

Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de Tecnologías Industriales

Optimización del dimensionado de baterías de plomo-ácido en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

Autor:

Christina Cinta Limón O'Reilly

Profesor Titular:

Isidoro Lillo Bravo

Profesor Ayudante Doctor:

José María Delgado Sánchez

Dpto. de Ingeniería Energética

Grupo de Termodinámica y Energías Renovables

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Agradecimientos

El mayor agradecimiento a este fin de etapa se lo debo a mis padres, quienes nos dan tanto a mi hermana como a mí el mayor cariño y apoyo para todos nuestros proyectos. A mi hermana le agradezco ser el mejor ejemplo a seguir que tengo ya que ella me enseñó que con fuerza de voluntad todo se consigue. A mis amigos, que sin ellos estos años juntos en la carrera, no los miraría con tanto cariño.

Y por último y no menos importante, a los de arriba por seguir presente de un modo u otro, Tinita lo consiguió. Aquí se os sigue echando de menos.

Christina Cinta Limón O'Reilly

Sevilla, 2021

Resumen

La mayor parte de los estudios de sistemas fotovoltaicos con baterías se centran en instalaciones aisladas de red, y sin considerar efectos de degradación en las baterías. Por otro lado, los pocos modelos disponibles en la bibliografía sobre efectos de degradación presentan un análisis físico-químico de sus componentes, pero obvian el balance energético y por tanto el impacto en la viabilidad del proyecto.

El presente proyecto se ha estructurado en tres partes:

1. Análisis de la bibliografía. Revisión de parámetros que caracterizan el comportamiento de las baterías de plomo ácido, y modelos que analizan los efectos de degradación y variables relacionadas.
2. Implementación de un programa en Excel donde se realiza un balance energético de una batería de plomo conectada a un sistema fotovoltaico, para satisfacer una cierta demanda con un punto de conexión a red que permite la compra y venta de energía en función del balance energético. En dicho programa se ha implementado un modelo que considera los efectos de degradación del sistema en función de las condiciones de operación. A partir de dichas simulaciones, se obtendrá la vida útil de la batería en condiciones reales de operación.

Para el estudio técnico se realiza un Diseño de Experimentos donde cada escenario simulado tiene tres variables fundamentales: potencia pico del campo solar fotovoltaico, capacidad de la batería, y nivel de profundidad de descarga admisible. A su vez, cada variable tiene diferentes niveles para la simulación.

3. Análisis de viabilidad económica, a partir de los datos de vida útil obtenida en condiciones reales en lugar de usar la información proporcionada por el fabricante en condiciones estándar de laboratorio.

Abstract

Most of the studies of photovoltaic systems with batteries focus on installations isolated which are isolated from the grid, and without considering degradation effects of the batteries. On the other hand, there is very few models in the literature about degradation effects which present a physical-chemical analysis of their components, but they ignore the available energy balance and therefore the impact on the viability of the project.

The following project is organized into three parts:

1. Analysis of the bibliography. Review of parameters that characterize the lead acid batteries behavior, and models that analyze the effects of degradation and related variables.
2. Implementation of an Excel program where an energy balance is made of a lead battery connected to a photovoltaic system, to satisfy a certain demand with a connection point to the grid that allows the purchase and sale of energy based on the energy balance. In this program, a model has been implemented that considers the effects of system degradation depending on the operating conditions. From these simulations, the useful life of the battery will be obtained under real operating conditions.

For the technical study, a Design of Experiments is carried out where each simulated scenario has three fundamental variables: peak power of the photovoltaic solar field, battery capacity, and level of admissible depth of discharge. In turn, each variable has different levels for simulation.

