

# Aplicación de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Supercondensadores en Plantas de Generación Fotovoltaica

M.A. Guerrero, E. Romero, M. Milanés, V. Miñambres, E. González

Sistemas Eléctricos y Electrónicos de Potencia (PE&ES), Escuela de Ingeniería Industriales, Universidad de Extremadura, Badajoz, España

**Resumen-** El almacenamiento de energía, aunque limitado, puede permitir una mejor integración de plantas de generación fotovoltaica en la red eléctrica, atenuando los inconvenientes derivados del hecho de que su producción es discontinua y variable dependiente de los factores climáticos. Los supercondensadores como sistema de almacenamiento pueden permitir que estas plantas se comporten como fuentes de potencia constante, al menos durante intervalos de tiempo de duración conocida, lo que podría redundar en una mejor gestión de la red eléctrica. Además los supercondensadores podrían implantarse fácilmente en los sistemas actuales, ya que almacenan directamente la energía en forma eléctrica y podrían sustituir a los condensadores convencionales que se emplean en los sistemas de inyección de potencia.

## I. INTRODUCCIÓN

A medida que se incrementa el nivel de desarrollo de la humanidad, crece también la demanda de energía, tanto en el entorno doméstico como industrial. Los recursos de energía convencionales son limitados, por lo que las autoridades y gobiernos están promoviendo el ahorro energético y la generación de energía utilizando recursos renovables.

La Unión Europea ha adquirido el compromiso para el año 2020 de que el 20 % de la energía total generada se produzca a partir de fuentes energéticas renovables.

Hoy en día, dentro de las energías renovables más destacadas son la energía solar y la energía eólica. La mayor desventaja de este tipo de energías renovables es la discontinuidad de generación debido principalmente a su dependencia de los factores climáticos, lo que las hace más difícil de integrar en el conjunto de generación.

Por naturaleza, la red eléctrica ajusta la demanda a la generación en tiempo real, siendo la demanda aleatoria pero predecible. El almacenamiento de energía se convierte en un factor crítico para conseguir el balance energético entre la energía demanda y la generada a partir de recursos renovables. Una planta de generación de energía renovable asociada a un sistema de almacenamiento de energía podría comportarse como una planta generadora de potencia constante durante periodos de tiempo acordados.

La generación y el almacenamiento cercanos al lugar de consumo implican menores pérdidas de energía en los sistemas de transmisión y distribución.

Al mismo tiempo, la reducción de la congestión de las líneas de transmisión optimiza la utilización de la red

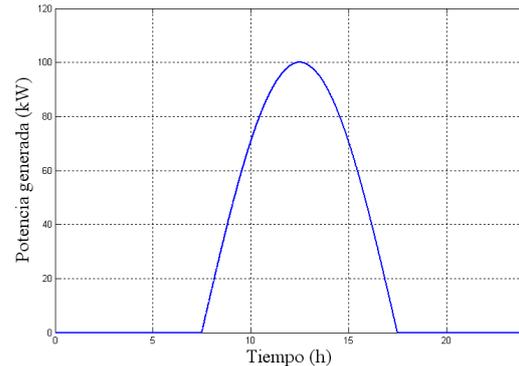


Fig. 1. Energía generada por una planta solar fotovoltaica de 100 kW

existente, mejorando la administración de los activos e incrementando la confiabilidad de la red.

En conclusión, los sistemas de almacenamiento de energía son necesarios para obtener el máximo rendimiento a las energías renovables y facilitar la conversión de los suministros intermitentes de las energías renovables en recursos fiables. Los sistemas tradicionales, como los acumuladores o el bombeo hidráulico, ofrecen limitaciones de eficiencia, durabilidad o disponibilidad. Dentro de los posibles sistemas de almacenamiento de energía [1] en este trabajo la atención se centra en los supercondensadores.

En este trabajo se estudia un sistema de almacenamiento de energía para una planta solar fotovoltaica con una potencia pico de generación de 100kW. Se analizará la posibilidad de utilizar los supercondensadores como sistema de almacenamiento, debido a su gran facilidad de implantación ya que la energía se almacena directamente en forma eléctrica.

