



**UNIVERSIDAD DE JAÉN**

---

**Escuela de Doctorado**

**UNIVERSIDAD DE JAÉN**

**ESCUELA POLITÉCNICA  
SUPERIOR DE JAÉN**

**DEPARTAMENTO DE  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

## **TESIS DOCTORAL**

**Contribución al desarrollo tecnológico de los sistemas  
fotovoltaicos de escala de red para la mejora de la  
estabilidad del sistema eléctrico de potencia**

**Pedro Gómez Bueno**

**Director: Dr. Jesús de la Casa Hernández**

**Jaén, 2021**



**UNIVERSIDAD DE JAÉN**

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN**



**TESIS DOCTORAL**

**Contribución al desarrollo tecnológico de los sistemas  
fotovoltaicos de escala de red para la mejora de la  
estabilidad del sistema eléctrico de potencia**

**Pedro Gómez Bueno**

**Director de la Tesis**

**Fdo. Dr. Jesús de la Casa Hernández**  
*Profesor Titular de Universidad*



# UNIVERSIDAD DE JAÉN

## ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN



### TESIS DOCTORAL

## Contribución al desarrollo tecnológico de los sistemas fotovoltaicos de escala de red para la mejora de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia

**Pedro Gómez Bueno**

El acto de defensa y lectura de Tesis se celebra el día        de        de 2021 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.

*Titular de Universidad*

*Titular de Universidad*

*Titular de Universidad*



**UNIVERSIDAD DE JAÉN**

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN**



**TESIS DOCTORAL**

**Contribución al desarrollo tecnológico de los sistemas  
fotovoltaicos de escala de red para la mejora de la  
estabilidad del sistema eléctrico de potencia**

**Pedro Gómez Bueno**

**Director de Tesis:**

**Jesús de la Casa Hernández**

Profesor Titular de Universidad (Universidad de Jaén)

**TRIBUNAL EVALUADOR**

**Presidente:** Dr.

**Secretario:** Dr.

**Vocal 1º:** Dr.

**Jaén, 2021**





# AGRADECIMIENTOS

---

*“Un cinturón negro es un cinturón blanco que no se ha rendido”*

*Una expresión que escuchamos con frecuencia los que practicamos artes marciales que nos recuerda que cada nivel superado, sólo es un paso más para seguir disfrutando del camino, desde la humildad de cuando lo iniciamos y sin preocuparnos por el destino.*

*Nunca imaginé que volvería a sentir algo parecido cuando mi padre me animó a continuar estudiando, a embarcarme en la aventura de hacer un doctorado. Siempre serán insuficientes las palabras que pueda dedicarle a mis padres para agradecer el privilegio de ser su hijo, por lo que en esta ocasión bastará con agradecer su ánimo y confianza para conseguirlo.*

*Es imposible no sentirse como un cinturón blanco cuando compartes tu proyecto con profesores como Jesús de la Casa, cuya experiencia y constancia son un claro ejemplo de lo que se requiere para ser investigador y, en especial, agradecerle su paciencia para guiarme y animarme en estos últimos años, que han sido en cierta medida más complicados de lo que hubiera podido imaginar. También junto al profesor Francisco Sánchez, cuya dedicación es digna de admiración, gracias a su apoyo que ha permitido seguir avanzando.*

*En general, debo dar gracias a todos los profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica y del departamento de Ingeniería Electrónica y Automática de la Escuela Politécnica Superior de Jaén. Me han acogido siempre “como uno más de la familia” y he disfrutado enormemente de esos encuentros casuales por la universidad, recordando los buenos tiempos pasados. Mencionar también al profesor Eulogio Castro y colaboradores en la Escuela de Doctorado que tanto me han ayudado y facilitado las gestiones necesarias para poder realizar esta tesis en coordinación con mi trabajo a distancia.*

*Por último, incluir a todos mis amigos, familiares, compañeros del CECOEL, compañeros del dojo, etc. todos aquellos que alguna vez han conseguido levantarme para seguir recorriendo este arduo camino. Sus bromas y sus ánimos han sido imprescindibles para tener presente que no debo rendirme, que lo realmente difícil es continuar, con la misma pasión y entusiasmo que la de un cinturón blanco.*

*Gracias de corazón*



## RESUMEN

Las centrales de generación convencional que funcionan en base a máquinas síncronas están siendo gradualmente reemplazadas por sistemas de generación renovable, en gran medida con tecnología solar fotovoltaica. Para el sistema eléctrico de potencia este cambio supone una reducción de la inercia por la falta de apoyo dinámico de red que la tecnología fotovoltaica no proporciona. Esta reducción involucra un impacto negativo en la respuesta transitoria del sistema eléctrico de potencia bajo situaciones de contingencia crítica.

En esta tesis doctoral se analiza la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia representativo bajo escenarios reales de demanda y operando con una elevada integración de sistemas de generación fotovoltaicos. En primer lugar, se lleva a cabo un análisis de estabilidad de pequeña señal, para calcular los autovalores del sistema eléctrico, que permite identificar los modos críticos del sistema. A continuación, los resultados de este análisis se extienden para efectuar simulaciones transitorias del sistema eléctrico de potencia cuando es sometido a situaciones de contingencia crítica.

Para acometer los análisis previos se ha diseñado un modelo de unidad fotovoltaica de escala de red en el entorno abierto de programación *MATLAB/Simulink*. Este modelo se basa en el modelo genérico de *Western Electricity Coordinating Council* (WECC), además de mejorarlo, dado que es apropiado para efectuar estudios transitorios electromecánicos. El modelo diseñado incluye el generador fotovoltaico, el convertidor de corriente continua y los sistemas de control asociados.

A continuación, se ha diseñado un modelo mejorado de unidad fotovoltaica de escala de red que incluye un sistema híbrido de almacenamiento de energía. La funcionalidad principal, de este modelo mejorado, es poder proporcionar simultáneamente funciones de control primario de frecuencia y apoyo dinámico de red. El control primario de frecuencia aborda dos modos de respuesta, respuesta de caída (alcanzada por la operación en modo sensible de frecuencia) y respuesta inercial.

Para conseguir ambas funciones de apoyo, se ha diseñado un algoritmo de control tensión-frecuencia que coordina el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia del generador

fotovoltaico, el algoritmo de control del sistema híbrido de almacenamiento de energía y el algoritmo de control del inversor. El diseño de algoritmo requiere, en primer lugar, determinar el dimensionado del sistema híbrido de almacenamiento de energía, según la normativa vigente y, utilizando datos históricos de frecuencia, permite disponer de energía suficiente para la provisión de control primario de frecuencia. A continuación, se obtienen resultados de estabilidad transitoria, en un modelo representativo de sistema eléctrico de potencia en diversos escenarios, que permiten verificar el comportamiento mejorado del modelo avanzado.

Estos resultados han demostrado como las unidades fotovoltaicas mejoradas de escala de red permiten compartir las responsabilidades de control primario con los generadores convencionales. Se observa que los factores más importantes que impactan sobre la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, ya sean positivos o negativos, han sido el criterio elegido de despacho de unidades generadoras y las estrategias de control/protección diseñadas durante los huecos de tensión.

# ABSTRACT

---

## ABSTRACT

Conventional power plants that run on synchronous machines are gradually being replaced by renewable generation systems, largely with photovoltaic (PV) solar technology. For the electric power systems, this change implies a reduction in inertia since PV technology does not provide dynamic grid support. This reduction negatively influences the transient response of an electric power system under critical contingency situations.

In this doctoral thesis, the stability of a representative electric power system with a high integration of PV systems under real demand scenarios was analyzed. First, a small signal stability analysis was carried out to compute the eigenvalues of the power system, which identify the critical modes of the system. The results of this analysis were then extended to carry out transient simulations of the electric power system when subjected to critical contingency situations.

To carry out the previous analyses, a model of a utility-scale PV unit (USPVU) was designed in the open MATLAB / Simulink programming environment. This model is based on the Western Electricity Coordinating Council (WECC) generic model with additional improvements/modifications, since it is suitable for conducting electromechanical transient studies. The designed model covers the models of the PV generator, DC-DC converter, and the associated control systems.

Afterwards, a model of a USPVU enhanced with an embedded hybrid energy storage system (HESS) was designed. The main goal of this model is the simultaneous provision of primary frequency control and dynamic grid support. The primary frequency control includes both droop response (achieved by the frequency sensitive mode (FSM) operation) and inertial response (IR). To obtain both grid support functions, this research designs a suitable voltage and frequency (V-f) control algorithm that coordinates the PV maximum power point tracking of the generator, the control algorithm of the HESS, and the inverter control algorithm.

With the designed algorithm, firstly the HESS sizing according to current regulations and, using historical frequency data, is determined, allowing sufficient energy to be available for the provision of primary frequency control. Then, transient stability results are obtained in a

representative model of the electric power system in various scenarios, which verifies the improved behavior of the advanced model.

The results show that the enhanced model shares primary frequency control responsibilities with the conventional generation. The most critical factors pertaining to the impact of USPVUs on stability are the unit commitment and dispatch strategy and the protection/control strategy during voltage swell and dip events.

## ÍNDICE:

RESUMEN.....	11
ABSTRACT .....	13
1. MEMORIA .....	17
<b>1.1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>17</b>
<b>1.2. JUSTIFICACIÓN.....</b>	<b>23</b>
<b>1.3. OBJETIVOS.....</b>	<b>27</b>
<b>1.4. RESULTADOS OBTENIDOS .....</b>	<b>29</b>
<i>1.4.1. Primer objetivo específico.....</i>	<i>29</i>
<i>1.4.2. Segundo objetivo específico.....</i>	<i>33</i>
<i>1.4.3. Tercer objetivo específico.....</i>	<i>37</i>
<i>1.4.4. Cuarto objetivo específico.....</i>	<i>41</i>
<b>1.5. CONCLUSIONES .....</b>	<b>45</b>
<b>1.6. CONCLUSIONS AND FUTURE RESEARCH LINES.....</b>	<b>49</b>
<b>1.7. REFERENCIAS .....</b>	<b>53</b>
<i>1.7.1. Stability assessment for transmission systems with large utility-             scale PV units Small-signal stability.....</i>	<i>53</i>
<i>1.7.2. Enhanced utility-scale photovoltaic units with frequency support             functions and dynamic grid support for transmission systems.....</i>	<i>56</i>
2. COMPENDIO DE TRABAJOS PUBLICADOS.....	61
<b>2.1. ARTÍCULOS PUBLICADOS .....</b>	<b>62</b>
<i>2.1.1. Stability assessment for transmission systems with large utility-             scale PV units Small-signal stability.....</i>	<i>62</i>
<i>2.1.2. Enhanced utility-scale photovoltaic units with frequency support             functions and dynamic grid support for transmission systems.....</i>	<i>63</i>
<b>2.2. CONGRESOS/CONFERENCIAS INTERNACIONALES.....</b>	<b>64</b>
<i>2.2.1. Large photovoltaic systems providing frequency containment             reserves.....</i>	<i>64</i>





# MEMORIA

---

## 1. MEMORIA

### 1.1. INTRODUCCIÓN

Los compromisos internacionales adquiridos en la Cumbre de París de 2015, para mitigar el cambio climático, obligan a los distintos países a realizar una profunda transformación energética basada en una serie de medidas entre las que destaca la sustitución de fuentes fósiles por fuentes renovables. En base a estos compromisos internacionales, la Comisión Europea presentó a finales de noviembre de 2016, bajo el nombre de “Energía Limpia para todos los europeos”, una serie de propuestas orientadas a alcanzar los objetivos climáticos europeos en 2030 que actualizó en 2018 con el fin de alcanzar una economía climáticamente neutra en 2050.

Como ejemplo de esta transición energética, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) elaborado en España para contribuir a las propuestas de la Comisión Europea, establece entre otros objetivos, que las fuentes renovables producirán el 74 % de la energía eléctrica en el 2030, lo que supone prácticamente doblar su cuota del 40 % registrada en el 2018. Este crecimiento de generación renovable estará liderado principalmente por fuentes no gestionables, como la tecnología eólica que alcanzará los 50 GW en 2030 (+ 114 %) y la tecnología solar fotovoltaica con 37 GW en el mismo año (+ 683 %).

Transformar el sistema eléctrico de potencia convencional hacia un sistema dominado por tecnologías renovables no gestionables conlleva una serie de retos motivados por: la variabilidad de la producción renovable e incertidumbre en la predicción; el comportamiento ante perturbaciones en el sistema eléctrico; la contribución de la generación renovable a los servicios

auxiliares del sistema; la gestión de situaciones de excedentes de generación no integrables en el sistema, etc. En relación con los servicios auxiliares del sistema eléctrico, hay que destacar que estos servicios son los que aseguran un suministro estable de potencia eléctrica, manteniendo la frecuencia y la tensión dentro de unos límites viables, mediante continuas correcciones en sus elementos.

