

Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos con Almacenamiento Híbrido

I.Sanz¹, R. Gálvez², J.S. Artal³, P. Pastor¹, C. Bernal¹, E. Oyarbide¹, F.J. Pérez¹, E. Garayalde⁴, J. Anzola⁴, I. Aizpuru⁴

¹Group of Power Electronics and Microelectronics – GEPM - I3A – Universidad de Zaragoza

²Epic Power Converters S.L.

³Grupo de Gestión Estrategia de la Energía Eléctrica – G3 – I3A – Universidad de Zaragoza

⁴Departamento de Electrónica, Mondragon Unibersitatea

isgorra@unizar.es

Abstract— Los sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica están generalmente compuestos por una agrupación de paneles fotovoltaicos, un elemento de almacenamiento como baterías, un convertidor DC-DC que actúa como cargador fotovoltaico y una carga a alimentar. El dimensionamiento de estos puntos puede tener distintos enfoques, y ha sido previamente estudiado y analizado. Sin embargo, este tipo de sistemas sufren de diversos problemas, que hacen que la arquitectura tradicional pueda ser mejorada en base a la hibridación de tecnologías de almacenamiento. La idea es que combinando distintas químicas de batería, especializadas en distintos tipos de uso, se consigue una mejor operación de los sistemas. Este concepto está comenzando a ser estudiado, pero aún falta trabajo por desarrollar. Uno de los aspectos clave a estudiar es el dimensionamiento de estos sistemas híbridos. Este artículo busca la aplicación de métodos clásicos de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos aislados al paradigma de la hibridación de elementos de almacenamiento, obteniendo conclusiones generales para este tipo de sistemas y hallando los porcentajes de hibridación óptimos en cada situación.

Index Terms — Almacenamiento de energía, baterías, sistemas fotovoltaicos, hibridación, VRLA, LiFePO4.

I. INTRODUCCIÓN

LOS sistemas basados en energías renovables son cada vez más populares. Concretamente en el sector fotovoltaico, debido a la eliminación de las restricciones en la generación para autoconsumo y al desplome de los precios de los paneles, el número de instalaciones está en aumento.

En ocasiones, las instalaciones fotovoltaicas complementan al servicio tradicional que ofrece la red eléctrica. Por ejemplo, instalaciones en casas particulares que pretenden reducir la dependencia con la red aumentando la autogeneración y el autoconsumo. Sin embargo, en otro tipo de instalaciones remotas sin acceso a la red eléctrica, el cosechado de energía a través de estas fuentes renovables es la única alternativa para su alimentación. Serían ejemplos de este caso estaciones base de comunicaciones, repetidores remotos o estaciones de captación de datos (por ejemplo, en canales de riego, Fig. 1).

Generalmente, los patrones de consumo del sistema son independientes de los patrones de generación. Por lo tanto, además de los paneles solares, es necesario que estas instalaciones cuenten con baterías como elementos de

almacenamiento de energía. Para este cometido, tradicionalmente se han utilizado baterías basadas en químicas de largo recorrido como el plomo ácido, bien sean baterías VRLA o de gel. Otras químicas, más robustas frente a cambios de temperatura o ciclado intensivo, se utilizan en función de la localización o de la criticidad de la instalación. Por ejemplo, el Níquel-Cadmio (NiCd). Además, están surgiendo también nuevas químicas principalmente basadas en Litio, que amenazan con desbancar a las químicas tradicionales por sus aumentadas prestaciones en cuanto a robustez, y su mayor densidad energética.

Actualmente, nuevos paradigmas de almacenamiento están apareciendo, como los basados en la hibridación de tecnologías de almacenamiento. La combinación de elementos con características energéticas distintas, como las baterías y los supercondensadores, ha sido estudiada con anterioridad ([1]–[3]). Esta hibridación siempre busca la mezcla de elementos especialistas en soportar grandes demandas de potencia instantánea (como los supercondensadores) con elementos capaces de almacenar una gran reserva de energía (baterías). Sin embargo, las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red se prestan a otro tipo de hibridación, de baterías de distintas químicas, que ayuda a resolver diversos problemas inherentes a su funcionamiento, como la carga incompleta. Esta hibridación persigue la división del elemento de almacenamiento en dos bloques especialistas que, mediante un convertidor de potencia, gestionan su carga de manera inteligente y adecuada a sus prestaciones. Para ello, se proponen las químicas LiFePO4 y VRLA [4], [5].