3. Economic feasibility analysis, based on the useful life data obtained under real conditions instead of using the information provided by the manufacturer under standard laboratory conditions.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract.....	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas.....	xv
Índice de Figuras	xvi
1 INTRODUCCIÓN.....	19
1.1 <i>Justificación de almacenamiento eléctrico en Energías Renovables</i>	19
1.2 <i>Tecnologías de Baterías</i>	21
1.3 <i>Baterías de Plomo Ácido</i>	23
1.4 <i>Estado del Arte. Integración de baterías de plomo ácido en instalaciones fotovoltaicas</i>	26
3 OBJETIVOS	30
4 METODOLOGÍA.....	31
4.1 <i>Condiciones de operación</i>	31
4.2 <i>Cálculo de la generación eléctrica en el Sistema Fotovoltaico</i>	32
4.3 <i>Coefficientes de estrés en la batería</i>	33
4.4 <i>Entorno de simulación</i>	35
4.5 <i>Diseño de experimentos</i>	36
4.6 <i>Análisis económico</i>	37
5 RESULTADOS.....	11
5.1 <i>Resultados energéticos</i>	11
5.2 <i>Resultados económicos</i>	19
6 CONCLUSIONES.....	23
7 LINEAS DE TRABAJO FUTURAS	25
Referencias.....	26

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Demanda mensual en kWh/día.	13
Tabla 2. Factores de corrección de la vida útil batería dependiendo de la temperatura.	15
Tabla 3. Elección del factor de degradación en función escenario sistema fotovoltaico.	17
Tabla 4. Resultados simulación batería 4kWh en función del DoD y el campo FV.	24
Tabla 5. Resultados simulación batería 8kWh en función del DoD y el campo FV.	25
Tabla 6. Resultados simulación batería 12 kWh en función del DoD y el campo FV.	26
Tabla 7. Resultados simulación batería 20 kWh en función del DoD y el campo FV.	27
Tabla 8. Resultados simulación batería 24 kWh en función del DoD y el campo FV.	28
Tabla 9. Análisis económico de la simulación de una batería 4 kWh, en función DoD y potencia FV.	30
Tabla 10. Análisis económico de la simulación de una batería 8 kWh, en función DoD y potencia FV.	30
Tabla 11. Análisis económico de la simulación de una batería 12 kWh, en función DoD y potencia FV.	31
Tabla 12. Análisis económico de la simulación de una batería 20 kWh, en función DoD y potencia FV	32
Tabla 13. Análisis económico de la simulación de una batería 24 kWh, en función DoD y potencia FV	33

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Seguimiento de la demanda eléctrica en España. Fuente: Red Eléctrica Española [4].	1
Figura 2. Generación eléctrica desde diferentes fuentes generadoras. Fuente: Red Eléctrica Española.	2
Figura 3. Rango de potencia aplicable y duración de la potencia de descarga para diferentes tecnologías de almacenamiento [7].	4
Figura 4. Esquema interno de una batería de plomo ácido [8].	6
Figura 5. Evolución de la temperatura y el Estado de Carga (SoC) en función de la temperatura.	10
Figura 6. Estudio comparativo de media de horas de sol anuales. Fuente: Current Results Statista.	13
Figura 7. Perfil de demanda horario, en función del mes del año.	14
Figura 8. Diagrama de flujo del proceso.	18
Figura.9. Condiciones iniciales (verde) y datos de salida (rojo) en una simulación de 1.5 kWp de FV conectada a una batería de 4 kWh.	21
Figura 10. Balance energético durante tres días de invierno para simulación de batería tamaño óptimo de 4 kWh, DoD de 60 % y 1,5 kWp.	22
Figura 11. Balance energético durante tres días de verano para simulación de batería tamaño óptimo de 4 kWh, DoD de 60 % y 1,5 kWp.	22
Figura.12. Balance energético anual para las condiciones de 4 kWh, DoD de 60 % y 1,5 kWp.	23
Figura 13. Balance energético durante tres días de verano para simulación de batería tamaño de 20 kWh, DoD de 60 %. Arriba, campo solar fotovoltaico con potencia pico de 3 kWp; abajo, campo solar fotovoltaico con potencia pico de 5 kWp.	29
Figura 14. Balance económico anual durante 30 años inversión para simulación de batería tamaño óptimo de 4 kWh, DoD de 60 % y 1,5 kWp.	34

