

# Peak Shaving en Palestina Mediante Generación Fotovoltaica y Baterías

G. Velasco <sup>1</sup>, F. Casellas <sup>1</sup>, F. Guinjoan <sup>2</sup>, R. Piqué <sup>1</sup>, H. Martínez <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Escola Universitària d'Enginyeria Tècnica Industrial de Barcelona - Consorci Escola Industrial de Barcelona

<sup>2</sup> Universitat Politècnica de Catalunya - BarcelonaTECH (UPC)

Barcelona, Spain

[guillermo.velasco@upc.edu](mailto:guillermo.velasco@upc.edu)

**Resumen-** En este trabajo se consideran los aspectos técnicos y económicos relacionados con el uso de generación fotovoltaica y baterías en la implementación de estrategias de Peak Shaving en Palestina. El estudio se realiza mediante un proceso de simulación diseñado a tal efecto y que utiliza el perfil de demanda medido en el Hospital Universitario An-Najah, situado en la ciudad de Nablus, y los datos de irradiancia medidos en la estación meteorológica que el Energy Research Center de la Universidad de An-Najah tiene en esta ciudad.

Se presentan diversos resultados de simulación que pueden utilizarse a modo de guía práctica para el dimensionamiento energético de estos sistemas y también se ofrecen datos económicos referentes al ahorro económico y plazos de amortización obtenidos.

**Palabras Clave-** MED-Solar, Peak Shaving, gestión de potencia, generación fotovoltaica, almacenamiento de energía

## I. INTRODUCTION

El perfil de la curva de demanda eléctrica responde a una periodicidad diaria debida al consumo cíclico de los sectores residencial y de servicios, a una periodicidad anual debida a factores estacionales y a factores naturales de difícil previsión. En cualquier caso, el suministro de energía debe garantizarse para el valor máximo de la demanda aunque esta ocurra en pocas ocasiones y durante cortos espacios de tiempo. Esta garantía de servicio implica mantener un sistema de producción de electricidad sobredimensionado, que opera en condiciones de baja carga y que supone unos costes adicionales que deben ser costeados por los consumidores.

Las compañías de generación de energía de determinados países han introducido diferentes tarifas horarias aplicables a grandes consumidores con el objetivo de uniformizar la demanda. De esta forma la factura eléctrica depende tanto de la energía consumida ( $E$ ) como de la velocidad a la que esta se consume, incluyendo términos dependientes de la energía utilizada ( $C_E$ ) y de la potencia máxima ( $P_{MAX}$ ) demandada ( $C_P$ ), tal y como muestra la ecuación (1).

$$C_{TOTAL} = C_E + C_P = \alpha \cdot E + \beta \cdot P_{MAX} \quad (1)$$

Donde  $\alpha$  (€/kWh) y  $\beta$  (€/kW) corresponden a las tarifas aplicadas a la energía consumida y a la potencia máxima demandada, la cual se determina habitualmente en intervalos de entre 15 minutos y 1 hora, y donde el término en potencia ( $C_P$ ) puede representar más del 50 % del coste total [1].

Bajo el punto de vista del consumidor, existen varias estrategias para reducir el impacto de este tipo de tarifación en

el importe la factura eléctrica [2]. Básicamente consisten en la reprogramación de cargas en franjas horarias de bajo consumo, la distribución de consumos a centros con una menor tarifa eléctrica y el uso de fuentes propias de energía durante los periodos de elevado consumo.

Este trabajo se centrará en la última estrategia conocida como gestión de picos de demanda (*Peak Shaving* en su denominación anglosajona). Esta estrategia se utiliza para reducir la potencia máxima demandada por un consumidor a la red eléctrica, aunque el término *Peak Shaving* también es aplicable a la gestión de picos de producción energética [3].

En la literatura especializada se pueden encontrar trabajos referentes a diferentes ejecuciones de la estrategia de *Peak Shaving*, incluso algunas basadas en el aplazamiento de cargas sin utilizar fuentes de energía auxiliares [4, 5]. No obstante, una de las implementaciones más empleada se basa en la utilización de grupos electrógenos o turbinas de gas como fuente auxiliar de energía [1, 6, 7], ya que permite potenciar el uso de los generadores que normalmente se han utilizado como equipos de respaldo [8, 9]. Otra implementación extensamente documentada utiliza sistemas de almacenamiento de energía eléctrica [10], y más específicamente, basados en baterías [1, 2, 11-14]. Dentro de este grupo encontramos aplicaciones que explotan la posibilidad de utilizar el almacenamiento para mejorar la calidad del suministro eléctrico [15] y la posibilidad de utilizar sistemas distribuidos de almacenamiento [16-18].

Algunos trabajos exploran la utilización de generadores fotovoltaicos como fuente auxiliar de energía [19] debido a la coincidencia de los periodos de mayor demanda con los de mayor producción fotovoltaica [20] y, finalmente, también se encuentran trabajos que contemplan la combinación de generadores fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías [21-23].