Fig. 1. Instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica

Partiendo de los métodos convencionales de dimensionamiento de las instalaciones fotovoltaicas aisladas con un único elemento de almacenamiento, este artículo busca explorar las regiones de diseño de las instalaciones híbridas, y extraer conclusiones generales sobre los porcentajes óptimos de cada tecnología.

II. DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIONES

A. Dimensionamiento convencional

El dimensionamiento de este tipo de instalaciones es un problema que lleva preocupando a los diseñadores las últimas décadas. Los métodos de dimensionamiento se han estudiado en [6]–[10] y se pueden clasificar en:

- Métodos intuitivos (promediado)
- Métodos numéricos (simulación)
- Métodos analíticos
- Herramientas comerciales de simulación
- Métodos híbridos

Independientemente del método elegido para el cálculo, el diseñador cuenta en general con dos grados de libertad para el dimensionamiento de los sistemas: la potencia de paneles instalada y la energía de almacenamiento instalada. Los distintos métodos de dimensionamiento sugieren distintos modos de cálculo de estos parámetros, en base a ciertas figuras de mérito como son la probabilidad de pérdida de la carga (LOLP) o el mínimo coste de explotación. Estas figuras de diseño siempre pueden ser visualizadas en un mapa tridimensional como el de la Fig. 2, obtenido de [7], de tal manera que las regiones óptimas de diseño para cada instalación concreta quedan visualmente determinadas. Si además el consumo energético de la instalación es constante, aproximación válida en la mayoría de las instalaciones de comunicaciones o de captación de datos, ambas variables de dimensionamiento pueden ser normalizadas.

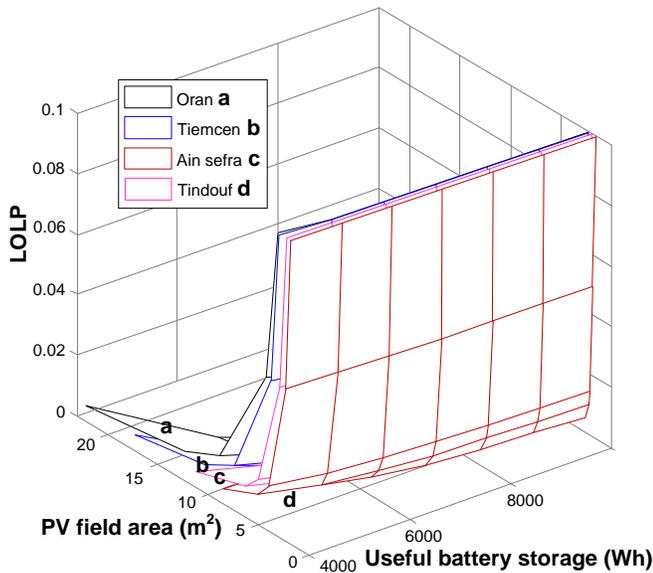


Fig. 2. Ejemplo de mapa de diseño

La potencia de pico de paneles instalada puede ser normalizada por la potencia de consumo, consiguiendo la relación de generación de pico a consumo GR (1).

$$GR \square \frac{P_{pk_{paneles}} [W]}{P_{consumo} [W]} \quad (1)$$

Por otro lado, la energía instalada de batería, dependiente de su tensión y capacidad máximas, también puede ser normalizada con respecto a la potencia de consumo de la instalación, obteniendo así la autonomía de la instalación (2).

$$A[h] \square \frac{V_{max_{bateria}} [V] \cdot C_{max_{bateria}} [Ah]}{P_{consumo} [W]} \quad (2)$$

De ahora en adelante se representarán los mapas de diseño de instalaciones en base a estas dos variables normalizadas, ya que dicha normalización permite la extrapolación de las conclusiones obtenidas a distinto tamaño de instalaciones, independientemente de su consumo.