Un aspecto importante a considerar en la estabilidad del sistema eléctrico de potencia es su reserva operativa, reserva ésta que es proporcionada por la inercia de las masas en rotación de los generadores eléctricos conectados. Debido a la energía cinética de rotación, los generadores síncronos de las centrales eléctricas son capaces de estabilizar un fallo de energía a corto plazo. Los módulos de generación síncronos tienen la capacidad inherente de resistir o ralentizar las variaciones de frecuencia. En relación con el impacto de tecnologías renovables, y en particular de los sistemas fotovoltaicos, se percibe una reducción de la inercia y una carencia de amortiguamiento del sistema eléctrico de potencia [1] cuando éste experimenta una contingencia crítica, es decir, cuando su respuesta transitoria se muestra debilitada y más vulnerable. Por consiguiente, se deben adoptar medidas correctoras para evitar una mayor derivada de la frecuencia en períodos de producción elevada a partir de tecnologías renovables. En el caso de la tecnología fotovoltaica, que no contribuye de forma natural a la inercia del sistema eléctrico de potencia, introducir la emulación de inercia es una medida que facilitará una mayor expansión de esta fuente de energía renovable.

Generalmente, los sistemas fotovoltaicos se instalaban en redes de tensión baja, es decir, a nivel de distribución. No obstante, han ido surgiendo proyectos de mayor tamaño que conectan grandes agrupaciones de módulos fotovoltaicos, de potencia considerable, a la red de transporte. Así, hoy en día ya existen numerosas plantas fotovoltaicas de escala de red instaladas en países como India, China, Estados Unidos, Alemania, Italia y España [2]. Como consecuencia, estos países están desarrollando y estableciendo nuevos servicios de regulación [1,3] para las tecnologías renovables integradas en la red de transporte que, garantizan la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. En particular, en España se ha desarrollado el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE) [4] para la gestión coordinada de instalaciones basadas en tecnologías alternativas/renovables.

En el contexto actual, el análisis de diversos impactos de los sistemas fotovoltaicos en el sistema eléctrico se ha limitado exclusivamente a redes de distribución, puesto que la integración de esta tecnología no estaba suficientemente extendida en niveles de tensión elevada [1]. No obstante, el crecimiento de la integración en redes de distribución también puede afectar directamente a la estabilidad del sistema eléctrico de potencia en su conjunto. Además, actualmente se registran valores de potencias instaladas considerables, capaces de alcanzar un

importante porcentaje de potencia suministrada en ciertas horas del día. Es por esto que, estudios recientes centran su enfoque en la valoración del impacto fotovoltaico sobre el sistema eléctrico en el nivel de red de transporte.

Algunos estudios han analizado la estabilidad del sistema eléctrico de potencia incluyendo modelos de sistemas fotovoltaicos. No obstante, estas investigaciones han sido realizadas mediante diferentes programas informáticos de alto nivel como por ejemplo *DSA Tools*, *General Electric (GE)*, *Positive Sequence Load Flow (PSLF)* o *Siemens PSSE*. Lamentablemente, se trata de software de elevado coste y cuyos modelos matemáticos son de carácter confidencial. Por tanto, no es posible realizar este tipo de estudios desde un punto de vista no profesional o comercial, debido a la carencia de una herramienta adecuada para labor investigadora. Más aún, estos modelos no permiten modificar o añadir sistemas de control y/o protección, así como electrónica de potencia para simular diferentes escenarios, es decir, ofrecer mayores posibilidades de análisis. Es por tanto evidente que, pese a la importancia de analizar, entender y predecir el impacto sobre la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia de la creciente penetración fotovoltaica, se necesita un modelo de sistema fotovoltaico de escala de red de libre acceso y verificado, que incentive este estudio e investigación. El análisis del comportamiento de este modelo permitirá una mejora del diseño y operación para los grandes sistemas fotovoltaicos conectados actualmente a la red de transporte [1].

Afortunadamente existe un modelo genérico de sistema fotovoltaico de escala de red, para estudios de estabilidad en un sistema eléctrico de potencia, que está bastante desarrollado y que implementa el control potencia reactiva-tensión. Fue desarrollado por *Western Electricity Coordinating Council (WECC)* [5] y está definido en su totalidad además de ser de libre acceso. También existen modelos detallados de convertidores de corriente continua - corriente continua y corriente continua - corriente alterna [6], modelos de sistema de almacenamiento de energía y modelos de reguladores de control de potencia, etc. Todos estos modelos pueden ser integrados para un estudio de estabilidad convencional.

Los métodos tradicionalmente más utilizados para analizar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia son por un lado el análisis de transitorios electromagnéticos [10 - 16] y, por otro lado, el análisis de autovalores [17 - 21]. Las referencias en [10,12] presentaron diversos impactos de los sistemas fotovoltaicos en los transitorios de sistemas; desgraciadamente no son aplicables a sistemas eléctricos de potencia representativos. En los estudios [11,15,16] se ha utilizado el software comercial *GE PSLF* para describir el impacto de los sistemas fotovoltaicos sobre la estabilidad transitoria para diferentes niveles de penetración. Sin embargo, no contemplaron variaciones en los convertidores continua-continua y continua-alterna, así como en el propio generador fotovoltaico, para tener en cuenta diferentes estrategias de control y/o protección en las

etapas de conversión durante y post contingencia en el sistema eléctrico y, además utilizaron modelos específicos. En los estudios [11,14-16] se utilizaron modelos *ad-hoc* para representar el comportamiento dinámico de los sistemas fotovoltaicos. Las referencias [18-20] mostraron sólo un análisis y descripción parcial del deterioro de la estabilidad de pequeña señal debido a la reducción de inercia del sistema eléctrico. Finalmente, la investigación en [17,21] mostró un análisis de autovalores para el estudio de los problemas de inestabilidad provocados por la estrategia de control del convertidor del sistema fotovoltaico.

Continuando con el reto señalado previamente que experimenta el sistema eléctrico de potencia, el cual muestra una reducción de su inercia rotacional debido a la falta de apoyo dinámico de red por parte de los sistemas fotovoltaicos [1,44] y, esto involucra una respuesta transitoria deteriorada del sistema eléctrico ante contingencias críticas que no se puede continuar despreciando. Este comportamiento es el resultado en parte provocado por la operación habitual de los sistemas fotovoltaicos en seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, *maximum power point tracking*), con el fin de maximizar la energía generada [2,43,70].

Sin embargo, los requisitos que exigen los nuevos reglamentos de red de transporte [3,47] contemplan una participación de los sistemas fotovoltaicos en la provisión del control de frecuencia del sistema eléctrico con el fin de asegurar la estabilidad del mismo. Por lo tanto, en un tiempo muy cercano y, más aun teniendo en cuenta el futuro escenario de redes inteligentes [52], los sistemas fotovoltaicos de escala de red recibirán consignas de operación, principalmente referencias de potencia activa y reactiva con el fin de prestar servicios de regulación, es decir, apoyo estático y dinámico de red, así como provisión de control potencia-frecuencia del sistema eléctrico.

Se conocen diferentes enfoques que permiten que un sistema fotovoltaico de escala de red pueda participar en la provisión del control de frecuencia del sistema eléctrico de potencia, los cuales se pueden agrupar principalmente en: la instalación y operación de un sistema de almacenamiento de energía que permite mantener el sistema fotovoltaico operando en modo de seguimiento del punto del máxima potencia [59-63]; la operación del sistema fotovoltaico en un modo de contención de potencia [67,68]; o bien, otras [56]. En el contexto actual de redes inteligentes, el primer enfoque está alcanzado mayor importancia [2,43]. Así, los sobrecostos a considerar por la inversión inicial que conlleva instalar un sistema de almacenamiento de energía y convertidores adicionales, incluyendo la posibilidad de sobredimensionar el inversor fotovoltaico, se pueden compensar mediante nuevos ingresos que se recibirán por la venta de energía extra fotovoltaica generada (al explotar el sistema en seguimiento del punto de máxima potencia) así como por la provisión del servicio de regulación de la frecuencia [53,71].

En este contexto, las investigaciones actuales y la tendencia industrial proponen actualmente sistemas de almacenamiento de energía híbridos (compuesto por un banco de baterías Li-Ion y un banco de supercondensadores). Sistemas capaces de ofrecer un nivel alto de almacenamiento de energía y un tiempo de respuesta rápido [2,73]. Se debe valorar además, que el coste de este tipo de sistemas de almacenamiento híbrido se está reduciendo significativamente debido a los avances de la tecnología de *Li-Ion*, los cuales incrementan a su vez el ciclo de vida [75-77]. Del mismo modo ocurre con los avances en la tecnología de supercondensadores [78].

Los sistemas fotovoltaicos que posean sistemas de almacenamiento híbridos integrados resultan candidatos muy adecuados para la provisión del control de frecuencia, puesto que son capaces de ofrecer una respuesta rápida y precisa. En este sentido, sus convertidores ofrecen respuestas rápidas por la carencia de masas rotatorias y, pueden satisfacer por tanto rampas de potencia mucho mayores que las requeridas por la normativa actual para la provisión del control de frecuencia [3]. Finalmente, se puede conseguir así mitigar el impacto negativo observado en la reducción de inercia del sistema eléctrico de potencia.



---

## 1.2. JUSTIFICACIÓN

Como se ha indicado en el apartado anterior, el futuro escenario de generación basado en una sustitución progresiva de las unidades térmicas convencionales por nuevas tecnologías de generación renovable genera un verdadero reto para el sistema eléctrico de potencia operando con un nivel de penetración a gran escala de estas tecnologías. Estas tecnologías irán desplazando a las unidades térmicas convencionales y modificando en general la distribución de los flujos de carga para los que los sistemas eléctricos han sido diseñados. La operación del sistema eléctrico de potencia bajo estos nuevos escenarios involucrará respuestas diferentes a las conocidas cuando se produce una contingencia en alguno de sus elementos [1]. En líneas generales, las oscilaciones registradas en las frecuencias, así como el comportamiento en los huecos de tensión, indican la necesidad de una adaptación, tanto del sistema eléctrico de potencia, como de las tecnologías emergentes que se conectan sobre el mismo. En este sentido, dado que los niveles de inercia y amortiguamiento de los sistemas eléctricos de potencia se verán reducidos al integrar este tipo de tecnologías renovables, será necesario actualizar los requerimientos normativos de conexión al objeto de garantizar la seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos.

Como ejemplo de esta adaptación están las mejoras llevadas a cabo sobre la tecnología eólica, con nuevos análisis de operación, por su sensibilidad ante las oscilaciones en el sistema eléctrico, en escenarios de elevada penetración eólica y que, en cierta medida, fue un factor clave para el desarrollo del CECRE [4]. También, para paliar los impactos negativos que se estaban experimentado sobre el sistema eléctrico de potencia, se han exigido y desarrollado nuevas estrategias de protección y/o control sobre la tecnología eólica. Todo este reto de adaptación de la tecnología eólica se fue gestionando y resolviendo de forma progresiva y en un periodo de tiempo relativamente corto conforme se incorporaban generadores eólicos al sistema eléctrico, adaptación que actualmente se mantiene en curso.

En este contexto, la tecnología fotovoltaica, según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España 2021-2030, con una potencia añadida de 30 GW hasta el 2030, será objeto de un plan de adaptación similar a medida que sus valores de integración generen problemas de estabilidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia. Especialmente ahora, cuando se presenta como una tecnología madura y competitiva, que comienza su instalación en redes de transporte, con valores de potencia instalada cercanos a los grupos térmicos convencionales, pero sin la experiencia suficiente para anticipar de forma cuantitativa su impacto sobre el sistema eléctrico de potencia. Siguiendo esta necesidad de adaptación, cuya estela comienza a reflejarse en los proyectos normativos actuales, se justifica la importancia de su estudio, del análisis de posibles

escenarios y búsqueda de alternativas que faciliten y muestren opciones de adaptación, como las que se describen durante el desarrollo de esta tesis.

En este sentido, es importante analizar el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos frente a las contingencias que experimentan habitualmente un sistema eléctrico de potencia y obtener un orden de magnitud del impacto que implicará su integración en el mismo. Se requiere por tanto un estudio detallado de estabilidad sobre un modelo que represente a una red convencional de transporte, teniendo en cuenta que, por lo general, este tipo de análisis se han realizado para redes de tensión inferior, en las que habitualmente se han conectado las instalaciones fotovoltaicas. Considerando el escalado de las magnitudes de operación en el estudio de estabilidad, como punto de partida, se ha realizado un análisis del comportamiento de los sistemas fotovoltaicos cuando se produce una perturbación en la red, bien sea de pequeña señal, o bien de gran señal, cuando se produce la contingencia intempestiva de alguno de sus elementos.