Dado que tecnología actual de supercondensadores tienen una capacidad de almacenamiento de energía limitada, se plantean diferentes estrategias de operación para mejorar el diseño del sistema, minimizando.

## II. ESTUDIO DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

La hipótesis de partida para el diseño del sistema de almacenamiento de energía (SAE) es que el sistema generación – almacenamiento debe comportarse como una fuente de potencia constante durante un determinado periodo de tiempo a determinar.

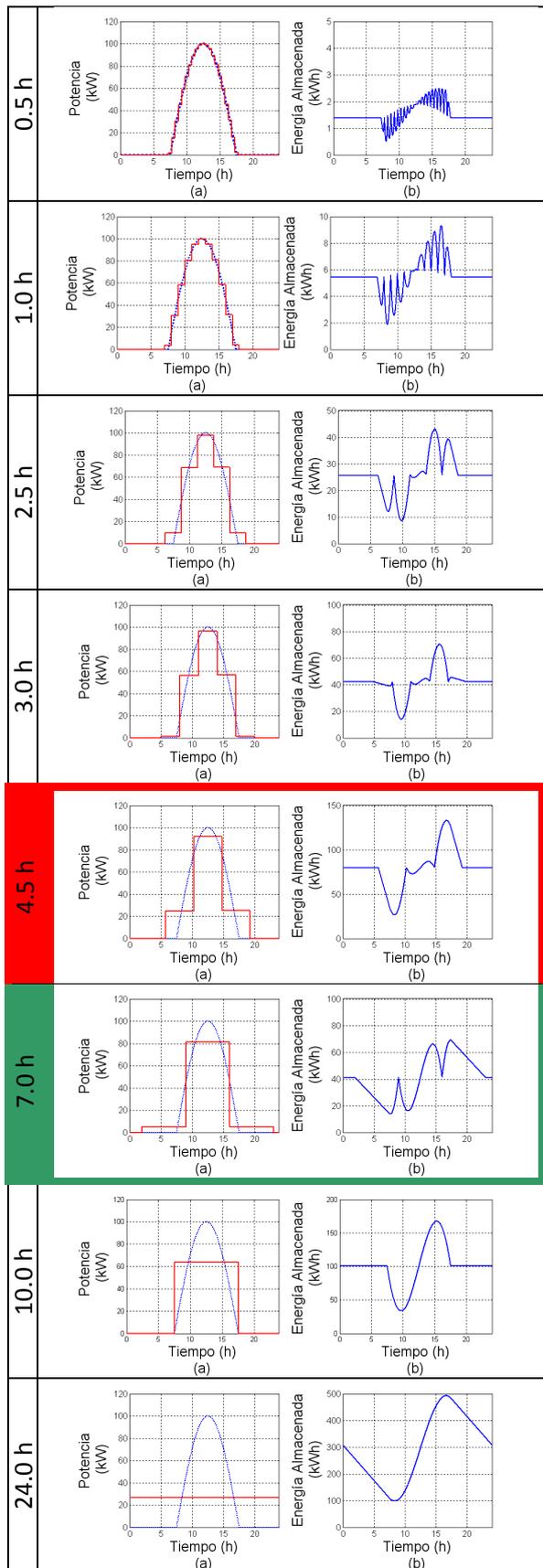


Fig. 2. Evolución del sistema para distintos intervalos de entrega de potencia: a) potencia generada y entregada por el sistema; b) energía almacenada por el sistema.

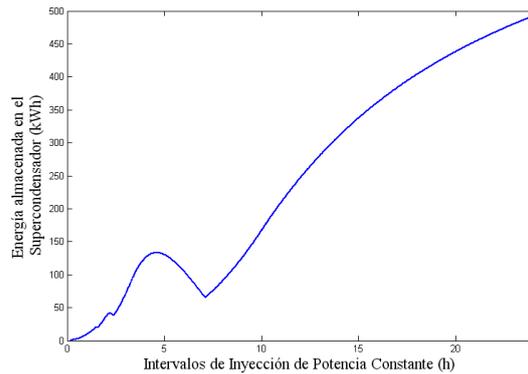


Fig. 3. Capacidad del SAE frente a la duración del intervalo de potencia de inyección constante.