B. Dimensionamiento de un sistema híbrido

La arquitectura de bloques de un sistema híbrido (*Hybrid Energy Storage System, HESS*) se muestra en la Fig. 3. En ella, el sistema de almacenamiento mono-bloque con el que contaría un sistema tradicional ha sido dividido en dos: el sistema de almacenamiento de ciclado (SAC) y el sistema de almacenamiento de soporte (SAS). El rol de cada uno de los sistemas de almacenamiento es asignado por la política de gestión de la energía que implemente el convertidor de hibridación. La energía total a instalar vendrá dada por la ecuación (3).

$$E_{tot} = E_{SAC} + E_{SAS} \quad (3)$$

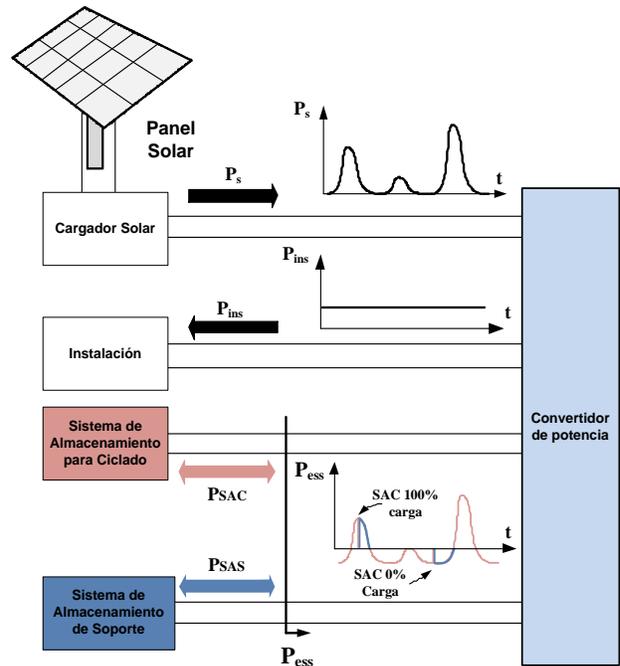


Fig. 3. Arquitectura de un sistema fotovoltaico con almacenamiento híbrido

Esta energía total estará relacionada con la autonomía total a instalar, como parámetro de diseño. Si además se introduce la condición de dimensionamiento híbrido, existe un parámetro más a tener en cuenta a la hora de dimensionar los sistemas, que será el Factor de hibridación F_{hy} (4).

$$F_{hy} = \frac{E_{SAC}}{E_{tot}} \quad (4)$$

Por lo tanto, Los mapas de dimensionamiento anteriores ahora ganan una nueva dimensión, convirtiéndose en cubos de dimensionamiento, con tres coordenadas de diseño y una variable de salida que sería la figura de mérito a representar.

III. SIMULACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS

A. Descripción del sistema

Como se ha expuesto anteriormente, se desea evaluar el dimensionamiento de instalaciones híbridas formadas por una batería de plomo VRLA y una batería LiFePO4. El sistema híbrido simulado se muestra en la Fig. 4. Sobre este esquema, se han variado en simulación los parámetros de generación y almacenamiento, generando barridos y procesando las figuras de mérito necesarias a representar en los cubos de dimensionamiento. Este esquema además encaja con una instalación ya existente con una batería VRLA, sobre la que se desea mejorar su rendimiento instalando de manera *plug&play* un convertidor de hibridación junto con una batería LiFePO4. La talla mínima en potencia del convertidor ha de ser de unas 4 veces la potencia de consumo DC de la instalación, para ser capaz de almacenar en los días cortos de invierno (5 horas de generación a potencia completa) el equivalente a una noche de operación continua.

Los modelos de batería utilizados han sido modelos equivalentes circuitales con la capacidad de almacenamiento de la batería representada como un efecto capacitivo variable [11]–[13]. Los parámetros R_s , R_p y C_p se muestran en la Tabla 1. La instalación se ha modelado como una fuente de corriente DC. Para el modelado de la fuente solar, se han utilizado vectores de irradiación obtenidos cada 15 minutos durante los últimos 4 años en una instalación en Aragón.