En primer lugar, en beneficio de la recuperación del nivel de tensión del sistema eléctrico de potencia, se ha analizado el comportamiento sobre diferentes escenarios, observando la participación de los sistemas fotovoltaicos en casos de elevada penetración. Para ello, se han comparado diferentes estrategias de control y protección que involucran un comportamiento adecuado según los requerimientos de la normativa vigente. Es importante destacar que, los sistemas fotovoltaicos sean capaces de aportar la energía reactiva demandada una vez se produce la perturbación para favorecer la recuperación de los parámetros nominales y, de esta forma, minimizar el impacto que las instalaciones fotovoltaicas generen en la red de transporte. Afortunadamente, los convertidores actuales ofrecen opciones de control suficientemente flexibles para establecer un modelo de generador que satisface la respuesta que se desea obtener.

En segundo lugar, las simulaciones realizadas se han enfocado en la corrección del desvío de la frecuencia que experimenta el sistema eléctrico de potencia, un reto que la tecnología fotovoltaica debe abordar para poder convivir con el resto de unidades generadoras. Considerando que esta tecnología no es capaz de regular de forma autónoma la potencia que genera, del mismo modo que no es posible regular el recurso solar que se transforma, se requiere del apoyo de un sistema de almacenamiento que responda a las necesidades de potencia solicitadas por el sistema eléctrico de potencia para corregir el desvío experimentado de frecuencia. Se ha mejorado por consiguiente el modelo inicialmente planteado para proporcionar control potencia-frecuencia mediante la coordinación de sus diferentes elementos, al que se añade un sistema híbrido de almacenamiento y se diseña su estrategia de control. Es de suponer que los escenarios a los que estas instalaciones fotovoltaicas deben responder son numerosos e impredecibles, por lo que la definición del algoritmo encargado de controlar el estado de carga del sistema híbrido de almacenamiento es esencial, de otra forma no será capaz de ofrecer la posibilidad de participar en



la corrección del desvío de frecuencia, ya sea por exceso o por defecto. Una vez más, se ha estudiado mediante simulaciones el comportamiento de estas instalaciones con el fin de satisfacer los requerimientos normativos actuales, teniendo en cuenta además que estos puedan actualizarse próximamente, en función de la evolución natural de la red de transporte y sus necesidades.

Por último, destacar nuevamente la importancia del algoritmo de control diseñado para el modelo planteado de unidad fotovoltaica de escala de red, así como las estrategias de control que se adopten para conseguir un comportamiento similar al de las tecnologías convencionales. Se debe considerar que, por un lado, será necesario disponer de la posibilidad de almacenamiento de energía para aquellos desvíos de frecuencia que lo requieran, es decir, cuando su valor aumente; y por otro, disponer de unos valores de energía suficientes cuando el valor de frecuencia disminuya. En este sentido, el estado de carga del sistema híbrido de almacenamiento requiere de un control sensible a las consignas recibidas por los parámetros del sistema eléctrico de potencia, tanto en condiciones nominales como tras una contingencia. Razón por la cual se ha desarrollado un estudio del comportamiento del modelo planteado utilizando diferentes funciones de corrección del desvío de frecuencia, a saber, respuesta de caída, alcanzada por la operación en modo sensible de frecuencia (FSM, *frequency sensitive mode*), respuesta inercial (IR) o respuestas combinadas (FSM+IR).

El resultado de las simulaciones muestra las posibilidades de regulación del modelo propuesto para el cumplimiento de requerimientos normativos, aportando al sistema eléctrico de potencia apoyo estático y dinámico de red, así como provisión de control primario frecuencia alcanzando una mejora la estabilidad del sistema eléctrico de potencia en escenarios de elevada penetración fotovoltaica, en condiciones de régimen nominal y también considerando perturbaciones críticas.



---

### 1.3. OBJETIVOS

El objetivo principal de esta tesis consiste en la evaluación del impacto que implica la integración creciente de instalaciones fotovoltaicas de potencia en los sistemas eléctricos de potencia actuales, para posteriormente desarrollar una propuesta de mejora sobre estas instalaciones fotovoltaicas que permita resolver los principales retos detectados y satisfacer los requerimientos de conexión que se implementarán próximamente. Cabe destacar que los estudios realizados sobre este tipo de instalaciones, como se ha mencionado anteriormente, desde el punto de vista de evaluación del impacto en sistemas eléctricos de potencia de alta tensión no son numerosos. Tratándose de una realidad cercana en las redes de transporte, por intereses políticos y medioambientales, requerirá una adaptación y actualización en ambas direcciones, para que las tecnologías y sistemas de control actuales permitan una operatividad del sistema eléctrico con seguridad. Con esta finalidad se han desarrollado los siguientes objetivos específicos:

- Implementación de diferentes estrategias de protección y control en modelos libres de convertidor bajo un entorno de programación abierto. Comparación de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia bajo diferentes estrategias de protección y control durante huecos y picos de tensión. Definición de un modelo de sistema fotovoltaico de escala de red con control coordinado tensión-frecuencia mediante apoyo de potencia reactiva.
- Evaluación detallada de la estabilidad basada en un análisis de autovalores y simulaciones dinámicas. Evaluación del impacto fotovoltaico utilizando un sistema eléctrico de potencia representativo con diversos escenarios viables, siguiendo un criterio establecido para despachar y establecer las unidades de generación convencional. Propuesta de respuesta deseable en beneficio de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia basándose únicamente en el apoyo de energía reactiva.
- Coordinación entre diferentes estrategias individuales de control: control de operación en modo de seguimiento de punto de máxima potencia, control potencia-frecuencia del sistema híbrido de almacenamiento de energía y control reactiva-tensión del convertidor fotovoltaico. Capacidad de gestión del estado de carga del sistema híbrido de almacenamiento de energía.
- Modelado de una respuesta característica fotovoltaica para ayudar al control primario de frecuencia del sistema eléctrico de potencia. Emulación de inercia sobre la propuesta de control primario diseñado.



## 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

*“Implementación de diferentes estrategias de protección y control en modelos libres de convertidor bajo un entorno de programación abierto. Comparación de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia bajo diferentes estrategias de protección y control durante huecos y picos de tensión. Definición de un modelo de sistema fotovoltaico de escala de red con control coordinado tensión-frecuencia mediante apoyo de potencia reactiva.”*

Como punto de partida, es necesario disponer de un modelo detallado de sistema fotovoltaico con el que poder realizar la simulación de su comportamiento ante variaciones de los parámetros fundamentales del sistema eléctrico de potencia, ya sean en régimen de funcionamiento normal, o bien, ante contingencias en el sistema eléctrico tales como faltas eléctricas. Esta simulación es importante, por un lado, para poder definir los límites de operación que experimenta esta tecnología y, por otro, para conocer el rango de actuación de los elementos de control que permitan ofrecer diferentes respuestas ante un mismo evento de perturbación. La presentación del modelo que se ha utilizado durante el desarrollo de la presente tesis se encuentra en la primera parte de la siguiente publicación:

**Pedro G. Bueno**, Jesus C. Hernández, Francisco J. Ruiz-Rodríguez *“Stability assessment for transmission systems with large utility-scale photovoltaic units”* IET Renewable Power Generation, Volume 10, Issue 5, May 2016, p. 584-597. DOI: 10.1049/iet-rpg.2015.0331

Debido al creciente desarrollo que ha experimentado la tecnología fotovoltaica desde comienzos de este siglo, están disponibles numerosos modelos de unidades fotovoltaicas de escala de red [23-30]. Desgraciadamente, es difícil encontrar una opción de modelo que contemple todos los elementos que participan coordinadamente en su conexión al sistema eléctrico de transporte. Del mismo modo ocurre con las estrategias de control que incluyen estos modelos, por ejemplo, considerar que la instalación opera en seguimiento del punto de máxima potencia, que posea funciones de protección ante huecos de tensión/sobretensión, o simplemente la implementación de convertidores que realicen diversas funciones de control. Puesto que el objetivo planteado precisa de un estudio de estabilidad con el sistema fotovoltaico, interesa poder actuar y observar el comportamiento de los diferentes elementos que conforman la unidad fotovoltaica de escala de red.

Finalmente, y entre todos estos modelos desarrollados, se ha optado como punto de partida para su mejora por el modelo de *Western Electricity Coordinating Council* (WECC) [5] compuesto por dos partes principales:

1. Planta generadora: compuesta por los módulos fotovoltaicos, convertidor en corriente continua, inversor, filtros y modelado de la red eléctrica.
2. Sistema de control: compuesta por los algoritmos de MPPT, bucle de seguimiento de fase (PLL, *phase locked loop*), regulador de tensión en corriente continua y regulador de corriente activa y reactiva del inversor.

En términos de estabilidad, las unidades fotovoltaicas de escala de red conectadas al sistema eléctrico de potencia deben actualizar y proporcionar diferentes servicios de regulación para mantener los parámetros de operación dentro del rango normativo. En el caso de instalaciones fotovoltaicas de cierta potencia, los nuevos requerimientos de conexión a red suponen las siguientes prestaciones:

**Control de la tensión en el punto de conexión en condiciones de operación (apoyo estático de red):** la tensión del sistema eléctrico sufre pequeñas variaciones cuya tendencia puede requerir una corrección de los flujos de reactiva para mantener la tensión dentro de valores normativos. En general, para las instalaciones conectadas a la red de transporte se establece un factor de potencia inductivo o capacitivo. Ya sea fijo o variable, este factor de potencia establecido determina el valor de la energía reactiva suministrada conforme a la potencia activa. Instalaciones fotovoltaicas de potencia instalada superiores a 5 MW deben participar en el control de la tensión del sistema eléctrico según la normativa [1]. Por tanto, es importante considerar la tendencia de operar estas instalaciones estableciendo un valor de tensión deseado en el nudo de conexión, que regule la energía reactiva suministrada para corregir las variaciones habituales de dicho valor, sin perjuicio de la potencia activa generada.

**Control de la tensión en condiciones de falta eléctrica (apoyo dinámico de red):** del mismo modo que es necesario la corrección de los parámetros nominales ante pequeñas variaciones en régimen normal de funcionamiento, también es importante una respuesta apropiada que garantice la estabilidad del sistema eléctrico de potencia ante contingencias en la red de transporte tales como faltas eléctricas y/o ante una sobretensión o subtensión. En este caso, las instalaciones deben ser capaces de satisfacer las siguientes prescripciones:

- Evitar una desconexión inintencionada ante la perturbación.
- Estabilizar la tensión mediante el apoyo de corriente reactiva.
- Mantener o reducir el nivel de energía reactiva consumida.

La primera de estas prescripciones es de suma importancia para evitar el colapso del sistema eléctrico de potencia producido por la retirada una cantidad importante de generación de energía debido a la desconexión inmediata de plantas fotovoltaicas. La creciente integración de instalaciones fotovoltaicas sin esta prestación supuso un escenario complejo que desencadenó en la implementación de la función conocida como “capacidad de respuesta frente al hueco de tensión” (FRTC, *fault-ride through capability*). El resto de prescripciones previas se pueden resolver gracias al control de tensión de acción rápida, mediante una consigna de corriente reactiva [1, 3]. La propuesta en esta tesis de un modelo dinámico de instalación fotovoltaica de escala de red ofrecerá una vía para proporcionar las prescripciones/servicios mencionadas anteriormente y cuyas partes involucradas se relatan a continuación.

El comportamiento de la instalación fotovoltaica en su conjunto en corriente continua sigue el modelo definido en [31-33]. Al considerar que no existen elementos móviles, la respuesta dinámica es instantánea. Teniendo en cuenta que el tiempo de respuesta del inversor fotovoltaico es superior al de la parte de corriente continua, se puede ignorar este comportamiento dinámico. Por otro lado, cuando ocurre una perturbación en el sistema eléctrico de potencia, el inversor es incapaz de proporcionar la potencia generada debido a la caída de tensión de red. Por tanto, se requiere de un regulador de tensión que responda conforme a la tensión de la red y regule el exceso de energía proporcionada por los módulos fotovoltaicos de forma controlada. Así, se consigue que el inversor no desconecte mientras se mantienen los márgenes de tensión establecidos en la normativa [3], proporcionando la función de capacidad de respuesta frente al hueco de tensión.