Para el diseño del SAE se tomará una planta de generación fotovoltaica con potencia pico de 100 kW en condiciones de uso normales. En la Figura 1 se muestra la curva de generación para esta planta solar en un día tipo (con las condiciones climáticas de radiación solar y temperatura de referencia).

En esta figura se comprueba la variación y discontinuidad de la potencia generada a lo largo de un día.

En la Figura 2 puede observarse la evolución de la energía almacenada a lo largo de un día, cuando el intervalo de tiempo durante el que se mantiene constante la potencia inyectada, varía desde media hora hasta todo un día. En las Figuras 2a) se muestran la potencia generada por la planta fotovoltaica (Línea discontinua), y la potencia constante a intervalos inyectada en la red (Línea continua). La diferencia entre ambas será la potencia que consume o genera el SAE produciendo la variación en la energía almacenada que se muestra en las Figuras 2b).

En la determinación de la potencia constante a tramos que se inyecta en la red, se ha buscado que mantenga simetría con la curva de potencia generada, para conseguir optimizar las variaciones en la energía almacenada.

En la determinación de la potencia constante que debe ser inyectada en la red en cada tramo, se ha tenido en cuenta que el valor mínimo de la energía almacenada sea del 20% del máximo para evitar la descarga completa del sistema. Esto es así ya que, si el SAE se realiza con supercondensadores, el sistema inversor de inyección a red necesitará una mínima tensión (y por tanto energía mínima) de funcionamiento.

El SAE analizado (como se deduce de la Figura 2), almacena una energía que presenta una variación (diferencia entre los valores máximo y mínimo absolutos de la energía almacenada) que se encuentra entre los 2 kWh (para entrega de potencia constantes en periodos de media hora) hasta los 400 kWh (para dar una potencia constante durante todo el día).

En la Figura 3 se representa la capacidad de almacenamiento del SAE (energía máxima almacenada) en función del periodo de tiempo en el que se entrega potencia constante. Como muestra dicha figura, se

producen máximos y mínimos relativos debidos a la interrelación entre la potencia generada y la potencia inyectada a la red eléctrica. Debe resaltarse el caso correspondiente a periodos de inyección constante de 7 horas dado que requieren la misma capacidad de almacenamiento que el caso de periodos de 3 horas, siendo mejor el primero si se considera que para la integración en red de la planta es mejor periodos de inyección de potencia constante de mayor duración.

Estos efectos producidos por las geometrías de las potencias generada e inyectada, dan lugar también a un caso relevante (que corresponde al intervalo de inyección de potencia constante de 4,5 horas) en el que se produce un máximo relativo, necesitando mayor capacidad que para el caso de 7 horas.

### III. LOS SUPERCONDENSADORES COMO DISPOSITIVOS PARA EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los supercondensadores constituyen una tecnología emergente cuya aplicación en SAE en sistemas de generación con energía renovable no está muy extendida. Pero estos dispositivos podrían ser una solución interesantes en los mismos, ya que podrían implementarse en los actuales sistemas (con las correspondientes modificaciones de sus topologías) sustituyendo los bancos de condensadores convencionales que se utilizan habitualmente en los acondicionadores de potencia.

De esta forma el acondicionador presentaría una determinada capacidad de almacenamiento de energía, que podría garantizar un suministro de producción de energía con mayor estabilidad y seguridad que los actuales (con condensadores convencionales, cuya capacidad limita su uso como SAE en aplicaciones de baja potencia).

Los supercondensadores presentan altos valores de capacidad eléctrica (Faradios) por lo que consiguen acumular mucha más energía que los convencionales. Existen modelos comerciales con capacidades máximas del orden de 1 kWh y capaces de trabajar con potencias que van desde kW a MW. Tienen alta disponibilidad de potencia (del orden de MW/s), eficiencia elevada (superior al 95 %), bajo coste de mantenimiento y una vida útil lo suficientemente larga para lograr costes competitivos [1]-[5].