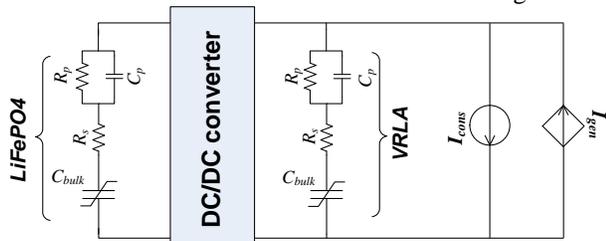


Fig. 4. Esquema de simulación utilizado en los barridos

TABLA I
PARÁMETROS ECM PARA CADA QUÍMICA

Batería	Parámetro	Valor	Unidad
VRLA	R_s	65	$m\Omega$
	R_p	50	$m\Omega$
	C_p	9.4e4	F
LiFePO4	R_s	20	$m\Omega$
	R_p	50	$m\Omega$
	C_p	1.8e4	F

B. Política de gestión de la energía

A la hora de hacer simulaciones para obtener dichos cubos de dimensionamiento de un sistema híbrido, resulta necesaria la definición de una política de gestión de la energía, que se refiere al modo de gestión de los flujos de energía que circulan dentro del HESS. Esta gestión marca el uso que se hace de cada elemento de almacenamiento y, por tanto, de la capacidad de almacenamiento del sistema conjunto, de sus prestaciones, de su degradación etc. En [14] se propone un sistema híbrido con cinco elementos de almacenamiento y un sistema de prioridades simple, que da prioridad a la carga y a la descarga de los elementos orientados a aplicaciones de potencia (y que almacenan menos energía total), como son condensadores y supercondensadores, de tal manera que los últimos elementos en cargarse y en descargarse son los elementos orientados a aplicaciones de energía (baterías de LiFePO4, baterías VRLA).

Tal y como se ha expuesto anteriormente, la aplicación que aquí se trata es una aplicación considerada de energía, ya que no se necesita una gran capacidad de potencia, pero si una gran capacidad de almacenamiento. Por ello, se han seleccionado como elementos de almacenamiento los siguientes:

- Baterías LiFePO4 con el rol prioritario. Debido a sus características optimizadas para el ciclado continuado [14]–[16], el hibridador va a dotar de prioridad a la carga y a la descarga de estas baterías.
- Baterías VRLA con el rol secundario o de emergencia. Estas baterías, con unas características más estacionarias [14], [17], [18] que las basadas en Litio, entrarán en uso cuando las baterías LiFePO4 estén completamente cargadas o descargadas.

La Fig. 5 muestra la máquina de estados simplificada que implementa la política de gestión de la energía anteriormente descrita. Esta política garantiza que cada batería opere en su mejor régimen, lo que resulta en una mayor absorción y rápida recuperación del estado de carga tras un periodo nublado, y garantiza que la batería de plomo esté llena cuando se la necesite. Otras políticas de gestión de la energía pueden ser usadas, pero se salen del alcance de este artículo, y serán objeto de estudio en trabajo futuro.