El presente trabajo considera los aspectos técnicos y económicos que inciden en la utilización de generación fotovoltaica y baterías en la implementación de estrategias de *Peak Shaving* en Palestina. El estudio se realiza utilizando un algoritmo de simulación basado en MATLAB y diseñado a tal efecto. Se utiliza el perfil de demanda medido en el Hospital Universitario An-Najah situado en la ciudad de Nablus y las curvas de irradiancia medidas en la estación meteorológica que tiene en esta ciudad el *Energy Research Center (ERC)* de la Universidad de An-Najah.

Los datos económicos utilizados en este trabajo han sido suministrados por la empresa *Trama TecnoAmbiental - TTA*,

empresa de consultoría e ingeniería especializada, entre otros, en ámbitos de generación distribuida con energías renovables, gestión y eficiencia energética y electrificación rural. TTA ([www.tta.com.es](http://www.tta.com.es)), el ERC (<http://www.najah.edu/erc>) y la Universitat Politècnica de Catalunya – UPC ([www.upc.edu](http://www.upc.edu)) participan, junto con otras entidades asociadas, en el proyecto MED-Solar [24] que tiene como uno de sus objetivos principales la promoción del uso de energías renovables y la mejora de la eficiencia energética en los países objetivo del proyecto (Jordania, Líbano y Palestina) con el fin de disminuir su dependencia energética de combustibles fósiles, sus emisiones de CO<sub>2</sub> y aumentar la productividad de sus PYMEs.

Este artículo está organizado como sigue: en la sección II se describirán los datos energéticos y económicos utilizados en el proceso de simulación; la sección III describe el proceso de simulación propuesto y los modelos matemáticos utilizados; en la sección IV se mostrarán los resultados obtenidos; finalmente, en las secciones V y VI se discutirán los resultados y se resumirán las conclusiones alcanzadas.

## II. DATOS DE ENTRADA AL PROCESO DE SIMULACIÓN

El proceso de simulación desarrollado utiliza los datos de entrada energéticos y económicos descritos a continuación.

### A. Datos energéticos

Se utilizará el perfil de demanda mostrado en la Fig. 1, y que corresponde a la demanda semanal promedio del Hospital Universitario An-Najah. El perfil está formado por valores registrados cada minuto, empieza a las 0 horas de un lunes y finaliza a las 24 horas de un domingo.

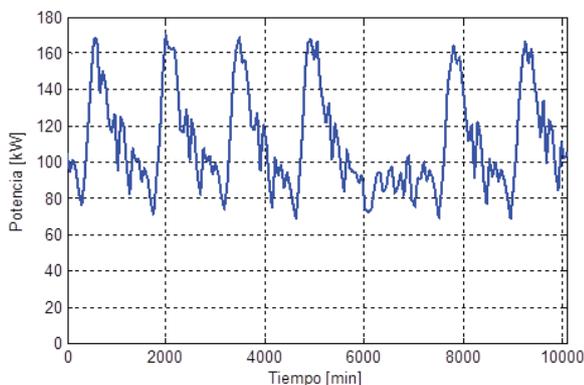


Fig. 1. Perfil de demanda utilizado.

Esta demanda supone una carga base de unos 75 kW con un pico diario de aproximadamente unos 170 kW.

Para determinar la producción energética fotovoltaica se han utilizado datos de irradiación de una semana promedio de cada mes. Las series utilizadas se han obtenido a partir de los datos medidos en la estación meteorológica del ERC en la ciudad de Nablus. A modo de ejemplo, la Fig. 2 muestra las series de datos utilizadas para los meses de enero y de julio.

### B. Datos económicos

La tarifa eléctrica en Palestina se compone de dos partes, tal y como se recoge en la Ec. (1). La tarifa aplicada al término de energía ( $\alpha$  en (1)) está dividida en tres tramos que dependen de

la franja horaria y de la estación del año considerada.

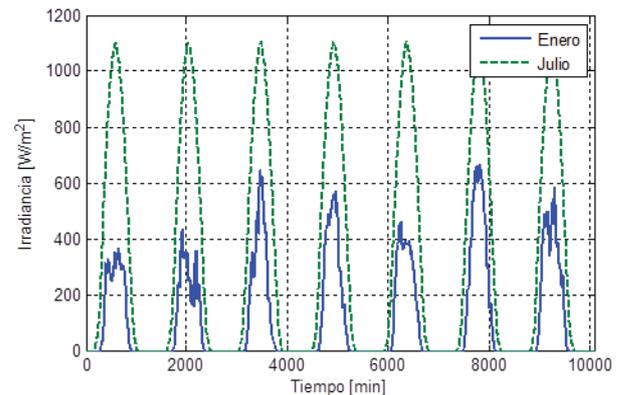


Fig. 2. Perfiles de irradiación utilizados (meses de enero y julio).