El esquema equivalente de un supercondensador se muestra en la Figura 4. Este esquema consiste en un condensador,  $C$ ; una resistencia de fugas en paralelo,  $R_p$ , que modela la pérdida de energía debida a la autodescarga del condensador; una resistencia de serie (*Equivalent Series Resistor*, ESR),  $R_s$ , que modela sus pérdidas en los procesos de carga y descarga; y una bobina en serie,  $L$ , que completa el modelo dinámico del condensador. En un supercondensador  $R_p$  es siempre mucho más alto que  $R_s$  [6]-[8].

Una de las características deseables de un SAE es que la autodescarga del mismo sea mínima. El proceso

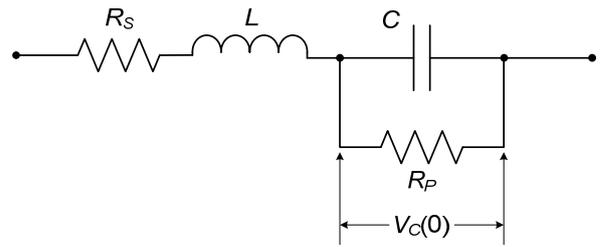


Fig. 4. Modelo del circuito equivalente de un supercondensador.

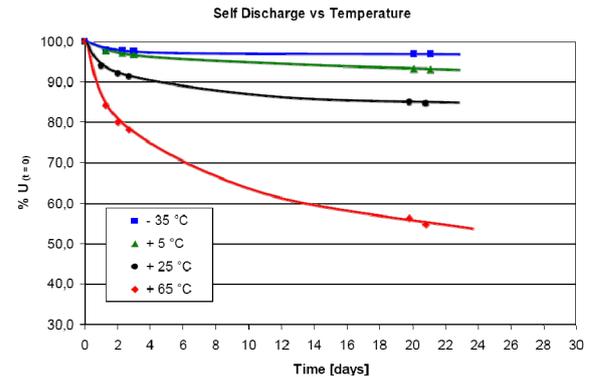


Fig. 5. Cortesía de Maxwell Technologies. Descarga del supercondensador debido a las resistencias de fuga.

de autodescarga de un supercondensador está controlado por la ecuación:

$$V(t) = V_C(0)e^{-\frac{t}{R_p C}} \quad (1)$$

donde  $V_C(0)$  es el voltaje inicial del supercondensador. Siendo la energía almacenada en el supercondensador:

$$E(t) = \frac{1}{2} C V_C^2(0) e^{-\frac{2t}{R_p C}} \quad (2)$$

Siendo la evolución de la tensión del supercondensador en la autodescarga la que se muestra en la Figura 5 [9][10].

Los módulos de supercondensadores están constituidos por múltiples supercondensadores unitarios que se asocian en estructuras serie/paralelo, por lo que de forma semejante a algunas tecnologías de batería secundarias, requieren de circuitos para el reparto equilibrado de la tensión total entre todos los supercondensadores conectados en una estructura serie. La distribución de la tensión (y por tanto de la energía almacenada) en una batería de supercondensadores en serie es función principalmente de la capacidad y de la resistencia de fugas.

El parámetro que más influye en el desequilibrio de carga entre varias unidades conectadas en serie, es la diferencia entre las distintas resistencias de fuga que presentan las mismas.

Principalmente, existen dos métodos para realizar el equilibrio de las celdas (según Maxwell Technologies):

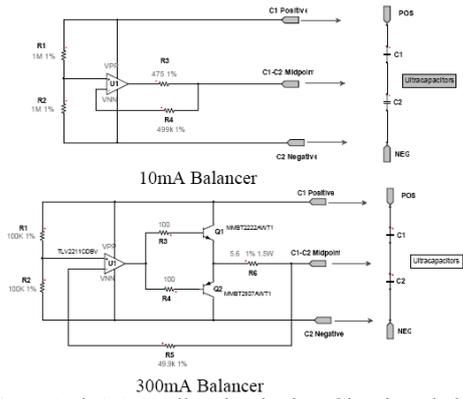


Fig. 6. Cortesía de Maxwell technologies. Circuitos de balanceos de Maxwell technologies