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Justificación de almacenamiento eléctrico en Energías Renovables

Las energías renovables, en sus diferentes tecnologías, han demostrado en los últimos años hitos que hasta hace poco se pensaban imposibles, como por ejemplo que son capaces de suministrar cantidades considerables de electricidad como para no tener que disponer de centrales térmicas, o que pueden ofrecer proyectos económicamente rentables sin necesidad de ayudas por parte de las autoridades. Sin embargo, el principal inconveniente al que todavía se enfrentan, es que todas ellas están limitadas a la disponibilidad de su recurso principal: el Sol en el caso de la energía solar, el viento en el caso de la energía eólica. Además, estas plantas energéticas generan energía en función de la disponibilidad del recurso del que dependen, sin considerar la curva de demanda, por lo que igual de negativo es que no se consiga generar toda la energía demandada por falta del recurso principal, como que se genere un exceso de energía respecto a tal demanda.

Dicho de otro modo, la energía eléctrica puede ser generada por diferentes tecnologías, transportada y transformada para un uso adecuado por el consumidor final, bien doméstico o industrial. Pero esto obliga a que la energía eléctrica debe generarse en todo momento de acuerdo con la demanda, y en consecuencia, las energías renovables que dependen de un recurso no gestionable como el Sol y el viento, requieren de apoyo de sistemas auxiliares que habiliten su integración en el mercado eléctrico.

La solución a la ecuación de las energías renovables integradas en red es el almacenamiento energético [1]. Los sistemas de almacenamiento son fundamentales para el futuro de la energía renovable. Su función principal consiste en almacenar la energía eléctrica, y ponerla a disposición cuando se necesita, actuando como una blanca entre la oferta y la demanda, y estabilizando la red de distribución eléctrica [2]. Existen muchas formas de almacenar energía y con diferentes tecnologías: mecánicas y químicas. Año tras año se introducen nuevos materiales, soluciones tecnológicas de vanguardia, que ofrecen una mejor eficiencia, unos costes más bajos, una mejor aproximación al reciclado de los materiales, etc. En definitiva, una meta más próxima a ofrecer un producto cada vez más sostenible [3].