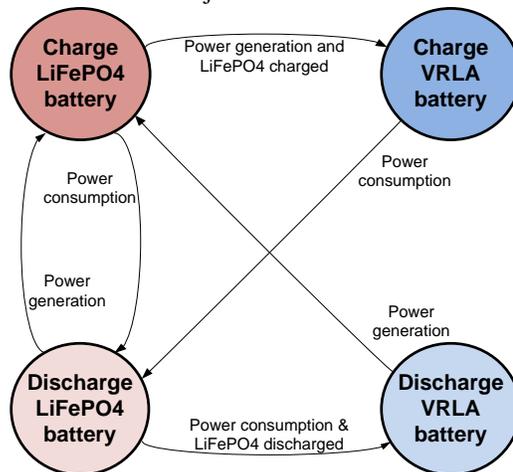


Fig. 5. Política de gestión de la energía

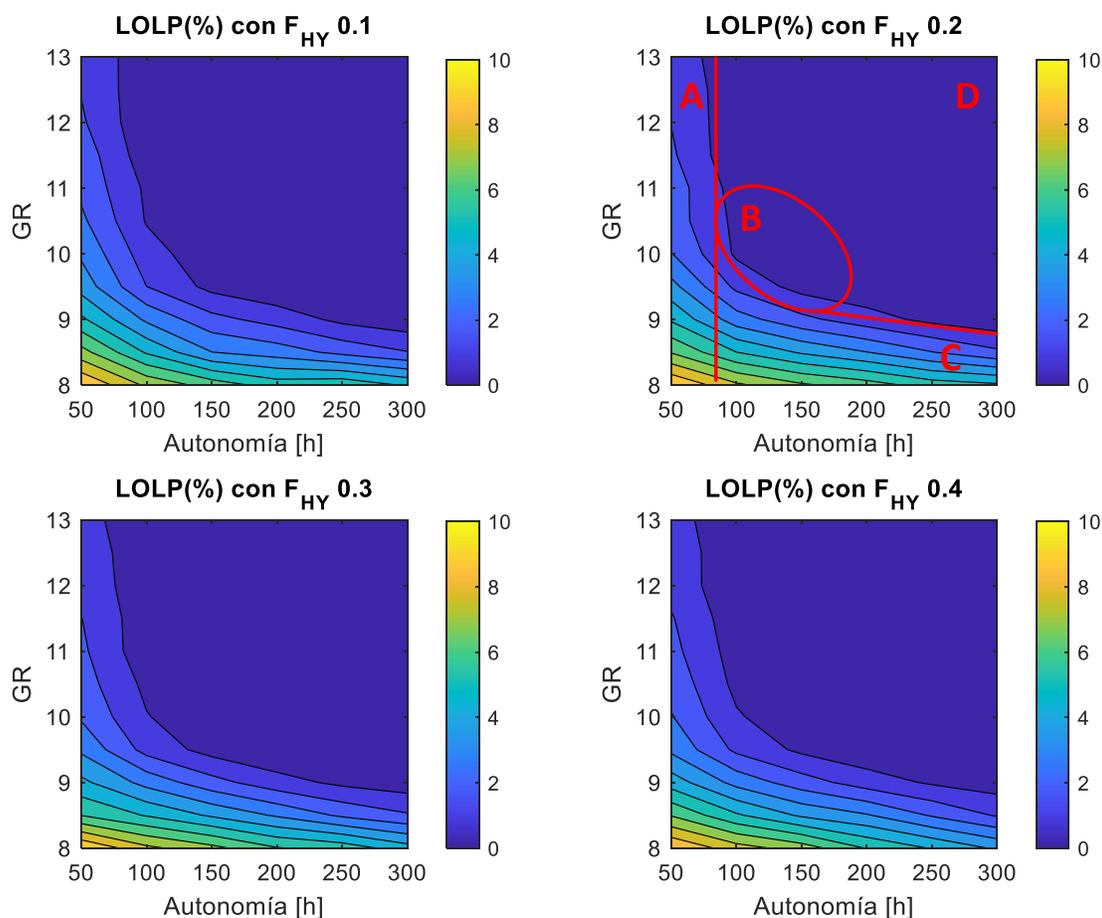


Fig. 6. Probabilidad de pérdida de la carga con distintos factores de hibridación

C. Resultados

Como resultados de la simulación, se muestran cortes del cubo como mapas individuales, representando en el eje abscisas la autonomía total del sistema (autonomía de LiFePO4 + autonomía de VRLA) y en el eje de ordenadas, la relación de generación de pico a consumo considerada en la simulación. Cada uno de los cortes representa un distinto factor de hibridación. En color, se muestra la probabilidad de pérdida de la carga (*LOLP*), definida según [7], que expresa el porcentaje de tiempo que el sistema ha estado caído a lo largo de simulaciones de cuatro años de tiempo de simulación. Los resultados muestran las regiones óptimas de diseño de instalaciones híbridas, y aquellos compromisos entre los parámetros.