En invierno (meses de enero y febrero) el precio del kWh en cada tramo es de 0,0981 €, 0,168 € y 0,2847 €. En verano (meses de julio y agosto) el precio por tramo es de 0,0894 €, 0,1349 € y 0,3117. En primavera y otoño (el resto de meses) el coste del kWh por tramo es 0,0862 €, 0,1069 € y 0,1313 €. Estas tarifas se representan gráficamente en la Fig. 3.

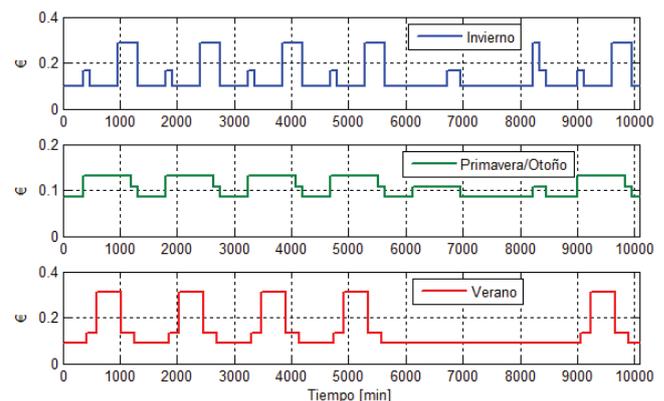


Fig. 3. Tarifas eléctricas (término de energía) en Palestina.

La tarifa aplicada al término de potencia máxima ( $\beta$  en (1)) es de 10 €/kW durante todo el año, por lo que no depende de la estación considerada.

Finalmente, los costes asociados al generador fotovoltaico y a baterías han sido suministrados por la empresa TTA y se basan en su amplia experiencia en la instalación de sistemas fotovoltaicos en países del norte de África y del Oriente Próximo. Estos costes se resumen en la tabla I.

TABLA I  
COSTES ASOCIADOS AL GENERADOR FOTOVOLTAICO Y BATERÍAS

Equipo/Servicio	Coste
Módulos fotovoltaicos	1.150 €/kW <sub>P</sub>
BOS ( <i>balance of system</i> )	400 €/kW <sub>P</sub>
Baterías	350 €/kWh
Inversor para baterías	1.000 €/kW
Coste obra civil	17.000 €
Coste mantenimiento	1 % del total de instalación

### III. PROCESO DE SIMULACIÓN

El proceso de simulación propuesto se basa en el análisis energético de un sistema de generación/distribución de energía eléctrica como el mostrado en la Fig. 4, y sobre el cual se implementará la estrategia de *Peak Shaving* cuando la fuente primaria de energía sea la red eléctrica.

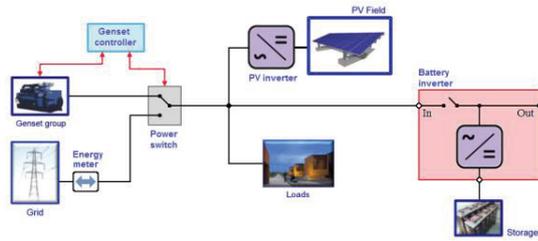


Fig. 4. Sistema Proceso de simulación implementado.

Sobre este sistema se realiza el balance de potencia en el punto de conexión común de la red eléctrica, el inversor fotovoltaico, el inversor de baterías y los consumos. También es necesario conocer el valor máximo de la potencia a suministrar por la red  $P_{Gmax}$  y el mínimo valor aceptable para en estado de carga de las baterías  $SoC_{min}$ . Dicho proceso responde al diagrama de bloques mostrado en la Fig. 5.

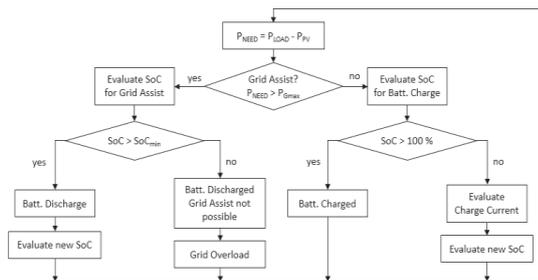


Fig. 5. Proceso de simulación implementado.

En primer lugar se estima la potencia que debería entregar la red eléctrica ( $P_{NEED}$ ) en función de la potencia demandada por la carga ( $P_{LOAD}$ ) y la potencia entregada por el generador fotovoltaico ( $P_{PV}$ ). Si esta potencia es menor que  $P_{Gmax}$ , se evalúa si la batería está cargada. Si la batería no está cargada, se determina cuál será la corriente de carga sin que se superen ni el valor máximo de corriente de carga, ni el valor máximo de potencia extraída de la red ( $P_{Gmax}$ ).