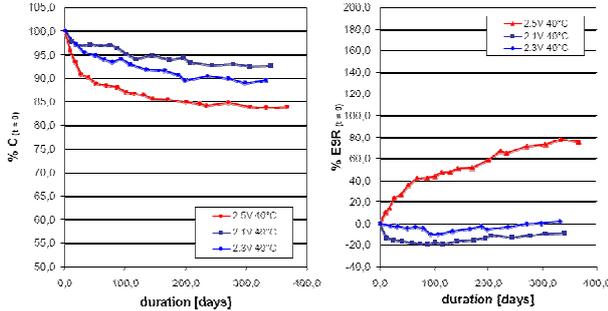


Fig. 7. Cortesía de Maxwell technologies. Variaciones del valor de los parámetros internos del supercondensador en el tiempo.

- Método activo: este método usa semiconductores para limitar o equilibrar la tensión entre celdas; es un método mejor para ciclos de trabajos altos o cuando la eficiencia (o las pérdidas de la corriente de fuga) sí son un factor importante.
- Método resistivo: en el que se coloca una resistencia en paralelo; el valor de esta resistencia se calcula como 10 veces más pequeña que la resistencia en paralelo para requisitos dinámicos lentos, y 100 veces menor, para requisitos dinámicos rápidos. En esta solución la eficiencia del sistema se reduce considerablemente.

En la Figura 6 se muestran dos circuitos de equilibrio activo de celdas desarrollado por Maxwell Technologies. Ambas versiones están basadas en un diseño de amplificador operacional de precisión. El circuito de equilibrado de tensiones entre celdas está diseñado para limitar el sobrevoltaje de los supercondensadores y es capaz de suministrar hasta 300mA de corriente para reducir el sobrevoltaje de las celdas. Cuando las celdas están equilibradas, el circuito reduce esta corriente a un valor por debajo de los 50µA (aproximadamente el 1 % de la corriente de fuga típica de una celda de 3000 F) garantizando que el circuito de equilibrado no influye notablemente en la eficiencia ni en los tiempos de autodescarga del sistema.

Los sistemas modulares de Maxwell Technologies (como por ejemplo el BMOD0165) ya están equipados con un circuito activo de equilibrado de tensión, que protegen y monitoriza cada celda dentro del modulo. El

equilibrio módulo a módulo no se requiere en este tipo de módulos dado que lo realizan internamente [11].

Los criterios que marcan la vida de los supercondensadores son la capacidad y la ERS, Maxwell define sus criterios como una reducción de la capacidad del 20% y un aumento de la ERS del 100%. La capacidad desciende en las primeras horas/ciclos de forma exponencial, y posteriormente desciende de forma lineal durante el resto de la vida útil (Figura 7). Aunque existe un fenómeno de recuperación si se interrumpe la tensión en el supercondensador después de un largo periodo de uso continuo, la capacidad y ERS muestran una recuperación como una función del tiempo de descanso sin uso.

#### IV. ESTRATEGIA DE CONTROL DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN SUPERCONDENSADORES

La estrategia general de operación del sistema de inyección de potencia propuesto será que mantenga constante la potencia inyectada en intervalos de tiempo preestablecidos.

El valor de la potencia que será inyectada en el sistema será determinado por el propio sistema de inyección (que forma parte de la planta de generación fotovoltaica) y para una mejor gestión de la red, se comunicará al centro de gestión de la compañía distribuidora (ya que estas plantas de generación en muchos casos inyectan la energía en estas redes) un periodo antes de que comience dicha a inyectarse dicha potencia para que la compañía pueda de forma anticipada determinar la topología más adecuada de su red y si fuera necesario, planificar las operaciones oportunas.