Si se pone el foco en los distintos factores de hibridación, se puede comprobar que los distintos mapas tienen un comportamiento similar. Las diferencias entre los factores 0.2, 0.3 y 0.4 son pequeñas. Atendiendo a los valores concretos, el óptimo en *LOLP* se encuentra entre 0.2 y 0.3 de factor de hibridación, donde se consigue una menor probabilidad de pérdida en todo el mapa.

Sobre el mapa con factor de hibridación 0.2, se han representado las cuatro distintas regiones de diseño que se pueden extraer de los mapas:

- Región A: Esta región de diseño no es deseable debido a la poca capacidad de almacenamiento (autonomía de la instalación).
- Región B: Región de diseño con un buen compromiso en prestaciones (baja *LOLP*) sin llegar a un sobredimensionamiento excesivo del sistema.
- Región C: Región de diseño no deseable por baja capacidad de generación solar en el sistema.
- Región D: Región de diseño con buenas prestaciones, pero con un sistema muy sobredimensionado.

De los mapas también se pueden extraer otras conclusiones interesantes para mejorar instalaciones ya existentes que se desee mejorar. Independientemente del factor de hibridación, se puede destacar cómo por debajo de un *GR* de 9.5, resulta más interesante aumentar la potencia instalada de paneles en lugar de instalar más batería, ya que la probabilidad de pérdida de la carga tiene un comportamiento asintótico en la dirección de la autonomía. De manera recíproca, con autonomías inferiores a las 100 horas, tampoco tiene sentido aumentar la potencia instalada de paneles para mejorar las prestaciones, sino que es necesario aumentar la capacidad de batería instalada.

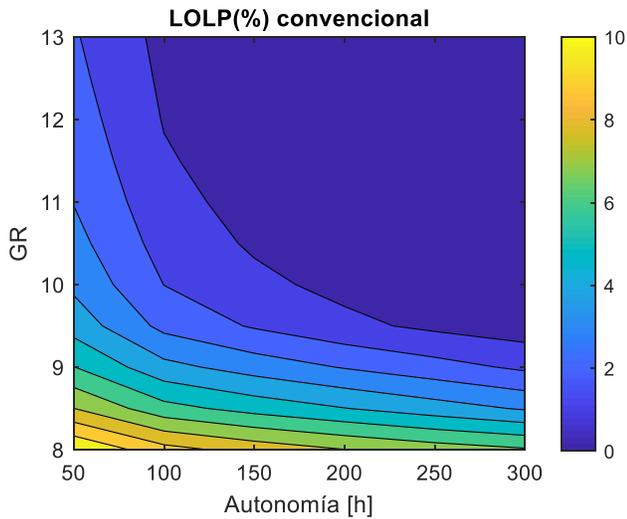


Fig. 7. Mapa de dimensionamiento para el caso no híbrido

A modo de comparación, y aunque no es el principal objeto de este estudio, en la Fig. 7 se muestra un mapa de dimensionamiento similar para el caso de un sistema convencional sin hibridación (completamente formado por baterías VRLA, $F_{hy} = 0$). Se puede comprobar cómo el mapa presenta los mismos comportamientos asintóticos para cada variable, y delimita unas regiones de GR y Autonomía de diseño mínimas. Sin embargo, las dimensiones mínimas a instalar son mayores en términos absolutos, lo que indica que el sistema convencional ha de ser sobredimensionado para las mismas prestaciones del sistema híbrido.

Debido a las pequeñas diferencias en prestaciones que aparecen en los sistemas con factores de hibridación en torno a 0.2, resulta interesante analizar el coste económico de este tipo de sistemas, de tal manera que se visualice hasta qué punto es interesante aumentar las prestaciones de un sistema añadiendo factor de hibridación, a costa de una mayor inversión. Para ello, se ha elegido un punto de diseño típico, dentro de la zona B del mapa de dimensionamiento. Los costes utilizados para el análisis se muestran en la Tabla II. Concretamente, los valores elegidos son $GR = 9.5$ y una autonomía de 150h. Para estos valores, barriendo el factor de hibridación, se obtienen los resultados de la Fig. 8.