Si la potencia que debería entregar la red es mayor que  $P_{Gmax}$ , entonces se evalúa si la batería está descargada. Si la batería no está descargada se determina cuál deberá ser la corriente de descarga. Si la batería está descargada, no será posible realizar el *Peak Shaving* previsto y se producirá la condición etiquetada como sobrecarga de la red.

Se ha supuesto un generador fotovoltaico sin seguimiento solar, con la inclinación óptima determinada para la situación seleccionada ( $27^\circ$ ) y orientado al sur. También se supone basado en módulos de Si cristalino y conectado a un inversor fotovoltaico de eficiencia constante estimada en un 96 %.

El modelo utilizado para la determinación del estado de carga de la batería ( $SoC$ ) se basa en el método de la integración de la intensidad de carga y de descarga (*coulomb*

*counting*) y corregido con la ley de Peukert [25]. También se asumen rendimientos constantes en los procesos de carga y descarga del 95 %, y no se consideran aspectos relacionados con el envejecimiento de las baterías.

### IV. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

En primer lugar se ha realizado una simulación paramétrica para obtener el valor mínimo de la capacidad de batería ( $C_{BAT}$  medida en Ah) necesaria para garantizar un *Peak Shaving* de 50 kW (120 kW de potencia máxima demandada a la red) durante el mes de enero, que corresponde al de menor irradiación. El parámetro utilizado ha sido la potencia de pico del generador fotovoltaico ( $P_{PVP}$ ) a utilizar y se ha fijado un  $SoC$  mínimo aproximado de un 45 %. Los resultados se muestran en la Fig. 6.

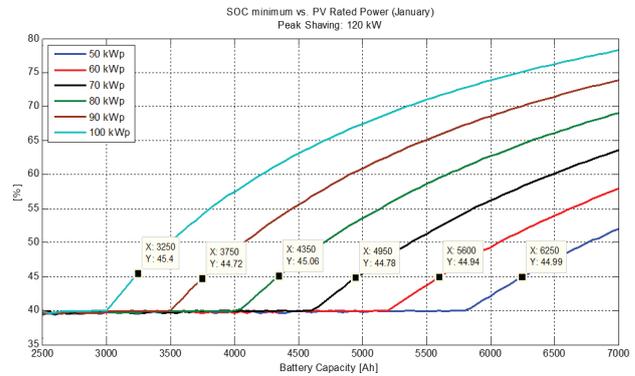


Fig. 6. Capacidad de la batería a utilizar en función del SoC mínimo deseado y de la potencia de pico del generador fotovoltaico utilizado.

La relación obtenida entre la capacidad de batería y la potencia de pico del generador fotovoltaico es prácticamente lineal y se puede interpolar mediante la recta de regresión mostrada en a Eq. (2).

$$C_{BAT} = 9.162 - 59,7 \cdot P_{PVP} \quad (2)$$

Utilizando estos valores de  $C_{BAT}$  se ha realizado un conjunto de simulaciones temporales con el fin de determinar cuál será el valor de *Peak Shaving* que se puede garantizar a lo largo del resto de meses del año. El resultado obtenido es que durante los meses de primavera y otoño el *Peak Shaving* puede ser de 60 kW (110 kW de potencia máxima demandada a la red), mientras que durante los meses de verano el *Peak Shaving* puede ser de 70 kW (100 kW de potencia máxima de red).

Estos resultados son independientes de la estrategia de carga de batería que se decida implementar.

La Fig. 7 muestra un ejemplo de los resultados obtenidos en la simulación del caso correspondiente al mes de octubre utilizando un generador fotovoltaico de  $P_{PVP} = 100 \text{ kW}_P$ , una batería de capacidad  $C_{BAT} = 3.250 \text{ Ah}$  e imponiendo un *Peak Shaving* de 60 kW.

En cuanto a la carga de baterías, se ha simulado el sistema utilizando dos posibles estrategias. La primera permite la carga de las baterías en cualquier instante de tiempo siempre que la potencia requerida de la red no suponga rebasar el nivel de *Peak Shaving* establecido. La simulación presentada en la Fig. 7 se ha realizado utilizando este criterio.