En relación con el modelo del inversor fotovoltaico [5], se ha modelado la capacidad de gestionar la inyección de corriente activa y reactiva en función de las consignas establecidas. Esta prestación permite, por un lado, una gestión adecuada de la energía reactiva proporcionada cuando se experimentan sobre/subtensiones en el sistema eléctrico y, por otro, una respuesta adecuada de la potencia activa generada cuando se experimentan huecos de tensión, provocados generalmente por perturbaciones cercanas. El comportamiento dinámico del inversor se ha modelado mediante una función de transferencia primer orden [34].

El modelo del algoritmo de control del inversor se ha diseñado por tanto con dos módulos diferenciados, uno para el control de potencia activa (regulación de la corriente inyectada por los módulos fotovoltaicos) y otro para la potencia reactiva. Este último control es responsable de establecer la consigna de inyección de corriente reactiva y ofrece numerosas posibilidades de operación: regulación de la tensión en bucle cerrado, regulación conforme a un factor de potencia de referencia y regulación en función de una potencia reactiva de referencia; siempre considerando la posibilidad de establecer diferentes límites de operación y prioridad con

respecto a la corriente activa. Por otro lado, el control de potencia activa establece la inyección de corriente activa en función de la tensión del nudo de conexión.

Finalmente se añade el control de tensión de respuesta rápida ante sobretensiones o huecos de tensión y se integran las funciones de protección requeridas por la normativa vigente: desconexión por límites de tensión/frecuencia IEEE 1547 [28] y temporización para respuesta frente al hueco de tensión [3]. El ajuste de los parámetros de control utilizados sigue las especificaciones de los diseños y las simulaciones realizadas comparadas con datos de operación en campo [35-37].

La simulación se ha realizado en base a un modelo equivalente de unidad fotovoltaica de escala de red 20 MVA del WECC [5] teniendo en cuenta que se conectan en paralelo numerosos sistemas fotovoltaicos formando el equivalente de un inversor de gran tamaño [38].



### 1.4.2. Segundo objetivo específico

“Evaluación detallada de la estabilidad basada en un análisis de autovalores y simulaciones dinámicas. Evaluación del impacto fotovoltaico utilizando un sistema eléctrico de potencia representativo con diversos escenarios viables, siguiendo un criterio establecido para despachar y establecer las unidades de generación convencional. Propuesta de respuesta deseable en beneficio de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia basándose únicamente en el apoyo de energía reactiva”

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia se define como la capacidad de mantener el sincronismo y recuperar las consignas de operación cuando éste es objeto de perturbación, ya sea ante una pequeña variación de los parámetros nominales, o bien, ante una gran perturbación transitoria procedente del disparo de una unidad generadora, de una demanda importante, o el fallo de algún elemento del sistema eléctrico, típicamente líneas de conexión. La evaluación de la pequeña perturbación se ha realizado mediante el análisis de autovalores de la matriz que representa el comportamiento dinámico del sistema eléctrico, análisis conocido como estabilidad de pequeña señal. Por otro lado, la evaluación de la estabilidad transitoria se ha realizado mediante una simulación en el dominio de tiempo, típicamente entre 5 y 20 segundos, monitorizando la evolución de distintas variables, tales como la tensión y la frecuencia resultante. En el estudio se han planificado diferentes escenarios sobre un sistema eléctrico de potencia en función de la tecnología de las unidades generadores o, el valor de la demanda total, cuyos resultados se han recogido en la segunda parte del siguiente artículo:

**Pedro G. Bueno**, Jesus C. Hernández, Francisco J. Ruiz-Rodriguez “*Stability assessment for transmission systems with large utility-scale photovoltaic units*” IET Renewable Power Generation, , Volume 10, Issue 5, May 2016, p. 584-597. DOI: 10.1049/iet-rpg.2015.0331

Una vez definido el modelo de unidad fotovoltaica de escala de red, se analiza por simulación el comportamiento del sistema eléctrico de potencia usando valores para el sistema próximos a sus valores de referencia, esto es, las unidades de generación se basan principalmente en unidades de generación síncronas, las líneas de transporte de alta tensión funcionan en condiciones nominales y se dispone de una distribución de demanda típica del ámbito industrial y residencial. En particular, se ha seleccionado el sistema eléctrico de potencia *IEEE 39-bus New-England benchmark* [39] que es reflejo de un sistema eléctrico actual que habitualmente se ha utilizado en la bibliografía en estudios de estabilidad de pequeña señal y de estabilidad transitoria. Este sistema eléctrico de potencia dispone de diez generadores y tiene tres áreas conectadas entre sí por líneas de gran capacidad que sirven de enlace principal entre áreas.

Los escenarios que se han planificado para este sistema eléctrico de potencia se pueden caracterizar de acuerdo a los siguientes puntos:

- Punta de elevada demanda (escenarios S1, S3, S5)
- Valle o consumo moderado (escenarios S2, S4, S6)
- Sin integración de generación basada en tecnología fotovoltaica (escenarios S1, S2)
- Con integración de generación basada en tecnología fotovoltaica (escenarios S3, S4, S5, S6)
- Mantenimiento del despacho de grupos térmicos acoplados (escenarios S3, S4)
- Sustitución de grupos térmicos por unidades basadas en tecnología fotovoltaica (escenarios S5, S6)

Esta distribución planteada de escenarios ofrece una gran flexibilidad que permite la evaluación y comparación de diferentes situaciones que se pueden plantear en el sistema eléctrico de potencia y cuantificar aproximadamente el impacto la tecnología fotovoltaica. Las diferencias establecidas siguen estas premisas:

- El consumo en valle supone el 50 % del consumo en punta; esto requiere desacoplar cuatro grupos de generación del sistema eléctrico.
- La integración de generación fotovoltaica supone el 30 % del pico de la demanda.
- Se sustituye el programa de cuatro unidades generadoras para acomodar cuatro unidades equivalentes fotovoltaicas para los dos últimos escenarios, suponiendo un desafío para el nuevo despacho de la generación convencional.

La simulación de todos los escenarios se ha llevado a cabo en el entorno de simulación *MATLAB/Simulink*. Se ha utilizado el modelo de unidad fotovoltaica de escala de red anteriormente definido que incluye funciones de apoyo estático y dinámico de red, así como las funciones de protección descritas. Los primeros escenarios simulados, sin integración fotovoltaica, ofrecen resultados muy próximos a trabajos realizados en la literatura, lo cual valida el modelo propuesto [35-37].

El estudio de *estabilidad de pequeña señal* del sistema eléctrico de potencia propuesto lleva a cabo un análisis de los autovalores de la matriz del sistema eléctrico para cada escenario planificado. Los resultados se recogen en el artículo mencionado y se relatan brevemente a continuación. Se observa como el área 3 del sistema eléctrico se comporta como sumidero

---

principal del sistema eléctrico, encontrando flujos considerables por los enlaces con el resto de áreas, no obstante, la integración de unidades fotovoltaicas de escala de red no supone cambios significativos en los modos oscilatorios resultantes (escenario S3 vs. escenario S1). Se destaca, como la corrección del ángulo de tensión que provoca la inyección de potencia fotovoltaica reduce la diferencia angular entre los nudos del sistema eléctrico de potencia, mejorando su estabilidad. Por otro lado, para los casos donde se desplaza la generación convencional por un equivalente de unidades fotovoltaicas (escenario S5 vs. escenario S1), el impacto en los modos oscilatorios es importante puesto que muestra una reducción considerable de inercia del sistema eléctrico de potencia, dado que su amortiguamiento es menor. Del mismo modo, la comparación de escenarios con demanda baja en el sistema eléctrico (escenario S4 vs. escenario S2), también revela un impacto significativo en los modos oscilatorios. Este resultado es esperado puesto que las unidades convencionales operan con valores próximos al mínimo técnico, mermando su capacidad de regulación, es decir, el sistema eléctrico nuevamente pierde capacidad de amortiguamiento. Tanto es así, que para el último escenario (escenario S6 vs. escenario S2), los resultados muestran amortiguamientos insuficientes, por lo que la estabilidad del sistema eléctrico de potencia queda comprometida ante la reducción de su inercia.

El estudio de *estabilidad transitoria* del sistema eléctrico de potencia propuesto analiza el impacto sobre la respuesta dinámica del mismo cuando experimenta una gran perturbación. Se diferencian tres posibles casos de perturbación: una pérdida de una unidad generadora, una pérdida importante de demanda en un nudo y, finalmente, una falta trifásica en un circuito de sistema eléctrico. Análogamente, los primeros escenarios han servido para identificar los modos críticos de oscilación del sistema eléctrico, cuya contingencia resulta con mayor afectación sobre la estabilidad del sistema eléctrico de potencia; se pueden por tanto identificar los elementos para los que se debe realizar la comparación entre escenarios.

La pérdida de la unidad generadora número seis conlleva un déficit de generación aproximadamente del 8,5 % para los escenarios de demanda elevada, cuyo impacto es más acusado. El estudio nos muestra como la velocidad de los grupos cercanos se resiente tras ocurrir el disparo de la unidad; no obstante, la integración fotovoltaica (escenario S3) mantiene los valores de inercia del sistema eléctrico, encontrando tan sólo una diferencia del 2 % con respecto al escenario de partida (S1), en cuanto a la velocidad se refiere. Sin embargo, para el escenario con generación convencional sustituida (S5), nuevamente la pérdida de inercia es suficientemente alta como para que el sistema eléctrico colapse. Sin embargo, es importante subrayar como la estabilidad mejora sustancialmente cuando las unidades fotovoltaicas operan con la función de apoyo de energía reactiva y capacidad de respuesta frente al hueco de tensión. Si no fuera así, las unidades fotovoltaicas disparan por la actuación de sus protecciones, resultado aún más

comprometida la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

La pérdida de un volumen importante de demanda provoca un efecto similar al anterior, siendo en esta ocasión los escenarios de bajo consumo los más afectados. Esto es debido al exceso de generación que acelera los grupos acoplados y al reducido margen de regulación de los mismos. Se evidencia nuevamente que tanto la integración de unidades fotovoltaicas, como la posterior sustitución, provocan el detrimento de estabilidad del sistema eléctrico por la reducción inercial que experimenta el mismo. Aunque en esta ocasión, el disparo de las unidades fotovoltaicas que no utilizan funciones de apoyo de energía reactiva y capacidad de respuesta frente al hueco de tensión, parece corregir con velocidad el desvío de frecuencia en un principio y, solventar así su problemática. Realmente la estabilidad del sistema eléctrico sigue mostrando mejores resultados al considerar estas funciones previas activadas, por el hecho de reducir la potencia activa generada al corregir las oscilaciones de tensión tras la contingencia. Se consigue en cualquier caso que el amortiguamiento responda dentro de valores adecuados.

La aparición de una falta trifásica en la línea 15-16 del sistema eléctrico provoca un cortocircuito que las protecciones despejan en 100 ms, desacoplando la línea del sistema eléctrico. Por consiguiente, el flujo de cargas se modifica intempestivamente entre las tres áreas y la mayoría de los generadores se ven involucrados en modos oscilatorios. Esta contingencia resulta ser la contingencia más crítica del sistema eléctrico de potencia, pudiendo ésta desencadenar el colapso de tensión cuando el nivel de demanda alcanza el 136 % [41]. Una vez más, se evidencia el impacto negativo sobre la estabilidad del sistema eléctrico de integrar generación fotovoltaica, con un valor de amortiguamiento inferior que prolonga la duración y amplitud de las oscilaciones hasta alcanzar un nuevo estado de equilibrio. No obstante, el comportamiento de las unidades fotovoltaicas que poseen funciones de apoyo de control de tensión es adecuado, casi pasivo a la oscilación experimentada. Por el contrario, sin estas funciones de apoyo el desvío de frecuencia es más acusado y puede provocar el disparo de las instalaciones fotovoltaicas más vulnerables, demostrando una vez más, la importancia de incluir los servicios de regulación. Aun así, no se aprecian el colapso del sistema eléctrico para este tipo de contingencias, sin olvidar cuan relevante es la pérdida de inercia asumida en el sistema eléctrico de potencia.

### 1.4.3. Tercer objetivo específico

*“Coordinación entre diferentes estrategias individuales de control: control de operación en modo de seguimiento de punto de máxima potencia, control potencia-frecuencia del sistema híbrido de almacenamiento de energía y control reactiva-tensión del convertidor fotovoltaico. Capacidad de gestión del estado de carga del sistema híbrido de almacenamiento de energía.”*

La estabilidad del sistema eléctrico de potencia requiere que las unidades generadoras conectadas al mismo presenten una respuesta adecuada a las perturbaciones experimentadas y participen, en mayor o menor medida, a mantener los parámetros nominales de operación. Además de la respuesta en términos del control de tensión del sistema, es esencial que el valor de frecuencia se mantenga lo más próximo a su valor nominal de 50 Hz. En este sentido, las unidades generadoras están obligadas a corregir los posibles desvíos de frecuencia en el menor tiempo posible para evitar que las oscilaciones del sistema eléctrico degeneren en la pérdida de sincronismo del mismo.