Esta anticipación en la comunicación de la potencia a inyectar en el sistema, determina la primera exigencia de la estrategia de control propuesta: la estimación de la potencia que generará la planta. Se ha estimado que la curva de generación ideal de una planta fotovoltaica (Figura 1) puede modelarse con la ecuación

$$P_g = P_m \text{sen}\left(\frac{\pi}{t_g}(t - t_s)\right) \quad (3)$$

donde  $P_m$  es la potencia pico generada,  $t_s$ , es el hora del día en la que comienza la generación y  $t_g$  es la duración del intervalo de generación diario.

La estimación se realiza utilizando una regresión que busca minimizar el error cuadrático medio entre los valores medidos de potencia generada y la función de regresión indicada en (3). Para la estimación de la potencia generada por la planta se tiene en cuenta lo sucedido en días anteriores: hora de comienzo de generación y duración del intervalo de generación.

Otro principio de operación que considera la estrategia de control es que debe entregar a la red toda la energía producida en ese día, por lo que el SAE debe quedar al final del día con el mismo nivel de energía almacenada que tenía al comienzo de dicho día.

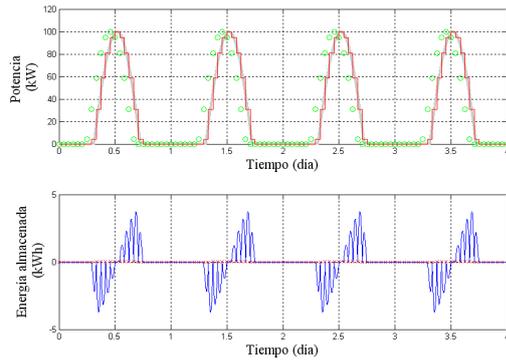


Fig. 8. Caso 1: potencia inyectada igual al valor medio de la potencia generada ( $\Delta E=7.45$ ).

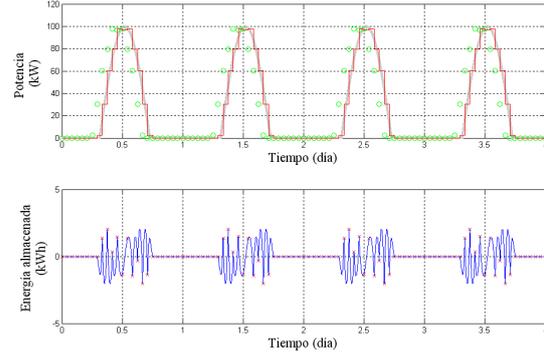


Fig. 10. Caso 3: máximo de variación de energía almacenada igual a valor absoluto del mínimo en cada periodo ( $\Delta E=4.09$ ).

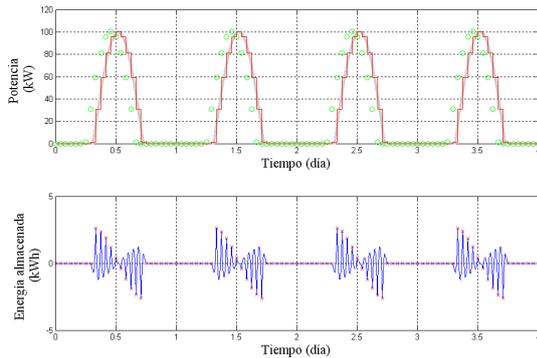


Fig. 9. Caso 2: valor medio de variación de energía en cada periodo nulo ( $\Delta E=5.23$ ).

En este trabajo se han utilizado tres condiciones para determinar la potencia constante que debe ser inyectada en cada periodo, utilizando como ya se ha dicho, la estimación de la potencia:

- En el primer caso, la condición impuesta para el cálculo de la potencia constante que se inyecta en la red es que dicho valor coincida con el valor medio de la potencia de generación estimada (Figura 8). En este caso la energía almacenada en el SAE al final de un periodo de inyección coincide con la que tenía éste al comienzo del mismo.
- En el segundo caso, la condición impuesta es que el valor medio de la variación de la energía almacenada en el SAE en el periodo de inyección constante sea nulo (Figura 9).
- En el tercer caso, la condición impuesta es que el valor máximo alcanzado por la variación de energía almacenada en el SAE en un periodo de inyección constante coincida en valor absoluto con el mínimo en dicho periodo (Figura 10). Se pretende con esta condición minimizar el intervalo de variación de la energía almacenada.