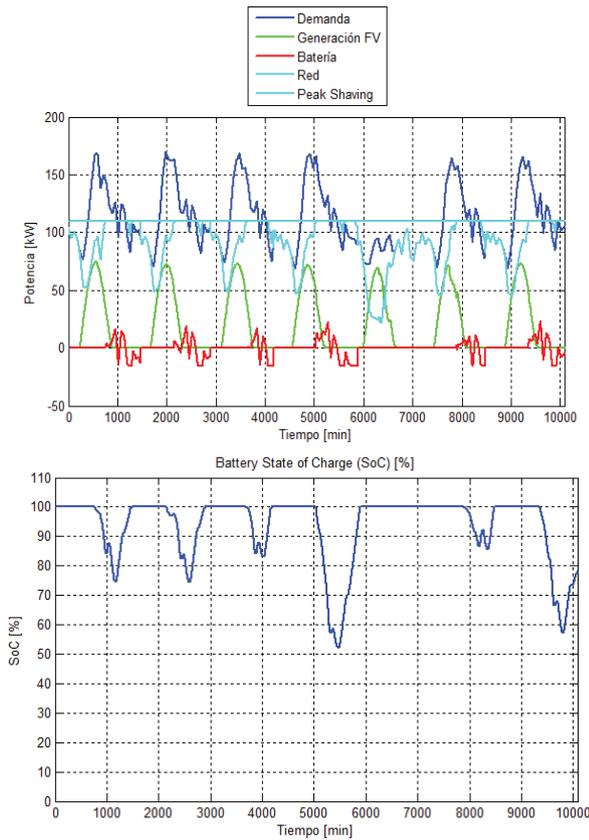


Fig. 7. Superior: Evolución temporal del balance de potencias del sistema. Inferior: Evolución del estado de carga de la batería.

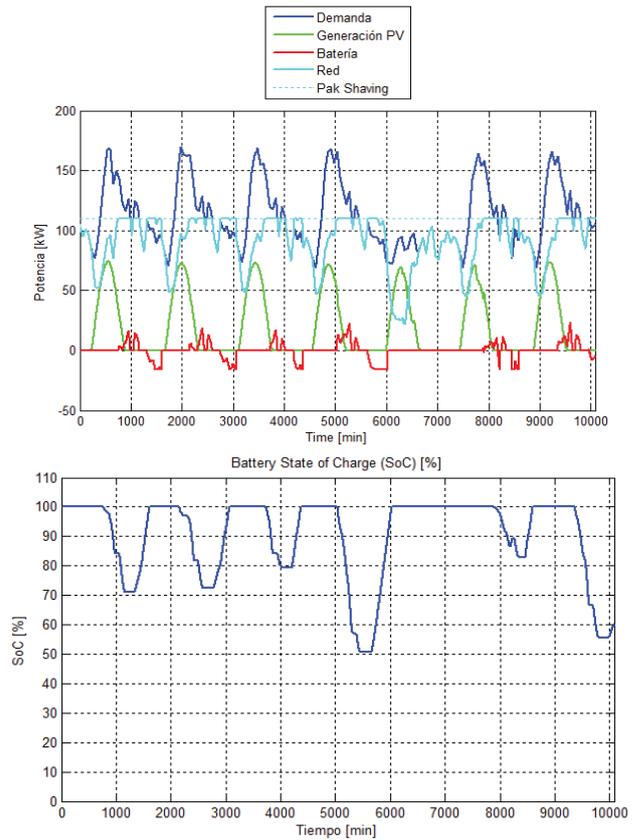


Fig. 8. Superior: Evolución temporal del balance de potencias del sistema. Inferior: Evolución del estado de carga de la batería.

La segunda estrategia se basa en permitir la carga de las baterías solamente durante los periodos de tiempo en que la tarifa eléctrica sea la más económica y, naturalmente, la potencia requerida de la red tampoco suponga rebasar el nivel de *Peak Shaving* establecido. La Fig. 8 muestra los resultados de simulación utilizando el mismo dimensionamiento del sistema anterior pero implementando este segundo criterio.

## V. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A partir de los resultados temporales obtenidos se puede valorar el coste de la energía demandada a la red para diferentes dimensionamientos del sistema y diferentes técnicas de control, pudiéndose determinar el ahorro económico que supone la implementación de la estrategia de *Peak Shaving* y pudiéndose estimar también el posible plazo de amortización de la inversión realizada.

Se han analizado y comparado cuatro casos:

**Caso 1.** Es el caso de referencia y evalúa el coste de la energía sin utilizar ninguna estrategia de *Peak Shaving*.

**Caso 2.** Uso de un sistema fotovoltaico de diferentes potencias pero sin utilizar baterías.

**Caso 3.** Uso de un sistema fotovoltaico de diferentes potencias, baterías de la capacidad indicada por la Eq. (2) y sin restricción de horario de carga.

**Caso 4.** Uso de un sistema fotovoltaico también de diferentes potencias, baterías de la capacidad indicada por la Eq. (2) y con restricción de horario de carga a los periodos de menor coste de la energía.

La Fig. 9 muestra que el uso de un generador fotovoltaico (caso 2) ya supone un ahorro anual en los costes energéticos, aunque no se utilice un sistema de almacenamiento, aunque las simulaciones muestran que no se podrá garantizar durante todo el año un determinado nivel de *Peak Shaving*. La utilización de baterías (casos 3 y 4) supone aumentar el ahorro energético anual y poder garantizar unos niveles de *Peak Shaving* durante todo el año. Las diferentes estrategias de carga de las baterías también influyen en el coste anual de la energía, pero, en cualquier caso, dicho coste disminuye linealmente al aumentar la potencia del generador fotovoltaico utilizado.

