Chongqing, Modeling frequency dynamics in unit commitment with a high share of renewable energy, *IEEE Transactions on Power Systems* 35 (6) (2020) 4383–4395.
- [17] F. F. Amigue, S. N. Essiane, S. P. Ngoff e, G. A. Ondo, G. M. Mengounou, P. N. Nna, Optimal integration of photovoltaic power into the electricity network using Slime mould algorithms: Application to the interconnected grid in North Cameroon, *Energy Reports* 7 (2021) 6292–6307.

-
- [18] R. Villena-Ruiz, F. Jiménez-Buendía, A. Honrubia-Escribano, A. Molina-García, E. Gómez-Lázaro, Requirements for Validation of Dynamic Wind Turbine Models: An International Grid Code Review, *Electronics* 9 (10) (2020) 1707.
- [19] European Commission, COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators., Tech. rep., European Commission (2016).
- [20] A. Q. Al-Shetwi, M. Hannan, K. P. Jern, M. Mansur, T. Mahlia, Grid-connected renewable energy sources: Review of the recent integration requirements and control methods, *Journal of Cleaner Production* 253 (2020) 119831.
- [21] T. Degner, G. Arnold, M. Braun, D. Geibel, W. Heckmann, R. Bründlinger, Utility-scale FV systems: grid connection requirements, test procedures and European harmonisation, *Photovoltaics International* (2009) 132–136.
- [22] Y. Yang, P. Enjeti, F. Blaabjerg, H. Wang, Huai, Wide-scale adoption of photovoltaic energy: Grid code modifications are explored in the distribution grid, *IEEE Industry Applications Magazine* 21 (5) (2015) 21–31.
- [23] A. Honrubia-Escribano, T. García-Sánchez, E. Gómez-Lázaro, Emilio and E. Muljadi, A. Molina-García, Power quality surveys of photovoltaic power plants: characterisation and analysis of grid-code requirements, *IET Renewable Power Generation* 9 (5) (2015) 466–473.
- [24] Red Eléctrica de España, Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631, Tech. rep., Red Eléctrica de España, Noviembre 2020 .
- [25] Red Eléctrica de España, Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631, Tech. rep., Red Eléctrica de España, Julio 2021 .
- [26] Procedimiento operativo 12.2. Instalaciones de generación y de demanda: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento, puesta en servicio y seguridad. Octubre 2018.
-

- [27] R. Villena-Ruiz, F. Jiménez-Buendía, A. Honrubia-Escribano, A. Molina-García, E. Gómez-Lázaro, Compliance of a Generic Type 3 WT Model with the Spanish Grid Code, *Energies* 12 (9) (2019) 1631.
- [28] P. Chirapongsananurak, N. Hoonchareon, Grid code for FV integration in distribution circuits considering overvoltage and voltage variation, in: *TENCON 2017-2017 IEEE Region 10 Conference*, IEEE, 2017, pp. 1936–1941.
- [29] H.M. Hasanien, An adaptive control strategy for low voltage ride through capability enhancement of grid-connected photovoltaic power plants, *IEEE Transactions on power systems* 31 (4) (2015) 3230–3237.
- [30] M. Tarafdar Hagh, T. Khalili, A review of fault ride through of FV and wind renewable energies in grid codes, *International Journal of Energy Research* 43 (4) (2019) 1342–1356.
- [31] A.Q. Al-Shetwi, M.Z. Sujod, F. Blaabjerg, Y. Yang, Fault ride-through control of grid-connected photovoltaic power plants: A review, *Solar Energy* 180.
- [32] A. Rey-Boúe, N.F. Guerrero-Rodríguez, J. Stöckl, Johannes, T. Strasser I, Modeling and design of the vector control for a three-phase single-stage grid-connected FV system with LVRT capability according to the Spanish grid code, *Energies* 12 (15) (2019) 2899.
- [33] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, O. Gomis-Bellmunt, Active and reactive power control of a FV generator for grid code compliance, *energies* 12 (20) (2019) 3872.
- [34] A. Q. Al-Shetwi, M. Z. Sujod, Grid-connected photovoltaic power plants: A review of the recent integration requirements in modern grid codes, *International Journal of Energy Research* 42 (5) (2018) 1849–1865.
- [35] D. Ghaderi, G. Bayrak, J.M. Guerrero, Grid code compatibility and real-time performance analysis of an efficient inverter topology for FV-based microgrid applications, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 128 (2021) 106712.
- [36] G. Bayrak, D. Ertekin, H. Haes Alhelou, P. Siano, A Real-Time Energy Management System Design for a Developed FV-Based Distributed Generator Considering the Grid Code Requirements in Turkey, *Energies* 14 (20) (2021) 6684.

-
- [37] S. Farah, J. Boland, Time series model for real-time forecasting of Australian photovoltaic solar farms power output, *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 13 (4) (2021) 046102.
- [38] S. H. Bandaru, V. Becerra, S. Khanna, H. Espargilliere, L.T. Sevilla, J. Radulovic, D. Hutchinson, R. Khusainov, A General Framework for MultiCriteria Based Feasibility Studies for Solar Energy Projects: Application to A Real-World Solar Farm, *Energies* 14 (8) (2021) 2204. 870
- [39] A. S. Saidi, Impact of large photovoltaic power penetration on the voltage regulation and dynamic performance of the Tunisian power system, *Energy Exploration & Exploitation* 38 (5) (2020) 1774–1809.
- [40] W. Yongchareon, S. Thongthew, P. Junchareon, Photovoltaic forecasting model in Thailand: case study solar farm at Nakhon Ratchasima province, in: *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, Vol. 1137, IOP Publishing, 2021, p. 012068.
- [41] S. Das, Short term forecasting of solar radiation and power output of 89.6 kWp solar FV power plant, *Materials Today: Proceedings* 39 (2021) 1959–1969.
- [42] S. Das, Short term forecasting of solar radiation and power output of 89.6 kWp solar FV power plant, *Materials Today: Proceedings* 39 (2021) 1959–1969.
- [43] N. Ahmed, A.N. Khan, N. Ahmed, A. Aslam, K. Imran, M.B. Sajid, A.Waqas, Techno-economic potential assessment of mega scale grid-connected FV power plant in five climate zones of Pakistan, *Energy Conversion and Management* 237 (2021) 114097.
- [44] E. B. Agyekum, Techno-economic comparative analysis of solar photovoltaic power systems with and without storage systems in three different climatic regions, Ghana, *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 43 (2021) 100906.
- [45] REGLAMENTO (UE) 2016/1388 DE LA COMISIÓN de 17 de agosto de 2016 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda.

- [46] REGLAMENTO (UE) 2016/1447 DE LA COMISIÓN de 26 de agosto de 2016 por el que establece un código de red sobre requisitos de conexión a la red de sistemas de alta tensión en corriente continua y módulos de parque eléctrico conectados en corriente continua.
- [47] Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- [48] Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.