Puede apreciarse como las prestaciones (entendidas como una $LOLP$ baja) son similares en el entorno de $F_{hy} = 0.2$, llegando a reducirse si se aumenta la capacidad de la batería de ciclado habitual, debido al efecto de la carga incompleta [4], [5]. Además, el coste del sistema aumenta conforme la capacidad de química LiFePO4 instalada es mayor. El máximo incremento de las prestaciones frente al coste se encuentra en un factor de hibridación de 0.15 que, aunque no presenta la mejor $LOLP$, si presenta el mejor compromiso calidad / inversión.

TABLA II
COSTES UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS DE PRESTACIONES

Elemento	Coste	Unidad
Paneles solares	2	€/W
Batería VRLA	0.2	€/Wh
Batería LiFePO4	0.5	€/Wh

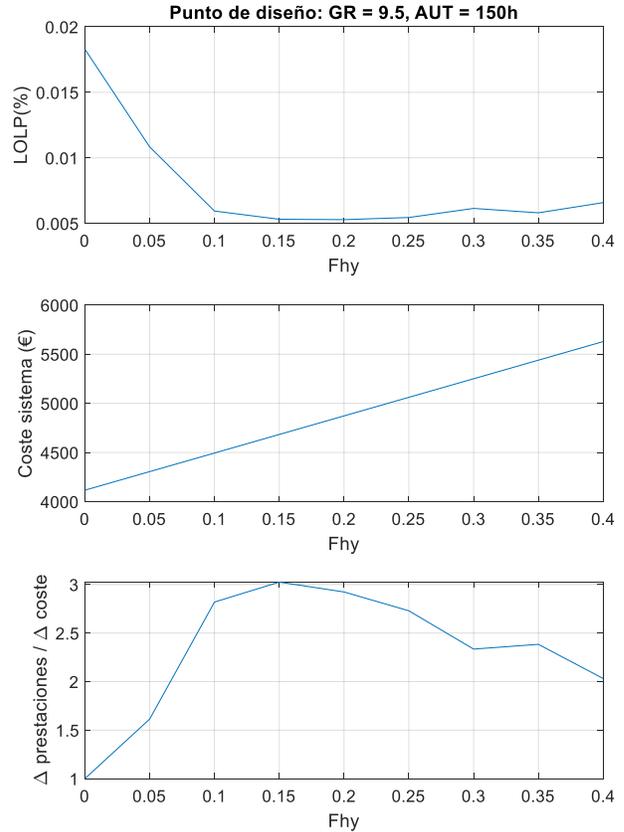


Fig. 8. Barrido F_{hy} para un punto de diseño concreto. $LOLP$ (%) (a); Coste del sistema (b), Incremento de prestaciones vs. Incremento de coste (c)

IV. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha propuesto un método de hibridación de tecnologías de almacenamiento (baterías) especializadas en distintos usos, para la mejora de las prestaciones de una instalación fotovoltaica aislada de la red eléctrica. Se han definido los parámetros de dimensionamiento principales a tener en cuenta en estas instalaciones (autonomía de batería, capacidad de generación fotovoltaica), y se ha explorado un método de dimensionamiento gráfico basado en mapas obtenidos por simulación. Como figura de mérito, se ha representado la probabilidad de pérdida de la carga ($LOLP$), que representa la probabilidad de que el sistema se desconecte por falta de energía. Gracias a dichos mapas, se han establecido las diferentes regiones de diseño existentes en estas instalaciones para dos químicas de batería concreta, LiFePO4 y VRLA, así como los porcentajes de hibridación que ofrecen mejores resultados. Se ha determinado que la mejor solución de compromiso coste-prestaciones se encuentra entre las 100 y 200 horas de autonomía, y con una relación de generación a consumo de entre 9 y 11.

El impacto final en el diseño, reducción en el dimensionamiento conseguida por el paradigma híbrido y su implementación en un sistema real será objeto de trabajo futuro.