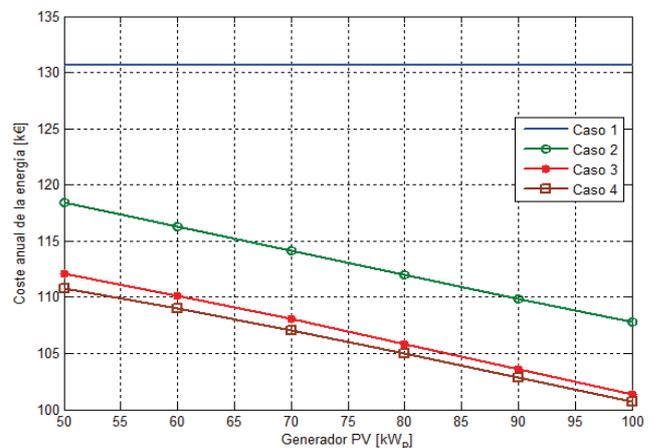


Fig. 9. Coste de la energía anual en los casos analizados.

La Fig. 10 muestra el coste inicial de la implementación del sistema de *Peak Shaving* para el caso 2 y para los casos 3 y 4 (el coste de implementación es el mismo en ambos ya que sólo difieren en la estrategia de carga de las baterías) en función de la potencia elegida para el generador fotovoltaico.

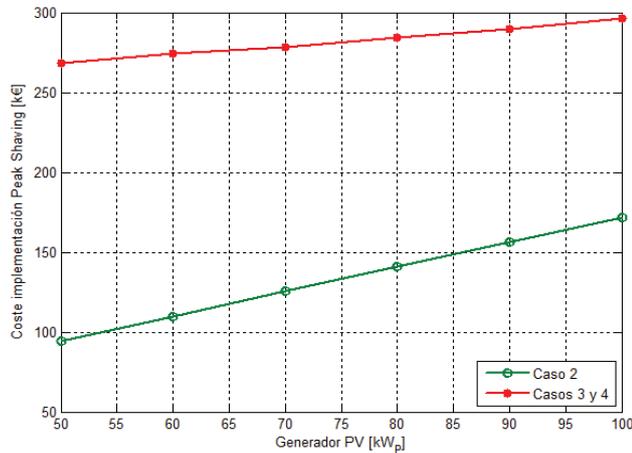


Fig. 10. Coste de implementación del sistema de *Peak Shaving*.

Una vez determinados el coste de implementación de los diferentes sistemas de *Peak Shaving* y el ahorro económico que supone cada uno de ellos se puede determinar el plazo de amortización de la inversión a realizar. Los resultados obtenidos se muestran en la Fig. 11. Para llevar a cabo este cálculo se ha estimado que el coste de mantenimiento anual de los sistemas de *Peak Shaving* es de un 1 % del coste total de la instalación, tal y como se recoge en la tabla I.

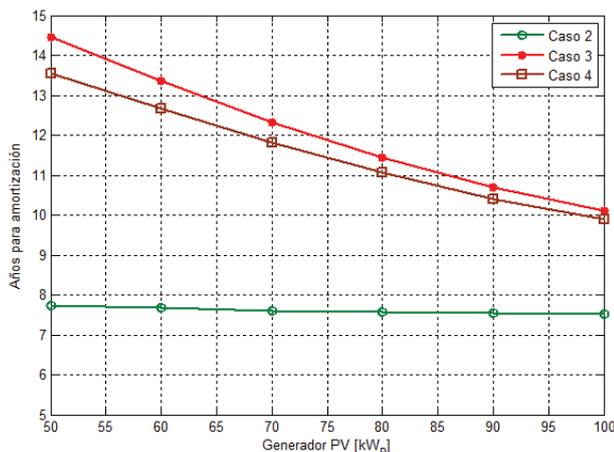


Fig. 11. Periodo de amortización de los sistemas de *Peak Shaving*.

Este resultado evidencia que es necesario un mayor plazo de tiempo para amortizar los sistemas que incorporan baterías, permitiendo, además, poder estimar la duración en años de estos periodos. En caso de utilizar sistemas sin baterías se obtienen periodos de amortización de entre unos 7,5 y 8 años con una gran independencia de la potencia del generador fotovoltaico utilizado.

Los plazos de amortización se doblan (unos 14-15 años) en caso de utilizar sistemas con baterías y los generadores fotovoltaicos de menor potencia, disminuyendo estos plazos

hasta unos 10 años si se utiliza un generador fotovoltaico de 100 kW de potencia de pico.

Finalmente, en la Fig. 12 se muestra la evolución de los posibles beneficios que supondría la utilización de sistemas de *Peak Shaving* suponiendo que el generador fotovoltaico usado sea de 100 kW<sub>p</sub>.