El crecimiento exponencial de tecnologías basadas en fuentes primarias de carácter renovable conectadas a los sistemas eléctricos de potencia está acentuando la pérdida de inercia de los mismos, como se ha demostrado en el apartado anterior. Por esta razón, los organismos nacionales e internacionales responsables han actualizado los procedimientos de operación con el fin de contrarrestar el impacto negativo observado [3, 47-51]. Por consiguiente, además del apoyo dinámico evaluado en el apartado anterior, también se exigirá que las unidades fotovoltaicas de escala de red participen en la provisión de control primario de frecuencia. Esta provisión dependerá fundamentalmente del valor de potencia instalada, del nivel de tensión y de las características del área síncrona que se esté analizando, siendo obligatoria para las siguientes normativas de operación, tanto nacionales como europeas [3, 51] y, voluntaria en otras numerosas recomendaciones [47-50]. El operador del sistema es el encargado de determinar para cada área [83] la cantidad de potencia requerida destinada al control primario de frecuencia, denominado como *reserva de regulación primaria*, así como los tiempos de respuesta mínimos, cuando se produce una perturbación en el sistema eléctrico, tal como una pérdida súbita de generación, de demanda o un elemento del sistema eléctrico.

Considerando que la tecnología fotovoltaica es incapaz de regular la potencia activa inyectada para satisfacer estos requerimientos, se propone evolucionar el modelo desarrollado en el artículo anterior [44] mediante un sistema híbrido de almacenamiento de energía, con el objetivo de proporcionar una reserva de energía almacenada. No obstante, es necesario un adecuado diseño de los algoritmos de control y estrategias de carga y descarga de este sistema de almacenamiento para conseguir una aproximación al comportamiento de las tecnologías convencionales. Con este

propósito se ha publicado el siguiente artículo, cuya primera parte evalúa la coordinación de diferentes estrategias y algoritmos de control que puedan implementarse en el modelo mejorado.

Jesus C. Hernández, **Pedro G. Bueno**, Francisco Sanchez-Sutil “*Enhanced utility-scale photovoltaic units with frequency support functions and dynamic grid support for transmission systems*” IET Renewable Power Generation, Volume 11, Issue 3, February 2017, p. 361-372. DOI: 10.1049/iet-rpg.2016.0714

El sistema híbrido de almacenamiento de energía se compone de un banco de baterías convencionales y de supercondensadores, que se conectan en paralelo, a través de convertidores en corriente continua bidireccionales, al inversor de la unidad fotovoltaica de escala de red. Los supercondensadores proporcionan la rapidez en la respuesta de compensación de potencia exigida al control primario y el banco de baterías proporciona el almacenamiento de energía necesario. Para un buen funcionamiento del sistema híbrido de almacenamiento de energía, también es necesario redimensionar el inversor de la instalación, para que su potencia sea acorde con la suma de las potencias disponibles de los tres subsistemas interconectados.

En general, la gestión de potencia se realiza mediante un algoritmo de control independiente para cada subsistema, que posteriormente procesa y une sus consignas para definir el ajuste de potencia requerida que se inyecta al sistema eléctrico a través del inversor de la unidad fotovoltaica. En su conjunto, el objetivo es proporcionar la mayor cantidad de potencia generada por los módulos fotovoltaicos, mantener los componentes del sistema híbrido de almacenamiento de energía dentro de unos niveles seguros de estado de carga que permitan la disponibilidad de control primario y, proporcionar apoyo de control de tensión, como se ha desarrollado en los objetivos anteriores. A continuación, se detallan los algoritmos de control de cada subsistema.

**Algoritmo de control de los módulos fotovoltaicos:** encargado de seguir el punto de máxima potencia (MPPT) del generador fotovoltaico y suministrar esta potencia a través del convertidor unidireccional en corriente continua.

**Algoritmo de control del inversor en fuente de tensión (VSC, *voltage source converter*):** compuesto por dos bucles principales cuya finalidad es mantener, por un lado, el valor deseado de tensión de red y, por otro lado, controlar la corriente inyectada al inversor. Se diferencia por tanto un bucle interno y otro externo. El bucle interno establece la consigna de corriente activa requerida en función de la tensión de referencia establecida para el lado de la instalación en corriente continua. En cuanto al bucle externo, tomando como referencia el valor de tensión del sistema eléctrico, establece la consigna de corriente reactiva requerida en función del modo de operación deseado, como se ha detallado en el artículo anterior. Las posibilidades que ofrece el

---

modelo son las siguientes:

- Establecer una consigna de tensión deseada en el nudo de conexión para determinar la consigna de reactiva generada/absorbida en función de la capacidad de la instalación.
- Establecer una consigna de factor de potencia deseado para regular el ángulo de la instalación dentro del rango establecido.
- Establecer una consigna de potencia reactiva de referencia.

Añadir en este punto que, existe la posibilidad de establecer límites para los valores de referencia mencionados, a saber, la corriente activa y reactiva, la tensión del lado de corriente continua, etc. Además, este algoritmo permite la habilitación de diferentes funciones de protección que se han descrito en los objetivos anteriores [44], es decir, capacidad de respuesta frente al hueco de tensión [3] y desconexión para valores de tensión y frecuencia según la norma IEEE 1547 [89].

**Algoritmo de control del sistema híbrido de almacenamiento de energía:** es el responsable de proveer el control primario al sistema eléctrico frente a las variaciones de frecuencia, mediante la consigna de potencia activa inyectada o absorbida por el sistema híbrido de almacenamiento. El reparto de la potencia entre el banco de batería y banco de supercondensadores se realizará mediante un filtro de paso bajo [90]. Para evitar tanto la descarga total, como la carga completa de condensadores y baterías, lo que supone perder la capacidad de regulación primaria, el algoritmo de control presenta dos modos de gestión de potencia:

- *Modo de carga/descarga:* se establecen límites de estado de carga en función de la variación de frecuencia que se monitoriza en el punto de conexión, utilizando una estrategia de banda muerta según [55]. Las consignas de potencia que se procesan hacia los convertidores del banco de baterías y de supercondensadores se rigen por tanto por una señal de prioridad.

- *Modo de control primario (FSM y IR):* con el fin de simular el comportamiento de una unidad generadora convencional, este modo se rige mediante ecuaciones diferenciales que buscan satisfacer los requerimientos normativos en [3, 47, 51]. La consigna de potencia activa correspondiente a la corrección de frecuencia basada en respuesta de caída (FSM) viene definida por el desvío experimentado de frecuencia, mientras que la basada en respuesta inercial (IR) se define por la derivada de la frecuencia con respecto del tiempo. En ambos casos, el sistema híbrido de almacenamiento de energía recibe consignas que permiten su respuesta en el orden de milisegundos, principalmente aportadas por los supercondensadores en un primer instante, frente a fenómenos transitorios. Las consignas de potencia resultantes se limitan al máximo de potencia de reserva de regulación primaria correspondiente (FCR, *frequency containment reserve*).





#### 1.4.4. Cuarto objetivo específico

*“Modelado de una respuesta característica fotovoltaica para ayudar al control primario de frecuencia del sistema eléctrico de potencia. Emulación de inercia sobre la propuesta de control primario diseñado.”*

Una vez definidas las estrategias a implementar sobre el modelo mejorado de unidad fotovoltaica de escala de red con sistema híbrido de almacenamiento y, con el objeto de proveer control primario siguiendo los requerimientos normativos, se procede a la simulación de la respuesta en el entorno de simulación *MATLAB/Simulink*, de forma análoga al primer artículo. Nuevamente se utilizan los escenarios descritos en el apartado correspondiente al segundo objetivo, sobre el sistema eléctrico de potencia *IEEE 39-bus New-England benchmark* [39]. Los resultados se describen brevemente a continuación y están reflejados en la segunda parte del siguiente artículo publicado.

Jesus C. Hernández, **Pedro G. Bueno**, Francisco Sanchez-Sutil *“Enhanced utility-scale photovoltaic units with frequency support functions and dynamic grid support for transmission systems”* IET Renewable Power Generation, Volume 11, Issue 3, February 2017, p. 361-372. DOI: 10.1049/iet-rpg.2016.0714

Un factor crucial para asegurar el funcionamiento del sistema eléctrico es disponer de una adecuada gestión de la reserva de regulación primaria, para lo cual, es necesario disponer diariamente de una cantidad de energía que depende de los patrones de desviación de frecuencia afectados por las perturbaciones experimentadas. Se realiza por tanto, bajo diferentes estrategias de carga y descarga en un rango entre 0,5 y 2,64 MWh/MW, un estudio con valores reales de desviación de frecuencia siguiendo los requerimientos mínimo normativos de almacenamiento necesario [3, 53, 59, 84]. No obstante, el análisis de la operación del modelo presentado descubre el valor de 0,25 MWh/MW como el más adecuado para el histórico de datos utilizados de frecuencia.

En el artículo publicado, se muestra un ejemplo para un día determinado en el que el requerimiento de energía para la provisión del control primario basado en respuesta de caída (alcanzado por FSM) es una energía acumulada de 1,51 MWh que puede desglosarse en 1,15 MWh para el banco de baterías y 0,36 MWh para el banco de supercondensadores. Este valor se incrementa en casi un 50 % para proveer control primario basado en respuesta inercial (IR), a saber 2,26 MWh que nuevamente se desglosan en 1,32 MWh para el banco de baterías y 0,94 MWh para el supercondensador. A través de este ejemplo, se observa la importancia relativa del supercondensador para satisfacer la respuesta inercial requerida por el sistema eléctrico de

potencia.

También es interesante observar como el sistema híbrido de almacenamiento responde ante una provisión negativa de control primario cargando tanto el banco de baterías, como el supercondensador hasta el punto de activar en ocasiones, por un lado, el modo de descarga del sistema de almacenamiento para recuperar el valor de reserva disponible y, por otro lado, evitar alcanzar un valor de carga elevado por encima del límite de seguridad. Se debe resaltar que el modo de descarga no se activa si el ratio de respuesta de frecuencia supera los límites establecidos, es decir, se mantiene el nivel de carga elevado hasta que el valor de frecuencia se haya recuperado. Aun así, el rendimiento obtenido en la carga y descarga del sistema de almacenamiento es del 84,51 %, gracias al dimensionado del sistema híbrido de almacenamiento de 2 MW, lo que representa un redimensionado del inversor de la instalación a 22 MVA, como se había mencionado con anterioridad.

Si se extiende este estudio para valores de desviación real de frecuencia a lo largo de un año, en los que el modelo proporciona control de frecuencia primario, basado en ambas funciones (FSM + IR), se obtiene una media de 1,78 MWh/día de energía almacenada, frente a 1,56 MWh/día de energía descargada o suministrada. La estrategia de carga y descarga planteada es capaz de estabilizar el estado de carga del sistema híbrido de almacenamiento en torno al 57 % para el banco de baterías y al 62 % para el supercondensador. Este resultado sugiere un valor ajustado en el caso de que los requerimientos de reserva de regulación primaria se incrementen.

A continuación, se resumen los resultados del estudio posterior sobre la estabilidad del sistema eléctrico de potencia que experimenta una perturbación para los diferentes escenarios planteados en el primer artículo (escenarios S1 a S6). Señalar que, se considera como referencia el resultado obtenido sin la función de control primario de frecuencia, para percibir el efecto de la misma en los distintos escenarios.

El comportamiento del modelo muestra como la función de corrección del desvío de frecuencia basada en respuesta inercial (IR) consigue reducir el ratio alcanzado de velocidad del conjunto de unidades generadoras, así como corregir el valor de desvío instantáneo de frecuencia, suponiendo un 3,5 % para el escenario S3 y un 2,9 % para el escenario S5. Además, contribuye a la reducción del desvío máximo de frecuencia alcanzando tras estabilizar la contingencia con un impacto del 45 % para el escenario S3 y un 150 % para el escenario S5. Por otro lado, la función de corrección del desvío de frecuencia basado en caída (FSM) mejora la recuperación de velocidad del conjunto de unidades generadoras, que se refleja también en la reducción del desvío máximo de frecuencia del 80 % para el escenario S3 y un 130 % para el escenario S5. Considerando que el zénit del desvío de frecuencia se alcanza en poco tiempo, la respuesta del modelo con ambas funciones de

desvío de frecuencia activadas es interesante puesto que cada una de estas funciones se enfoca a diferentes características de corrección de la oscilación que experimenta el sistema eléctrico. En este sentido, es reseñable cómo la totalidad de la reserva de regulación primaria se entrega en el instante en que se alcanza el zénit de frecuencia.