En los casos simulados se ha representado la variación de la energía almacenada en el SAE, sin tener en cuenta el valor medio diario de la energía almacenada, ya que como se ha indicado previamente el valor de esta energía al comienzo y al final del día debe ser el mismo.

En las Figuras 8 a 10 se muestran los resultados proporcionados en los tres casos, cuando la duración del intervalo de inyección constante se establece en una hora. En estas figuras los círculos en verde corresponden a los valores calculados para la potencia de inyección, que, como puede comprobarse, se determinan en el periodo de inyección previo al periodo en que realmente se aplican (potencia inyectada, curva de trazo rojo).

En el primer y en segundo caso, las ecuaciones utilizadas para el cálculo de la potencia constante de inyección son sencillas y permiten una determinación directa de la potencia constante de inyección.

El tercer caso es más complejo, ya que da lugar a una ecuación general trascendente que debe ser resuelta con métodos numéricos. Además debe considerarse que el mínimo (o máximo, según el caso) absoluto en el periodo de inyección constante puede alcanzarse en el extremo izquierdo o derecho del intervalo, debiendo utilizar una expresión de las dos posibles, en función de que el valor absoluto de la variación de energía almacenada sea mayor al principio o al final del periodo de inyección constante.

En la Tabla I se resumen alguno de los índices característicos de las curvas de variación de energía almacenada. Como puede comprobarse en todos los casos el valor medio de la variación de energía es casi nula (objetivo de partida básico de la estrategia de control propuesta).

El valor más relevante en el estudio actual de diseño del sistema es el valor de rizado (diferencia entre el máximo y el mínimo absoluto) de la variación de energía, ya que este valor determinará la capacidad de almacenamiento de energía que debe tener nuestro SAE, y por tanto si será viable tecnológicamente y económicamente realizarlo utilizando tecnología de supercondensadores. El caso que arroja mejores resultados es el tercero, para cuya implementación, se necesitarían, según los valores comerciales de la Tabla II y el 20% del valor mínimo de la energía almacenada, 16 módulos BMOD018-P390 de Maxwell Technologies.

El tercer índice calculado podría relacionarse con las pérdidas asociadas a las cargas y descargas del SAE, por lo que atendiendo a este efecto, el mejor caso sería el segundo.

TABLA I

RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LAS DISTINTOS CASOS DE OPERACIÓN PARA EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Caso	Energía pico-pico media (kWh)	Energía pico-pico rms (kWh)	Rizado de Variación Energía (kWh)
1	-0.0002	1.2434	7.4548
2	-0.0044	0.5353	5.2349
3	-0.0031	0.7775	4.0875

V. ERRORES DE ESTIMACIÓN EN LA POTENCIA FOTOVOLTAICA GENERADA

Por último, en este apartado se presenta la influencia en el sistema de los errores producidos en la estimación de la potencia que generará la planta fotovoltaica. Estos errores pueden ser debidos a cambios en las condiciones climatológicas. En la simulación realizada esto se ha modelado mediante cambios de amplitud e introducción de ruidos en la función senoidal con la que se ha aproximado la potencia fotovoltaica generada.

En este caso, la estrategia de control se ha modificado para que incluya un lazo que modifica el valor de la potencia constante que debe inyectarse en el siguiente periodo para que anule el error entre la energía que debería tener almacenado el SAE si todo hubiera ido como se estimó y la que realmente tiene almacenada en el momento del cálculo.

El resultado de la simulación del sistema propuesto en las condiciones del caso 1 del apartado anterior, es decir, calculando la potencia inyectada de forma que coincida con la potencia generada media estimada (con la corrección antes expuesta para compensar los errores de estimación), se muestra en la Figura 11.

Aunque la corrección propuesta consigue controlar la variación de energía para que coincida el nivel de carga al final del día con el que tenía al inicio, el rizado de la variación de energía aumenta considerablemente con respecto al obtenido en el apartado anterior, cuando no existían errores de estimación.