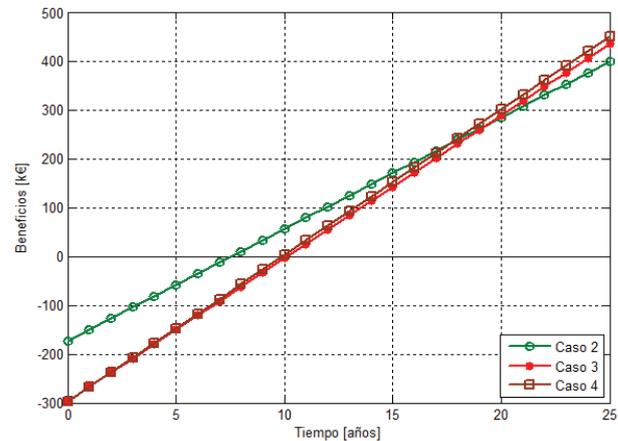


Fig. 12. Evolución de los beneficios en los sistemas de *Peak Shaving* con generadores fotovoltaicos de 100 kW<sub>p</sub> sin considerar costes de sustitución.

Los sistemas de *Peak Shaving* que utilizan baterías suponen un mayor ahorro en el coste energético anual, pero debido a su coste de instalación (y mantenimiento anual) más elevado es necesario un mayor periodo de amortización.

Una vez amortizado el sistema, todavía sigue aportando más beneficios el uso de sistemas sin baterías. No es hasta transcurridos entre 18 y 19 años desde su instalación que los sistemas de *Peak Shaving* con baterías empiezan a generar beneficios mayores. Los cálculos realizados no contemplan posibles gastos de sustitución de elementos o partes del sistema, aspecto que no es muy realista cuando se consideran instalaciones que utilizan baterías y periodos de tiempo como los que se han determinado.

En cualquier caso, el efecto de los aspectos no considerados en las simulaciones realizadas siempre supondrá obtener mayores plazos de amortización y de rentabilidad de los calculados en este trabajo.

## VI. CONCLUSIONES

En este artículo se ha presentado un procedimiento basado en simulaciones para evaluar, en una primera instancia, los aspectos energéticos y económicos relacionados con la implementación de sistemas de gestión de picos de demanda (*Peak Shaving*). Los sistemas estudiados utilizan generación fotovoltaica y almacenamiento de energía basado en baterías.

Este procedimiento se ha aplicado al caso concreto del Hospital Universitario An-Najah ubicado en Nablus, Palestina, ya que gracias al proyecto ENPI MED-Solar se dispone del perfil de demanda eléctrica del edificio durante una semana típica (o semana promedio) y también de los datos de irradiancia incidente en esta localización. No obstante, cabe señalar que la herramienta de simulación diseñada (que está basada en MATLAB) es fácilmente extrapolable a diferentes instalaciones, trabajando, además, bajo diferentes condiciones.

En el proceso de simulación se han usado modelos sencillos para la descripción de los elementos utilizados en el sistema a implementar, lo que puede suponer algunos errores en los resultados absolutos obtenidos, pero es razonable suponer que no afectarán en gran manera a las tendencias observadas. Por tanto puede ser una herramienta perfectamente útil para realizar una primera evaluación de aspectos clave en el prediseño de instalaciones de *Peak Shaving* (costes, periodos de amortización, balance energético del sistema, etc.).

A la vista de los resultados obtenidos, y para el caso concreto bajo estudio, los sistemas de *Peak Shaving* más ventajosos para el escenario analizado son los basados en generación fotovoltaica sin incluir sistemas de almacenamiento, ya que la inversión realizada se amortiza en un plazo de tiempo no superior a los 8 años.

Los sistemas que utilizan almacenamiento se amortizan en un periodo de tiempo comprendido entre aproximadamente los 10 y 15 años, en función de la potencia de pico del generador fotovoltaico utilizado y de la estrategia de gestión utilizada para el proceso de carga de las baterías.

Finalmente, también se ha realizado un nuevo conjunto de simulaciones paramétricas con el fin de determinar a partir de que costes asociados al sistema de almacenamiento podría empezar a ser económicamente interesante la inclusión de este elemento en los sistemas de *Peak Shaving*.

Los resultados obtenidos indican que para obtener un plazo de amortización comparable al obtenido para sistemas de *Peak Shaving* sin baterías, se debería reducir a aproximadamente la mitad tanto el coste de la capacidad de almacenamiento (unos 180 €/kWh), así como también el coste por kW de potencia del inversor de baterías (unos 500 €/kW).