Un resultado importante se enmarca en cómo las variaciones de potencia del sistema híbrido de almacenamiento afectan a la tensión del lado de continua de la unidad fotovoltaica, empeorando la eficiencia de su operación. Se reseña, por consiguiente, la existencia de un compromiso entre la respuesta dinámica de la unidad fotovoltaica y su operación segura, es decir, evitar que actúen la función de protección. Sin embargo, también se observa que los algoritmos de control en el convertidor en fuente de tensión consiguen que las variaciones de tensión sean inferiores al 5 %, reflejándose en una mejora de la eficiencia del inversor.

Las simulaciones igualmente descubren la coordinación de los elementos del sistema de almacenamiento de energía en el sistema híbrido, es decir, entre el banco de baterías y el supercondensador. En un primer instante, el banco de baterías no es capaz de responder a la demanda de potencia del sistema eléctrico, siendo el supercondensador el encargado de absorber una potencia suficiente para que el generador mantenga su operación en modo MPPT. Se aprovecha, de esta manera, su velocidad de respuesta para la regulación de potencia de la unidad fotovoltaica durante el transitorio, asumiendo el rápido cambio de consignas de potencia en los primeros momentos para que, posteriormente el banco de baterías consiga alcanzar la respuesta esperada.

Finalmente, es interesante indicar que, aunque la respuesta del modelo es adecuada en el escenario S3, consiguiendo mantener el estado de carga del banco de baterías, la interacción entre diferentes unidades fotovoltaicas en el escenario S5 desvela que los requerimientos de potencia son superiores, prolongando las oscilaciones en el sistema eléctrico hasta recuperar su estado nominal de operación.



---

## 1.5. CONCLUSIONES

Mediante el conjunto de trabajos que conforman esta tesis se pretende contribuir al desarrollo tecnológico de sistemas fotovoltaicos de escala de red, que habilite una mejor integración de esta tecnología en el sistema eléctrico de potencia, a través de su contribución para mantener la estabilidad del mismo. El estudio se ha realizado en un entorno de programación abierto, *MATLAB/Simulink*, a partir de una serie de modelos de la bibliografía que han sido mejorados y, considerando diferentes escenarios basados en condiciones de demanda real y elevada penetración fotovoltaica. Esta investigación se focaliza en el análisis de la estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria tras diversas contingencias. Para la creación de los diversos escenarios de análisis se han planificado diferentes criterios de despacho de unidades generadoras, así como de sustitución de éstas por unidades fotovoltaicas de escala de red.

Para el modelado de la provisión del control primario de frecuencia, se ha evolucionado el modelo de unidad fotovoltaica que provee apoyo dinámico de red añadiendo un sistema híbrido de almacenamiento de energía, compuesto por un banco de baterías y un banco de supercondensadores. La incorporación del supercondensador en el sistema de almacenamiento se justifica principalmente por su respuesta rápida y el apoyo que supone en la disminución del envejecimiento prematuro del banco de baterías. En este sentido, han sido necesarios diferentes algoritmos de control para salvaguardar la integridad de la unidad fotovoltaica de escala de red, a saber, algoritmos diseñados para la operación de los módulos fotovoltaicos en modo MPPT, para regular la tensión en el lado de corriente continua, así como la tensión de la red desde el inversor; o para regular el estado de carga de baterías y supercondensadores.

A continuación, se recogen las principales conclusiones que se han derivados de los resultados presentados en esta tesis. El estudio de estabilidad de pequeña señal ha determinado los modos críticos de oscilación del sistema eléctrico de potencia analizado para los diferentes escenarios planificados. Las conclusiones asociadas son las siguientes:

- El criterio de despacho de unidades generadoras tiene un impacto significativo en el comportamiento del sistema.
- El mantenimiento de las unidades generadoras convencionales críticas en servicio minimiza el impacto negativo de las unidades fotovoltaicas de escala de red.
- La inercia del sistema eléctrico de potencia analizado se reduce a media que se sustituyen unidades generadoras convencionales, mostrando oscilaciones de mayor amplitud en la respuesta transitoria del sistema.

- La localización de las unidades fotovoltaicas de escala de red en cada escenario impacta significativamente sobre el resultado de estabilidad del sistema eléctrico de potencia analizado.

Por otro lado, el estudio de estabilidad transitoria ha determinado que también es un factor crítico la estrategia de protección y control de la tensión durante los huecos/picos de tensión. Las conclusiones asociadas son las siguientes:

- El impacto de las unidades fotovoltaicas de escala de red sobre la estabilidad del sistema eléctrico de potencia en general es desfavorable por la pérdida de su inercia, respuesta que mejora al incluir funciones de control de tensión en las unidades fotovoltaicas.
- La oscilación de tensión en el sistema eléctrico de potencia tras experimentar diversas contingencias mejora con la aplicación de funciones de control de tensión en la unidad fotovoltaica de escala de red gracias a la regulación de corriente reactiva, además de mantener estable la inyección de potencia activa.
- La aplicación de funciones de desconexión por límites de tensión/frecuencia IEEE 1547 así como la capacidad de respuesta frente al hueco de tensión ayudan a reducir el impacto de las unidades fotovoltaicas de escala de red sobre la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.
- Las oscilaciones en las magnitudes de sistema eléctrico de potencia dependen fuertemente del criterio planificado para el despacho de unidades generadoras.

La provisión de control primario de frecuencia, a partir del empleo del modelo mejorado de unidad fotovoltaica de escala de red, ha demostrado la posibilidad de que estas unidades fotovoltaicas de escala de red puedan corresponsabilizarse, junto con las unidades generadoras convencionales, del mantenimiento de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. En este sentido, se ha determinado el dimensionado óptimo del sistema híbrido de almacenamiento de energía para satisfacer los requerimientos de reserva de regulación primaria, que normalmente, suponen un 10 % de la potencia pico instalada de la unidad fotovoltaica. Se propone una aproximación del dimensionado multiplicando este requerimiento por 0,25 MWh/MW.

La estabilidad transitoria del sistema eléctrico de potencia analizado ha mejorado en todos los escenarios planificados gracias a la incorporación de la provisión de control primario en las unidades fotovoltaicas, sin obviar que las oscilaciones del sistema eléctrico empeoran proporcionalmente al número de unidades generadoras sustituidas. Además, se observa un comportamiento diferente en función de la regulación aplicada en cada caso, es decir, corrección de frecuencia por respuesta de caída y/o respuesta inercial (FSM + IR). Además, es de reseñar la

existencia de un compromiso entre la respuesta dinámica de la unidad fotovoltaica y su operación segura, es decir, evitar que actúen la función de protección de la tensión en el lado de corriente continua. En relación con el dimensionado del sistema híbrido, sólo se requiere un 8 % de la capacidad del supercondensador para proporcionar el control primario similar al de una unidad generadora convencional.

La capacidad de respuesta del modelo mejorado de unidad fotovoltaica de escala de red es suficientemente rápida para adaptarse a las variaciones de frecuencia, incluso superior a las tecnologías convencionales, considerando que no existen partes móviles involucradas en su respuesta.

Siguiendo con esta línea de trabajo, surge el interés de continuar con el análisis del impacto de la tecnología fotovoltaica optimizando la respuesta coordinada de diferentes unidades fotovoltaicas conectadas en un sistema eléctrico de potencia para garantizar su estabilidad. El diseño de los algoritmos de control es un factor clave para la adecuada respuesta de las unidades fotovoltaicas. Por tanto, la posibilidad de mantener un flujo de información entre las diferentes unidades fotovoltaicas permite mejorar la respuesta amortiguando las oscilaciones en el sistema eléctrico de potencia. Esta propuesta es extensible también a la coordinación entre sistemas fotovoltaicos instalados en la red de distribución.

Por otro lado, otra posible línea de investigación futura es continuar analizando la posibilidad de utilizar la reserva de potencia y energía disponible en el sistema híbrido de almacenamiento de energía para participar en otros servicios de regulación diferentes, como pueden ser la regulación secundaria o la regulación terciaria. Esta es una opción muy interesante puesto que permite la amortización de los costes adicionales en la unidad fotovoltaica, dado que se puede beneficiar de las remuneraciones correspondientes a la participación en estos servicios mencionados y, a su vez, permite ofertar la energía disponible en los mercados intradiarios disponibles.

Finalmente, una línea de trabajo muy importante es el chequeo mediante ensayos a escala de operación en laboratorio del modelo diseñado, así como llevar a cabo simulaciones con un *hardware-in-the-loop test system* con el objetivo de verificar los resultados obtenidos y comprobar que el comportamiento de los elementos y algoritmos responde a las expectativas planteadas.





---

## 1.6. CONCLUSIONS AND FUTURE RESEARCH LINES

The articles presented within this thesis contribute to the technological development of USPVUs, supporting the integration of USPVUs in the electric power system due to their participation to sustain stability. The study in this thesis was carried out in an open programming environment (MATLAB/Simulink) based on a series of improved models from the literature and considering different scenarios based on conditions of real demand and high PV penetration. This research involved both small-signal stability and time-domain studies after various contingencies. For planning various analysis scenarios, different criteria for dispatching generating units and their replacement by USPVUs were set.

For modeling the provision of primary frequency control, the USPVU model that provides dynamic grid support was upgraded by adding a HESS, composed by a Li-ion battery bank and a supercapacitor bank. The supercapacitor bank provides a rapid response and reduces premature aging of the battery bank. In this sense, different control algorithms were necessary to safeguard the integrity of the USPVU. These algorithms were designed for the operation of the PV modules in MPPT mode for regulate the voltage on the direct current side as well as the grid voltage from the inverter or regulate the state of charge of batteries and supercapacitors.

Next, we present the main conclusions from the results offered in this thesis. The small signal stability study determined the critical oscillation modes of the electric power system analyzed for the different planned scenarios. The associated conclusions are as follows:

- The criterion to dispatch and commit conventional units by USPVUs has a significant impact on system behavior.
- The maintenance of the critical conventional units in service can be helpful in minimizing the negative impact of USPVUs.
- The inertia of the electric power system analyzed is reduced as conventional generating units are replaced, showing oscillations of greater amplitude in the transient response of the system.
- The allocation of USPVUs at each loading scenario has a significant impact on the stability result of the electric power system analyzed.

On the other hand, the study of transient stability determined that the protection strategy and voltage control during voltage swell and dip were also critical factors. The main outcomes associated are the following:

- The impact of USPVUs on the stability of the electric power system in general is unfavorable due to the loss of its inertia, a response that is improved by including voltage control functions in the USPVUs.
- The voltage oscillation in the electric power system after experiencing various contingencies improves with the application of voltage control functions in the USPVU thanks to the regulation of reactive current, in addition to keeping the injection of stable active power.
- The application of functions to disconnect the USPVUs by using IEEE 1547 voltage/frequency limit as well as the fault-ride through capability (FRTC) help reduce the impact of UPVUs on the stability of the electric power system.
- Voltage support by reactive current at voltage dips/swells in USPVUs generally improved the system voltage profile under contingencies, which helped to maintain a stable PV active power output to the power system.
- The application of the IEEE-1547 disconnection criteria in the USPVU, as well as FRTC, reduced the detrimental impact of USPVUs on stability because PV active power outputs were not stable under contingencies.
- The oscillations in the magnitudes of the electric power system depend strongly on the criteria planned for the dispatch of generating units.

The provision of primary frequency control, based on the use of the improved USPVU model, has demonstrated the possibility that these USPVUs can be jointly responsible, together with conventional generating units, for maintaining the stability of the electric power system. In this sense, the optimal dimensioning of the HESS satisfies the primary regulation reserve requirements, which normally account for 10% of the installed peak power of the PV unit. An approximation of the dimensioning is proposed by multiplying this requirement by 0.25 MWh / MW.

The transient stability of the analyzed electric power system improved in all the planned scenarios thanks to the provision of primary control in the USPVUs without overlooking that oscillations of the electric power system worsen proportionally to the number of generating units replaced. In addition, different behavior was observed depending on the regulation applied in each case, that is, frequency correction by droop response and / or inertial response (FSM + IR). Furthermore, the existence of a compromise between the dynamic response of the USPVU and its safe operation, which is, avoiding the voltage protection function on the direct current side from acting is worth highlighting. In relation to the sizing of the HESS, only 8% of the

supercapacitor capacity was required to provide primary control similar to a conventional generator unit.