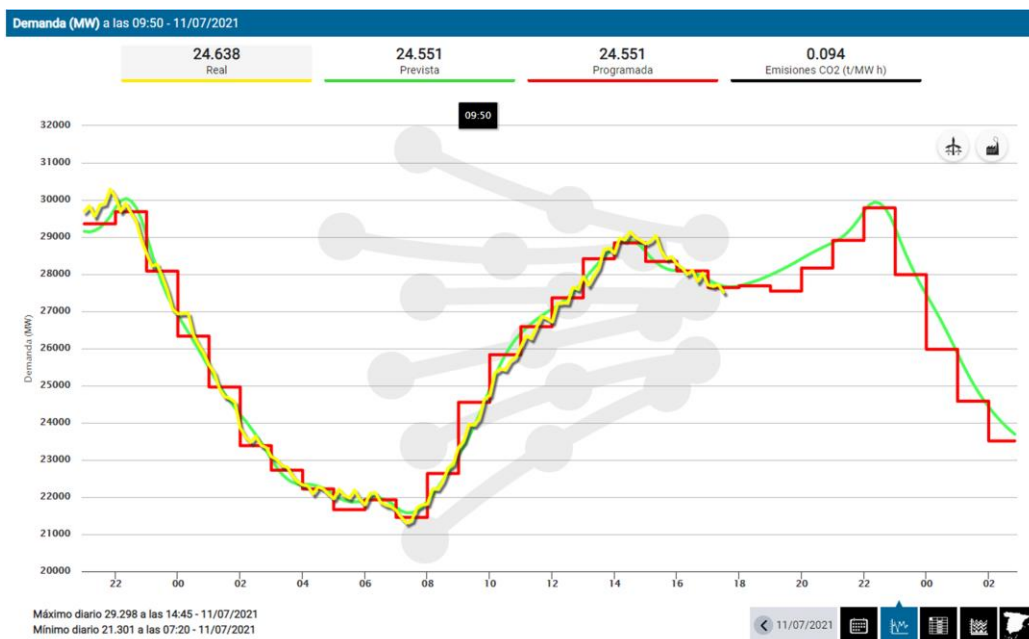


Figura 1. Seguimiento de la demanda eléctrica en España. Fuente: Red Eléctrica Española [4].

La Figura 1 muestra el perfil de demanda (curva roja) y generación eléctrica (amarillo) para el día 11 de julio de 2021 en España, a través del sistema de monitorización que ofrece el Operador de Red en España: Red Eléctrica Española (REE). En ella se observa la como el Operador de Red gestiona las diferentes fuentes de generación disponibles en cada instante, para garantizar que tanto la demanda como la generación, coincidan, sin generar excesos en ninguna de ellas. En la Figura 2, REE muestra el perfil de generación eléctrica desde las diferentes tecnologías empleadas a lo largo del tiempo. Se observa como fuentes convencionales como la energía nuclear (azul oscuro) mantiene un perfil plano aproximadamente, mientras que fuentes renovables como la energía solar fotovoltaica ofrece un perfil alineado con el recurso solar: aparece a las 8h de la mañana, y termina a las 21h aproximadamente. Esta área de energía es importante para satisfacer la demanda, pero no es suficiente ni en potencia ni en estabilidad, por lo que otras fuentes generadoras como el ciclo combinado (amarillo) o la hidráulica (azul claro), deben entrar y compensar la diferencia entre demanda y generación esperada. Esto se observa mayormente entre las 20h y 00h, donde la energía solar fotovoltaica desaparece, pero aun hay demanda de los usuarios.

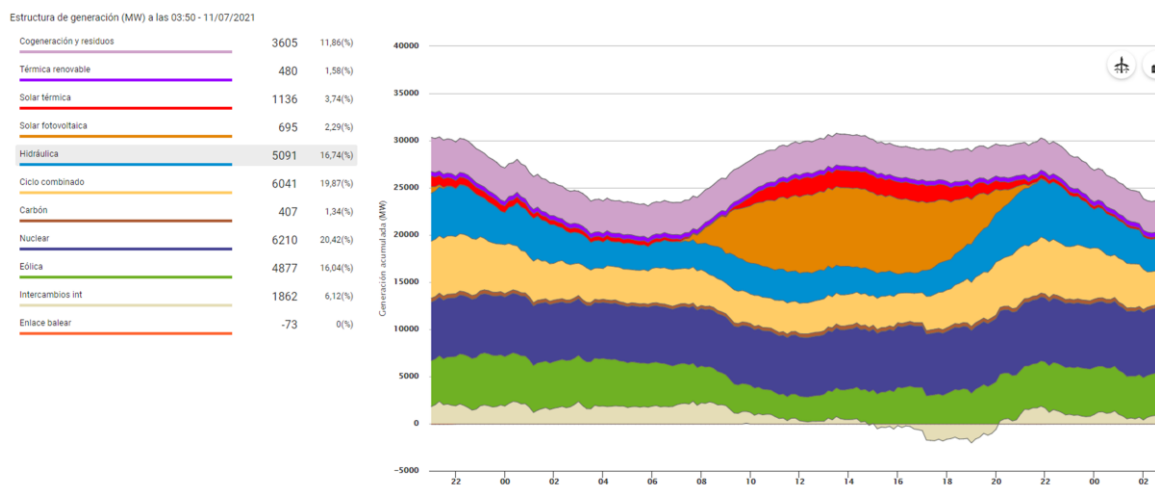


Figura 2. Generación eléctrica desde diferentes fuentes generadoras. Fuente: Red Eléctrica Española.