VI. CONCLUSIÓN

En este trabajo se ha presentado unos estudios iniciales que han puesto de manifiesto que los SAE basados en supercondensadores pueden ser útiles en los sistemas de inyección de potencia de las plantas fotovoltaicas, pudiendo en cierta forma atenuar el carácter imprevisible, por depender de condiciones climáticas, de las mismas.

REFERENCIAS

[1] M.A. Guerrero, E. Romero, F. Barrero, M. I. Milanés, E. González, " Overview of Medium Scale Energy Storage Systems" *IEEE Conference on Compatibility and Power Electronics*

[2] A. Burke, "Ultracapacitors: Why, how, and where is the technology", *J. Power Sources*, vol. 91, pp. 37–50, 2000

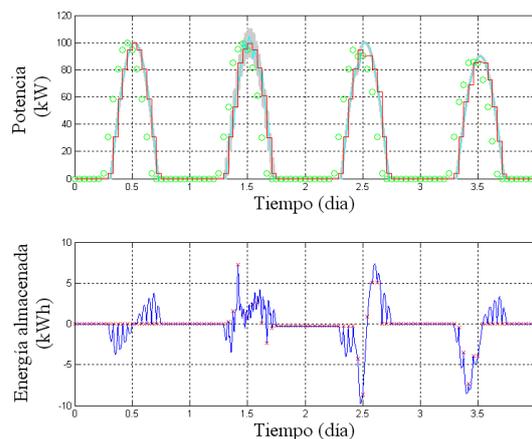


Fig. 11. Perturbaciones en la generación debido a ruido (perturbaciones), al paso de nubes y disminución de la radiación según la estrategia 1.

TABLA II

ENERGÍA ALMACENADA POR MÓDULOS DE MAXWELL

	<b>BMOD0165-E048</b> (165F,48V,150A)	<b>BMOD063-E125</b> (63F,125V,150A)	<b>BMOD018-P390</b> (17.8F,390V,150A)
Energía disponible $U_{max} \rightarrow U_{max}/2$	40 Wh	102 Wh	282 Wh

[3] Y. Y. Yao, D. L. Zhang, and D. G. Xu, "A Study of Supercapacitor Parameters and Characteristics", *IEEE Conference on Power System Technology*, Page(s):1 - 4, October 2006

[4] Tongzhen Wei, Sibao Wang, Zhiping Qi, "A Supercapacitor Based Ride-Through System for Industrial Drive Applications", *IEEE Conference on Mechatronics and Automation*, Page(s):3833 - 3837, August 2007

[5] G. Alcicek, H. Gualous, P. Venet, R. Gallay, A. Miraoui, "Experimental study of temperatura effect on ultracaapcitor ageing", *IEEE Conference on Power Electronics and Applications*, Pages(s):1-7, September 2007.

[6] A. B. Cultura II, and Z. M. Salameh, "Performace Evaluation of a Supercapacitor Module for Energy Storage Applications", *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Page(s):1-7, July 2008.

[7] M.Harfman-Todorovic, M.Chellappan, L. Palma, and P. Enjeti, "The Role of Supercapitors in Designing Fuel Cell Powered Portable Applications", *IEEE Conference on Power Specialists*, Page(s):2465-2472, June 2008.

[8] Lisheng Shi, and M.L. Crow, "Comparison of Ultracapacitor Electric Circuit Models", *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*,Page(s):1 - 6, July 2008

[9] M.I. Marei, S.J. Samborsky, S.B. Lambert, and M.M.A. Salama, "On the Characterization of Ultracapacitor Banks Used for HEVs", *IEEE Conference on Vehicle Power and Propulsion*, Page(s):1-6, September ,2006.

[10] P. Srithorn, M. Aten, R. Parashar, "Series Connection of Supercapacitor Modules for Energy estorage", *IEEE Conference on Power Electronics, Machines and Drives*, Page(s)354-360, march, 2006

[11] R. Maher, "High reliability backup for telecommunications using ultracapacitors", *IEEE Conference on Telecommunications Energy*, Page(s): 623 – 625, Sept. 2004