The responsiveness of the improved USPVU model was fast enough to adapt to frequency changes, even higher than conventional technologies, considering that there were no moving parts involved in its response.

Continuing with this line of work, the interest should continue with the analysis of the impact of PV technology, optimizing the coordinated response of different USPVUs connected in an electric power system to guarantee its stability. The design of the control algorithms is a key factor for the adequate response of the PV units. Therefore, maintaining a flow of information between the different PV units makes it possible to improve the response by damping the oscillations in the electric power system. This proposal is also extendable to the coordination between PV systems located in the distribution grid.

On the other hand, another possible line of future research is to continue analyzing the possibility of using the available power and energy reserve in the HESS to participate in other different regulation services, such as secondary regulation or tertiary regulation. This is a very interesting option because it allows drooping the additional costs in the PV unit. Thus, this option can benefit from the remuneration corresponding to the participation in these mentioned services and, in turn, allows the energy available to be offered in intraday markets available.

Finally, the most successful way to follow this research consists in checking the designed model by means of laboratory operation tests at scale and carrying out simulations with a hardware-in-the-loop test system. These approaches would verify the results obtained and verify that the behavior of the elements and algorithms responded to the expectations raised.



---

## 1.7. REFERENCIAS

### *1.7.1. Stability assessment for transmission systems with large utility-scale PV units Small-signal stability*

- [1] Hernandez, J.C., De la Cruz, J., Ogayar, B.: 'Electrical protection for the grid-interconnection of photovoltaic-distributed generation', *Electr Power Syst Res*, 2012, 89, pp. 85–99
- [2] Romero-Cadaval, E., Francois, B., Malinowski, M., Qing-Chang, Z.: 'Grid-connected photovoltaic plants: an alternative energy source, replacing conventional sources', *IEEE Ind Electron Magazine*, 2015, 9,(1), pp. 18–32
- [3] Red Eléctrica de España, 'Technical guidelines draft for wind and photovoltaic power plants connected directly to the distribution and transmission network: minimum requirements of design, equipment, operation, setting in service and security'. Spain, 2014 (in Spanish)
- [4] 'CECOEL (Electricity Control Centre)', <http://www.ree.es/en/educaree/infographs-and-interactives/cecoel-virtual-tour>, accessed 15 July 2015
- [5] Western Electricity Coordinating Council, 'Generic Solar Photovoltaic System Dynamic Simulation Model Specification' (Sept. 2012)
- [6] Yazdani, A., Di Fazio, A.R., Ghoddami, H., et al.: 'Modeling guidelines and a benchmark for power system simulation studies of three-phase single-stage photovoltaic systems', *IEEE Trans Power Del*, 2011, 26,(2), pp. 1247–1264
- [7] MATLAB/SIMULINK. The MathWorks, Inc; 2008. <http://www.mathworks.com/>
- [8] Wirth, H., 'Recent Facts about Photovoltaics in Germany' (Fraunhofer ISE, May 2015)
- [9] 'Red Electrica de España. The Spanish Electricity System. Preliminary report 2014', <http://www.ree.es/en/publications/>, accessed 15 July 2015
- [10] National Renewable Energy Laboratory, 'Report NREL/SR-560–34634: Reliable, Low Cost Distributed Generator/Utility System Interconnect' (Corporate Research and Development, 2003)
- [11] Achilles, S., Schramm, S., Bebic, J.: 'Report NREL/SR-581-42300: Transmission System Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics' ((National Renewable Energy Laboratory, 2008)
- [12] Zhang, Y., Mensah-Bonsu, C., Walke, P., et al.: 'Transient over-voltages in high voltage grid connected PV solar interconnection'. 2010 IEEE Power and Energy Society General

- Meeting, Minneapolis, Jul. 2010, pp. 1–6
- [13] Haifeng, L., Licheng, J., Le, D., Chowdhury, AA.: 'Impact of high penetration of solar photovoltaic generation on power system small-signal stability'. 2010 International Conference Power System Technology, Oct. 2010, pp. 1–7
- [14] Kumkratug, P. 'Novel model of UPFC for evaluating transient stability of a multimachine system including the grid-connected photovoltaic system'. 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies, Oct. 2012, pp. 1–7
- [15] Eftekharijad, S., Vittal, V., Heydt, G.T., Keel, B., Loehr, J.: 'Small signal stability assessment of power systems with increased penetration of photovoltaic generation: a case study', *IEEE Trans Sustain Energy*, 2013, 4,(4), pp. 960–967
- [16] Eftekharijad, S., Vittal, V., Heydt, GT., Keel, B., Loehr, J.: 'Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems', *IEEE Trans Power Syst*, 2013, 28,(2), pp. 893–901.
- [17] Balathandayuthapani, S., Edrington, C.S., Henry, S.D., Cao, J.: 'Analysis and control of a photovoltaic system: application to a high-penetration case study', *IEEE Sys J*, 2012, 6,(2), pp. 213–219
- [18] Wang, L., Lin, Y.-H.: 'Small-signal stability and transient analysis of an autonomous PV system'. 2008 IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, Apr. 2008, pp. 1–6
- [19] Du, W., Wang, H.F., Xiao, L.-Y.: 'Power system small-signal stability as affected by grid-connected photovoltaic generation', *Eur Trans Electr Power*, 2012, 22,(5), pp. 688–703
- [20] Tamimi, B., Canizares, C., Bhattacharya, K.: 'System stability impact of large-scale and distributed solar photovoltaic generation: the case of Ontario, Canada', *IEEE Trans Sustain Energy*, 2013, 4,(3), pp. 680–688
- [ 21] Hossain, M.J., Saha, T.K., Mithulananthan, N., Pota, HR.: 'Robust control strategy for PV system integration in distribution systems', *Appl Energy*, 2012, 99, pp. 355–362
- [22] Exposito, A.G., Conejo, A.J., Cañizares, C.: 'Electric energy systems, analysis and operation' (Boca Raton, FL, USA: CRC Press. 2009)
- [23] NERC., 'Special Report: Standard Models for Variable Generation' (North American Electric Reliability Corporation, May 2010).

- 
- [24] Wang, L., Lin, Y.H.: 'Dynamic stability analysis of photovoltaic array connected to a large utility grid'. 2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Jan. 2000, pp. 476–480
- [25] Astic, J.Y., Bihain, A., Jerosolimski, M.: 'The mixed Adams-BDF variable step size algorithm to simulate transient and long term phenomena in power systems', IEEE Trans Power Syst, 1994, 9(2), pp. 929–935
- [26] Wandhare, R.G., Agarwal, V.: 'Advance control scheme and operating modes for large capacity centralized PV-grid systems to overcome penetration issues'. 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Jun. 2011, pp. 2466–2471
- [27] Walling, R.A., Clark, K.: 'Grid support functions implemented in utility-scale PV systems'. 2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Apr. 2010, pp. 1–5
- [28] IEEE Std. 1547: 'IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems', 2003
- [29] Islam, G.M.S., Al-Durra, A., Muyeen, S.M., Tamura, J.: 'Low voltage ride through capability enhancement of grid connected large scale photovoltaic system'. 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, Nov. 2011, pp. 884–889
- [30] Asmine, M., Brochu, J., Fortmann, J., et al.: 'Model validation for wind turbine generator models', IEEE Trans Power Syst, 2011, 26(3), pp. 1769–1782
- [31] Hernandez, J.C., Garcia, O.G., Jurado, F.: 'Photovoltaic devices under partial shading conditions', Int Rev Model Simul, 2012, 5,(1), pp. 414–425
- [32] Rodriguez, C., Amaratunga, G.A.J.: 'Dynamic stability of grid-connected photovoltaic systems'. 2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Jun. 2004, pp. 2193–2199
- [33] Khajehoddin, S.A., Bakhshai, A., Jain, P.: 'A novel topology and control strategy for maximum power point trackers and multi-string grid-connected PV inverters'. 23th Annual IEEE on Applied Power Electronics Conference and Exposition, Feb. 2008, pp. 173–178
- [34] Fernandez-Bernal, F., Rouco, R., Centeno, P., et al.: 'Modelling of photovoltaic plants for power system dynamic studies'. 5th International Conference on Power System Management and Control, Apr. 2002. pp. 341–346
- [35] Pourbeik, P.: 'Product ID # 1024346: Wind Turbine Generator Model Validation (WTGMV) Software User's Manual' (EPRI, 2011)
-

- [36] Soni, S.: 'Solar PV plant model validation for grid integration studies'. PhD thesis, Arizona State University, 2014
- [37] Morjaria, M., Anichkov, D., Chadliev, V., Soni, S.: 'A grid-friendly plant: the role of utility-scale photovoltaic plants in grid stability and reliability systems', IEEE Power Energy Mag, 2014, 12(3), pp. 87–95
- [38] Western Electricity Coordinating Council, 'Guide for Representation of Photovoltaic Systems in Large-Scale Load Flow Simulations' (Aug. 2010)
- [39] Pai, M.A.: 'Energy function analysis for power system stability' (Boston: Kluwer Academic Publishers. 1989)
- [40] Ye, Z., Walling, R., Zhou, R., Li, L. Wang T. 'Study and Development of Anti-Islanding Control for Grid-Connected Inverter' (General Electric Global Research Center, 2004)
- [41] Song, Y.: 'Design of secondary voltage and stability controls with multiple control objectives'. PhD thesis, Georgia Institute of Technology, 2009
- [42] Gerin-Lajoie, L., 'Report on the EMTP-RV 39-Bus System' (IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls, Mar. 2015)

### *1.7.2. Enhanced utility-scale photovoltaic units with frequency support functions and dynamic grid support for transmission systems*

- [43] Yang, Y., Enjeti, P., Blaabjerg, F., Wang, H.: 'Wide-scale adoption of photovoltaic energy: grid code modifications are explored in the distribution grid', IEEE Ind Appl Mag, 2015, 21, pp. 21–31
- [44] Bueno, P.G., Hernandez, J.C., Ruiz-Rodriguez, F.J.: 'Stability assessment for transmission systems with large utility-scale photovoltaic units', IET Renew Power Gener, 2016,10, pp. 584–597
- [45] Miller, N.W., Shao, M., Pajic, S., D'Aquila. R.: 'Western wind and solar integration study phase 3-frequency response and transient stability'. GE Energy Management Schenectady. Report NREL/SR-5D00-62906 (National Renewable Energy Laboratory, 2014).
- [46] Yang, Y., Blaabjerg, F., Wang, H., Simões, M.G.: 'Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters', IET Renew Power Gener, 2016, 10(4), pp. 504–513



- 
- [47] European Network of Transmission System Operators for Electricity, 'Network code on requirements for grid connection applicable to all generators'. 2015
- [48] CENELEC TS 50549-1: 'Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 1: Connection to a LV distribution network above 16 A'. 2015
- [49] CENELEC TS 50549-2: 'Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2: Connection to a MV distribution network above 16 A'. 2015
- [50] CEI Std. 0-16: 'Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution company'. 2014
- [51] CEI Std. 0-21: 'Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical utilities'. 2014
- [52] Calderaro, V., Galdi, V., Lamberti, F., Piccolo, A.: 'A smart strategy for voltage control ancillary service in distribution networks', *IEEE Trans Power Syst*, 2015, 30, pp. 494–502
- [53] Hollinger, R., Diazgranados, L.M., Braam, F., Erge, T., Bopp, G., Engel, B.: 'Distributed solar battery systems providing primary control reserve', *IET Renew Power Gener*, 2016, 10, pp. 63–70
- [54] Koller, M., Gonzalez-Vaya, M., Chacko, A., Borsche, T., Ulbig, A.: 'Primary control reserves provision with battery energy storage systems in the largest European ancillary services cooperation'. 2016 International Council on Large Electric systems (CIGRE), Aug. 2016, pp. 1–12
- [55] Oudalov, A., Chartouni, D., Ohler, C.: 'Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control', *IEEE Trans Power Syst*, 2007, 22, pp. 1259–1266
- [56] Moutis, P., Vassilakis, A., Sampani, A., Hatziargyriou, N.D.: 'DC switch driven active power output control of photovoltaic inverters for the provision of frequency regulation', *IEEE Trans Sustain Energy*, 2015, 6, pp. 1485–1493
- [57] Bhattacharya, S., Mishra, S.: 'Efficient power sharing approach for photovoltaic generation based microgrids', *IET Renew Power Gener*, 2016, 10(7), pp. 973–987
- [58] Nanou, S.I., Papakonstantinou, A.G., Papathanassiou, S.A.: 'A generic model of two-stage grid-connected PV systems with primary frequency response and inertia emulation', *Electr Power Syst Res*, 2015, 127, pp. 186–196
- [59] Kakimoto, N., Takayama, S., Satoh, H., Nakamura, K.: 'Power modulation of PV generator
-