Es evidente de estas figuras, que una mayor penetración de energías renovables en el sistema eléctrico requiere de la integración de sistemas de almacenamiento, que ayuden a regular su participación en el mercado sin generar incertidumbres.

Los sistemas de almacenamiento con baterías son capaces de almacenar la electricidad producida por las plantas renovables. Su funcionamiento se puede asimilar al que encontramos cuando disponemos de baterías externas en miniatura que usamos en nuestros dispositivos móviles a diario, y que son capaces de convertir una reacción química en energía eléctrica, almacenando energía para liberarla cuando sea necesario. Cuando la frecuencia de la red eléctrica disminuye debido a la alta demanda, el sistema de almacenamiento es capaz de empezar a suministrar la energía almacenada en unos pocos segundos. Si la frecuencia aumenta debido a una disminución de la demanda, la batería se carga con el exceso de energía. Una doble función crucial para la estabilización de las redes eléctricas.

La tecnología implicada es diversa, tanto en la forma de proceder al almacenamiento energético (en forma de energía química, gravitacional, eléctrica, térmica, etc.) como en cuanto a las características del propio sistema de almacenamiento (potencia, energía, peso, tamaño, eficiencia, velocidad de carga y descarga, vida media, etc.). Se pueden distinguir entre sistemas en términos de la función a desempeñar [5]:

- Sistemas de mejora de calidad de potencia: sólo operan en tiempos inferiores al segundo, para asegurar la estabilidad de la potencia suministrada.
- Sistemas puente de potencia: operan en intervalos de segundos a minutos para asegurar la continuidad del servicio cuando se cambia de fuente de generación energética.

- Sistemas de gestión de la energía: se utilizan para desacoplar la generación y consumo de energía eléctrica. Una aplicación típica es la nivelación de la carga, que implica la carga de almacenamiento cuando el coste de la energía es bajo, para ser utilizada cuando el coste es elevado.

De esta forma, se pueden definir distintas aplicaciones dentro de los sistemas eléctricos en función de la potencia requerida y del tiempo en que se pueda responder la unidad de almacenamiento. Así, los sistemas con poca capacidad de almacenamiento y potencia se utilizan para mejorar la calidad de la potencia en la red, mientras que a potencias mayores se utilizan para garantizar la estabilidad del sistema transporte. Con mayor capacidad de almacenamiento y respuesta se sitúan los sistemas que permiten una mayor penetración de las fuentes renovables no gestionables en la red eléctrica, así como los que ayudan al control de la frecuencia y voltaje de la red.

Dentro de los sistemas estacionarios dedicados al almacenamiento de energía eléctrica, los sistemas hidráulicos de bombeo suponen cerca del 100% del total, debido a lo madura que es su tecnología y al propio desarrollo de la energía hidráulica en el planeta. La tendencia en capacidad de bombeo es ascendente, aunque las dificultades para encontrar nuevos emplazamientos en los países desarrollo hacer prever que el mayor se producirá en un futuro en los países en desarrollo. De forma más concreta, entre las tecnologías implicadas en el almacenamiento de energía eléctrica se pueden distinguir, como sistemas desarrollados, las baterías (con distintas configuraciones y materiales), el almacenamiento mediante aire comprimido, los volantes de inercia, el almacenamiento en superconductores, el almacenamiento en condensadores y las centrales hidráulicas de ciclo reversible. Como sistemas en desarrollo y con un elevado potencial, se encuentran las tecnologías del hidrógeno.