#### REFERENCIAS

- [1] Oudalov, A.; Cherkaoui, R.; Beguin, A., "Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application", 2007 IEEE Power Tech, Lausanne, pp. 621-625, 1-5 July 2007
- [2] Munawar, W.; Jian-Jia Chen, "Peak power demand analysis and reduction by using battery buffers for monotonic controllers", 23rd International Workshop on Power and Timing Modeling, Optimization and Simulation, pp. 255-258, 9-11 September 2013
- [3] Yannick Riesen; Pengcheng Ding; Samuel Monnier; Nicolas Wyrsh; Christophe Ballif, "Peak Shaving Capability of Household Grid-Connected PV-System with Local Storage: A Case Study", 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp. 3740-3744, 1-4 October 2013
- [4] Firas Abdullah; Thweny Al-Saedi, "Peak Shaving Energy Management System for Smart House", International Journal of Computer Science Engineering & Technology, vol. 3, no. 10, October 2013, pp. 359-366
- [5] Leemput, N.; Geth, F.; Claessens, B.; Van Roy, J.; Ponnette, R.; Driesen, J., "A case study of coordinated electric vehicle charging for peak shaving on a low voltage grid", 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), pp. 1-7, 14-17 October 2012
- [6] Chad Dozier, "Understanding Generator Set Ratings", Caterpillar, August 2013
- [7] Phillip Yeung, "Reducing Energy Costs with Peak Shaving in Industrial Environments", Schneider Electric, September 2007
- [8] Kaushik Das, "Peak Shaving", Prime Power, February 2009
- [9] Pandiaraj, K.; Fox, B.; Morrow, D.J.; Persaud, S.; Martin, J.P., "Centralised control of diesel gen-sets for peak shaving and system support", IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, vol. 149, no. 2, pp. 126-132, March 2002
- [10] Yoash Levron; Doron Shmilovitz, "Power Systems' Optimal Peak-Shaving Applying Secondary Storage", Electric Power Systems Research, vol. 89, pp. 80-84, August 2012
- [11] Even, A.; Neyens, J.; Demousselle, A., "Peak shaving with batteries", 12th International Conference on Electricity Distribution CIRED 1993, vol. 5, pp.5.17/1-5.17/6, 17-21 May 1993
- [12] Pedro C. Elizondo, "Battery Energy Storage Systems (BESS) for Peak Shaving and Demand Management", ABB Inc., March 2014
- [13] Chao Lu; Hanchen Xu; Xin Pan; Jie Song, "Optimal Sizing and Control of Battery Energy Storage System for Peak Load Shaving", Energies, vol. 7, December 2014, pp. 8396-8410
- [14] Amotz Bar-Noy; Matthew P. Johnson; Ou Liu, "Peak Shaving through Resource Buffering", In Approximation and Online Algorithms, Evripidis Bampis and Martin Skutella (Eds.) 2009. Lecture Notes in Computer Science, Vol. 5426. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, pp. 147-159
- [15] Kein Huat Chua; Yun Seng Lim; Stella Morris, "Battery energy storage system for peak shaving and voltage unbalance mitigation", International Journal of Smart Grid and Clean Energy, vol. 2, no. 3, October 2013, pp. 357-363
- [16] Aksanli, B.; Rosing, T.; Pettis, E., "Distributed battery control for peak power shaving in datacenters", International Green Computing Conference (IGCC) 2013, pp.1-8, 27-29 June 2013
- [17] Zhenpo Wang; Shuo Wang, "Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using Vehicle-to-Grid Systems" IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 28, no. 3, pp. 1822-1829, July 2013
- [18] Akiyoshi, H.; Hiraki, E.; Tanaka, T.; Okamoto, M.; Matsuo, T.; Ochi, K., "Peak Power Shaving of an Electric Injection Molding Machine With Supercapacitors", IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 50, no. 2, pp.1114-1120, March-April 2014
- [19] Richard Perez; Tom Hoffb; Christy Herig; Jigar Shahd, "Maximizing PV Peak Shaving with Solar Load Control: Validation of a Web-Based Economic Evaluation Tool", Solar Energy, vol. 74, no. 5, pp. 409-415, May 2003
- [20] Perez, R.; Seals, R.; Herig, C., "Determination of the end-use effective capacity of photovoltaics", 14th European PV Conference, Barcelona, Spain 1997
- [21] Riffonneau, Y.; Bacha, S.; Barruel, F.; Ploix, S., "Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems with Batteries", IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol.2, no.3, pp.309-320, July 2011
- [22] Yousef B. Almutairi, "Peak Shaving Using Grid-Connected Solar Panels Case Study: Ministry of Islamic Affairs Mosque", International Journal of Engineering Research and Applications, vol. 4, no. 8, August 2014, pp. 158-166
- [23] Imad H. Ibrik, "Modeling the Optimum PV System for Peak Shaving", International Conference on Energy and Environmental Protection in Sustainable Development (ICEEP), pp.1-11, 10-12 November 2009
- [24] G. Velasco et al, "The Machrek Energy Development - Solar Project (MED-Solar)", 10th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD) Hammamet, Tunisia, 18-21 March 2013
- [25] E. Leksono et al, "State of charge (SoC) estimation on LiFePO4 battery module using Coulomb counting methods with modified Peukert", 2013 Joint International Conference on Rural Information & Communication Technology and Electric-Vehicle Technology, pp.1,4, 26-28 Nov. 2013