Los autores quieren agradecer el apoyo del proyecto MINECO RTC-2015-3358-5 y la financiación FEDER del Gobierno Español y la Unión Europea, así como el apoyo de la Sociedad Ibérica de Construcciones Eléctricas S.A. y la Confederación Hidrográfica del Ebro.

REFERENCIAS

- [1] Jian Cao and A. Emadi, "A New Battery/UltraCapacitor Hybrid Energy Storage System for Electric, Hybrid, and Plug-In Hybrid Electric Vehicles," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 1, pp. 122–132, Jan. 2012.
- [2] A. Khaligh and Zhihao Li, "Battery, Ultracapacitor, Fuel Cell, and Hybrid Energy Storage Systems for Electric, Hybrid Electric, Fuel Cell, and Plug-In Hybrid Electric Vehicles: State of the Art," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 59, no. 6, pp. 2806–2814, Jul. 2010.
- [3] K. Kroics, "System for start of internal combustion engine with hybrid battery-supercapacitor source," in *2015 56th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2015, pp. 1–6.
- [4] E. Garayalde, I. Aizpuru, J. M. Canales, I. Sanz, C. Bernal, and E. Oyarbide, "Análisis Experimental del Efecto de la Temperatura y la Tensión de Carga para la Optimización Energética de Sistemas de Almacenamiento de Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas," *SAAEI 2017*, 2017.
- [5] I. Sanz-Gorrrachategui *et al.*, "New battery model considering thermal transport and partial charge stationary effects in photovoltaic off-grid applications," *J. Power Sources*, vol. 378, pp. 311–321, 2018.
- [6] G. B. Shrestha and L. Goel, "A study on optimal sizing of stand-alone photovoltaic stations," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 13, no. 4, pp. 373–378, 1998.
- [7] S. Kebaïli and H. Benalla, "Optimal sizing of a stand-alone photovoltaic systems under various weather conditions in Algeria," *Rev. des Energies Renouvelables*, vol. 18, no. 2, pp. 179–191, 2015.
- [8] T. Khatib, I. A. Ibrahim, and A. Mohamed, "A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system," *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, pp. 430–448, Jul. 2016.
- [9] W. X. Shen, "Optimally sizing of solar array and battery in a standalone photovoltaic system in Malaysia," *Renew. Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 348–352, Jan. 2009.
- [10] I. Alsaidan, A. Khodaei, and Wenzhong Gao, "Distributed energy storage sizing for microgrid applications," in *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 2016, pp. 1–5.
- [11] and J. W. K. U. Drofenik, A. Müsing, "Voltage-Dependent Capacitors in Power Electronic Multi-Domain Simulations."
- [12] M. Ceraolo, "New dynamical models of lead-acid batteries," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 4, pp. 1184–1190, 2000.
- [13] S. Piller, M. Perrin, and A. Jossen, "Methods for state-of-charge determination and their applications," *J. Power Sources*, vol. 96, no. 1, pp. 113–120, 2001.
- [14] Y. Kim, J. Koh, Q. Xie, Y. Wang, N. Chang, and M. Pedram, "A scalable and flexible hybrid energy storage system design and implementation," *J. Power Sources*, vol. 255, pp. 410–422, 2014.
- [15] S. Sepasi, R. Ghorbani, and B. Y. Liaw, "Inline state of health estimation of lithium-ion batteries using state of charge calculation," *J. Power Sources*, vol. 299, pp. 246–254, 2015.
- [16] L. Wang, C. Pan, L. Liu, Y. Cheng, and X. Zhao, "On-board state of health estimation of LiFePO4 battery pack through differential voltage analysis," *Appl. Energy*, vol. 168, pp. 465–472, 2016.
- [17] W. L. Burgess, "Valve Regulated Lead Acid battery float service life estimation using a Kalman filter," *J. Power Sources*, vol. 191, no. 1, pp. 16–21, 2009.
- [18] Exide Technologies, "Handbook for Stationary Vented Lead-Acid Batteries Part 2: Installation, Commissioning and Operation," vol. 2, pp. 1–68, 2012.