- for frequency control of power system', *IEEE Trans Energy Convers*, 2009, 24, pp. 943–949
- [60] Hill, C.A., Such, M.C., Chen, D., Gonzalez, J., Grady, W.M.: 'Battery energy storage for enabling integration of distributed solar power generation', *IEEE Trans Smart Grid*, 2012, 3, pp. 850–857
- [61] Adhikari, S., Li, F.: 'Coordinated V-f and P-Q control of solar photovoltaic generators with MPPT and battery storage in microgrids', *IEEE Trans Smart Grid*, 2014, 5, pp. 1270–1281
- [62] Sa-ngawong, N., Ngamroo, I.: 'Intelligent photovoltaic farms for robust frequency stabilization in multi-area interconnected power system based on PSO-based optimal Sugeno fuzzy logic control', *Renew Energy*, 2015, 74, pp. 555–567
- [63] Mahmood, H., Michaelson, D., Jiang, J.: 'Decentralized power management of a PV/battery hybrid unit in a droop-controlled islanded microgrid', *IEEE Trans Ind Electron*, 2015, 30, pp. 7215–7229
- [64] Urtasun, A., Barrios, E.L., Sanchis, P., Marroyo, L.: 'Frequency-based energy-management strategy for stand-alone systems with distributed battery storage', *IEEE Trans Power Electron*, 2015, 30(9), pp. 4794–4808
- [65] Hashemi, S., Ostergaard, J.: 'Efficient control of energy storage for increasing the PV hosting capacity of LV grids', *IEEE Trans Smart Grid*, 2016, PP(99), pp. 1–1
- [66] Egwebe, A.M., Fazeli, M., Igic, P., Holland, P.M.: 'Implementation and stability study of dynamic droop in islanded microgrids', *IEEE Trans Energy Convers*, 2016, 31(3), pp.821–832
- [67] Xin, H., Liu, Y., Wang, Z., Gan, D., Yang, T.: 'A new frequency regulation strategy for photovoltaic systems without energy storage', *IEEE Trans Sustain Energy*, 2013, 4, pp. 985–993
- [68] Crăciun, B.-I., Kerekes, T., Séra, D., Teodorescu, R.: 'Frequency support functions in large PV power plants with active power reserves', *IEEE Trans Emerg Sel Topics Power Electron*, 2014, 2, pp. 849–858
- [69] Uriarte, F.M., Smith, C., VanBroekhoven, S., Hebner, R.E.: 'Microgrid ramp rates and the inertial stability margin', *IEEE Trans Power Syst*, 2015, 30(6), pp. 3209–3216
- [70] ESRAM, T., Chapman, P.: 'Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques', *IEEE Trans Energy Convers*, 2007, 22, pp. 439–449

- 
- [71] European Network of Transmission System Operators for Electricity, 'Network code on load frequency control and reserves'. 2013
- [72] Hashemi, Y., Shayeghi, H., Moradzadeh, M., Safari, A.: 'Financial compensation of energy security service provided by dual-branch controller of large-scale photovoltaic system in competitive electricity markets', *IEEE Trans Power Syst*, 2016, 31(3), pp. 2255–2265
- [73] 'STORE Project press release', <http://www.endesa.com/en/saladeprensa/noticias/energy-storage-plants-STORE-Project>, accessed 15 August 2016
- [74] Luo, X., Wang, J., Dooner, M., Clarke, J.: 'Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation', *Applied Energy*, 2015, 137(1), pp. 511–536
- [75] Haidar, A.M.A., Muttaqi, K.M., Sutanto, D.: 'Technical challenges for electric power industries due to grid-integrated electric vehicles in low voltage distributions: A review', *Energy Convers Manage*, 2014, 86, pp. 689–700
- [76] Godina, R., Paterakis, N.G., Erdinc, O., et al.: 'Impact of EV charging-at-work on an industrial client distribution transformer in a Portuguese Island'. 2015 Australasian Universities Power Engineering Conference, Dec. 2010, pp. 1–6
- [77] IEA, 'Technology Perspectives 2015'
- [78] Wuhua, L.I., Chi, X.U., Hongbin, Y.U., Yunjie, G.U., Xiangning, H.E.: 'Energy management with dual droop plus frequency dividing coordinated control strategy for electric vehicle applications', *J Mod Power Syst Clean Energy*, 2015, 3, pp. 212–220
- [79] Zhou, J.H., Ge, X.H., Zhang, X.S., Gao, X.Q., Liu, Y.: 'Stability simulation of a MW-scale PV-small hydro autonomous hybrid system'. 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Jul. 2013, pp. 1–5
- [80] Valverde, L., Rosa, F., del Real, A.J., Arce, A., Bordons, C.: 'Modeling, simulation and experimental set-up of a renewable hydrogen-based domestic microgrid', *Int J Hydrogen Energy*, 2013, 38, pp. 11672–11684
- [81] Mendis, N., Muttaqi, K.M., Perera, S.: 'Management of low- and high-frequency power components in demand-generation fluctuations of a DFIG-based wind-dominated RAPS system using hybrid energy storage', *IEEE Trans Ind Appl*, 2014, 50, pp. 2258–2268
- [82] Wehenkel, L., Cutsem, V., Ribbens-Pavella, M.: 'An artificial intelligence framework for online transient stability assessment of power systems', *IEEE Trans Power Syst*, 1989, 4, pp.
-

789–800

- [83] ACER and European Network of Transmission System Operators for Electricity, European Commission, 'System operation guideline draft'. 2015
- [84] European Network of Transmission System Operators for Electricity, 'Supporting document for the network code on load-frequency control and reserves'. 2013
- [85] Doherty, R., Mullane, A., Nolan, G., Burke, D.J., et al.: 'An assessment of the impact of wind generation on system frequency control', *IEEE Trans Power Syst*, 2010, 25, pp. 452–460
- [86] Rahmann, C., Vittal, V., Ascui, J., Haas, J.: 'Mitigation control against partial shading effects in large-scale PV power plants', *IEEE Trans Sustain Energy*, 2016, 25, pp. 173–180
- [87] EirGrid and Soni, 'DS3: System services review TSO recommendations'. 2012
- [88] Wu, T., Chang, C., Lin, L., Kuo, C.: 'Power loss comparison of single-and two-stage grid-connected photovoltaic systems', *IEEE Trans Energy Convers*, 2011, 26, pp. 707–715
- [89] IEEE Std. 1547.2: 'Application guide for IEEE 1547 standard for interconnecting distributed resources with electric power systems', 2008
- [90] Lu, D., Fakhm, H., Zhou, T., Francois, B.: 'Application of Petri Nets for the energy management of a photovoltaic based power station including storage units', *Renew Energy*, 2010, 35, pp. 1117–1124
- [91] Bauman, J., Kazerani, M.A.: 'Comparative study of fuel cell-battery, fuel-cell-ultracapacitor, and fuel cell-battery-ultracapacitor vehicles', *IEEE Trans Veh Technol*, 2008, 57, pp. 760–769

## COMPENDIO DE TRABAJOS PUBLICADOS

---

### 2. 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 (primer y segundo cuartil) del Journal Citation Report ® (JCR). En el primero de ellos el doctorando es el primer autor; el segundo artículo ha sido premiado en 2019 mediante *Premium Award for Best Paper* en la revista *IET Renewable Power Generation*.

Además, se presenta un acta de congreso que está incluido en el IEEE Conference Publication Program (CPP) y tiene como canal de difusión IEEE Xplore®, ello implica que esté ‘abstracting and indexing’ (A&I) en Scopus, Web of Science, ProQuest, The Institution of Engineering and Technology, US National Library of Medicine y CrossRef, por tanto esta comunicación para el subcampo de Ingenierías de la Comunicación, Computación y Electrónica puede ser considerada de relevancia media (tercer cuartil) o relevancia baja (cuarto cuartil) según los criterios establecidos por la CNEAI en dicho subcampo.

## 2.1. ARTÍCULOS PUBLICADOS

### 2.1.1. *Stability assessment for transmission systems with large utility-scale PV units Small-signal stability*

**Pedro G. Bueno**, Jesus C. Hernández, Francisco J. Ruiz-Rodríguez “Stability assessment for transmission systems with large utility-scale photovoltaic units” IET Renewable Power Generation; Volume 10, Issue 5, May 2016, p. 584-597 - DOI: 10.1049/iet-rpg.2015.0331

Estado / Status: Publicado / Published

Índice de impacto / Impact factor: 2.635

Categoría / Category: ENGINEERING, ELECTRICAL AND ELECTRONIC Ranking (2016): 76 de 262 (T1/Q1)

Índice de citas / Citation index: WOS: 44; Scopus: 53; Google Scholar: 64

Abstract: Photovoltaic (PV) systems are gradually replacing conventional synchronous generators. However, reduced system inertia and lack of dynamic grid support from PV are the main issues that could have a detrimental impact on the transient response in power systems when critical contingencies arise. In this study, the authors modelled and analysed transient and small-signal stability for a representative transmission system with realistic loading scenarios and high PV penetration levels. First, system eigenvalues were calculated to identify critical modes. Thereafter, the results of the small-signal analysis were further expanded by performing transient simulations after critical contingencies. Such contingencies detrimentally excited the critical modes of the system. To carry out this analysis, they implemented a positive-sequence dynamic model of a utility-scale PV unit (USPVU) in the open programming environment MATLAB/Simulink. This dynamic model is based on a Western Electricity Coordinating Council (WECC) generic model (full converter model), which is suitable for electromechanical transient studies. Also included was the model of the PV array, dc-dc converter, and associated control systems. The most critical factors pertaining to the detrimental or beneficial impact of USPVUs on stability were the unit commitment and dispatch strategy and the protection/control strategy during voltage swell and dip events for equivalent PV penetration and loading scenarios.

### *2.1.2. Enhanced utility-scale photovoltaic units with frequency support functions and dynamic grid support for transmission systems*

Jesus C. Hernández, **Pedro G. Bueno**, Francisco J. Ruiz-Rodriguez “Enhanced utility-scale photovoltaic units with frequency support functions and dynamic grid support for transmission systems” IET Renewable Power Generation; Volume 11, Issue 3, February 2017, p. 361-372 DOI: 10.1049/iet-rpg.2016.0714

Estado / Status: Publicado / Published

Índice de impacto / Impact factor: 3.488

Categoría / Category: ENGINEERING, ELECTRICAL AND ELECTRONIC Ranking (2017): 50 de 260 (T1/Q1)

Índice de citas / Citation index: WOS: 52; Scopus: 59; Google Scholar: 69

**Abstract:** This research presents a model of a utility-scale photovoltaic unit (USPVU) enhanced with an embedded hybrid energy storage system (HESS), suitable for stability studies in transmission systems. The main goal of this model is the simultaneous provision of primary frequency control and dynamic grid support. The primary frequency control includes both droop response (achieved by the frequency sensitive mode [FSM] operation) and inertial response (IR). To obtain these grid support functions, the research designed a suitable voltage and frequency (V–f) control, which coordinates the photovoltaic (PV) maximum power point tracking control, HESS converter control, and PV inverter control. Firstly, a midterm assessment of energy requirements in the sized HESS, based on frequency data, validated the energy availability of the enhanced USPVU for primary frequency control, according to new prequalification rules for energy-constrained units. Then, transient stability assessments were performed on a representative transmission system to check the performance of the added FSM and IR in USPVUs with dynamic grid support. The results of the frequency phenomena in the IEEE 39-bus system showed that the enhanced USPVU shared primary frequency control responsibilities with the conventional generation. This was achieved with two criteria to dispatch and commit conventional units by USPVUs.

## 2.2. CONGRESOS/CONFERENCIAS INTERNACIONALES

### 2.2.1. *Large photovoltaic systems providing frequency containment reserves*

Jesus C. Hernández, Francisco J. Ruiz-Rodríguez, **Pedro G. Bueno** “Large photovoltaic systems providing frequency containment reserves” IEEE PES Asia Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC 2016). October 25-28, 2016. Xi’an, China



# The IET Premium Awards 2019

This is to certify that

**Jesus C. Hernández, Pedro G. Bueno and  
Francisco Sanchez-Sutil**

are awarded

**The IET Renewable Power Generation Premium  
Award for the paper titled 'Enhanced  
utility-scale photovoltaic units with frequency  
support functions and dynamic grid support for  
transmission systems', Volume 11, Issue 3,  
February 2017, 361 – 372**

November 2019



---

**Nigel Fine**  
IET Chief Executive and Secretary



---

**Dr Peter Bonfield OBE**  
IET President