1.2 Tecnologías de Baterías

- La tecnología plomo-ácido es una de las más viejas del mundo de las baterías, siendo de bajo coste y muy popular para aplicar en mejoras de calidad de potencia y UPS (*Uninterruptible Power Supply*). Sin embargo, para gestión energética no es muy utilizada debido a su baja durabilidad y a que el nivel de energía que puede almacenar no es fijo, sino que depende de la velocidad de descarga. [6]
- Las baterías de metal-aire son las más compactas y, potencialmente, las menos caras y respetuosas con el medioambiente. Su densidad energética es alta. Sin embargo, la recarga de estas baterías es muy ineficiente (un 50%) y difícil (no más de unos centenares de descargas). Se plantean más para cubrir demandas de energía que de potencia. Los ánodos de estas baterías son metales comunes (Al o Zn) que generan electrones al ser oxidados. Los cátodos suelen estar compuestos por carbono poroso o una malla metálica cubierta por un catalizador adecuado. Los electrolitos suelen estar en forma líquida o como membrana polimérica saturada con KOH. Aunque existen metales que potencialmente plantean mejores densidades energéticas, las baterías de Zn-aire son las más utilizadas. [6]
- La batería de sulfuro de sodio consiste en un sulfuro líquido en el electrodo positivo y sodio fundido en el electrodo negativo, separados ambos por un electrolito de cerámico de alúmina. Son el tipo de batería de alta temperatura más utilizado. Su densidad energética y su eficiencia son altas, aunque costosas, e introducen problemas de seguridad. Se plantean tanto para cubrir demandas de energía como de potencia. El electrolito solamente deja pasar los iones de sodio positivos para combinarse con el sulfuro, generando una caída de potencias de aproximadamente 2 V en el circuito externo. Estas baterías demuestran ser eficientes (89%) y se pueden volver a cargar, retornando el sodio a su configuración como elemento, manteniendo la temperatura a 300° C. [6]
- La batería redox-vanadio es la más avanzada de las denominadas baterías de flujo (bromuro de zinc, bromuro polisulfuro y zinc-cerio) y almacenan energía utilizando pares redox de vanadio (V^{2+}/V^{3+}) en la parte negativa y V^{4+}/V^{5+} en la parte positiva) en un electrolito de ácido sulfúrico. Se plantean más cubrir demandas de energía que de potencia. Durante los procesos de carga y descarga se intercambian iones H^+ entre los dos depósitos de electrolito a través de una membrana de polímero permeable a este tipo de iones. La eficiencia neta de estas baterías alcanza el 85%, aunque su densidad energética es baja.

La gran ventaja es que se plantean como capaces de garantizar un casi infinito número de cargas y descargas sin generación de residuos. [6]

- Las baterías de ion-Li consisten en un cátodo de óxido de metal con litio y un ánodo de grafito. Tienen una gran eficiencia y densidad energética, aunque requieren circuitería especial para su carga. Se plantean tanto para cubrir demandas de potencia como de energía. El electrolito se compone de sal de litio (Como LiPF_6) disuelta en carbonatos orgánicos. Cuando la batería se carga, los átomos de litio en el cátodo se convierten en iones y migran hacia el ánodo de grafito, donde se combinan con electrones externos y se depositan entre las capas de carbono. El proceso inverso ocurre durante la descarga. Las principales ventajas de este tipo de baterías, con respecto a otras son: a) Gran densidad energética ($300\text{--}400 \text{ kWh/m}^3$, 130 kWh/Tm). b) Gran eficiencia (cerca del 100%). c) Gran número de ciclos dentro de su vida media (3.000 ciclos-80% de profundidad de descarga). [6]
- En las baterías de ZnBr, dos tipos de distintos de electrolito circulan en cada uno de los electrodos de carbono, separados por una membrana polimérica microporosa. Durante la descarga, Zn y Br, forman bromuro cinc y proporcionan 1,8 V de caída potencial, lo que incrementa la concentración de Zn^{2+} y Br^- en cada depósito. En el proceso de carga el Zn metálico se deposita en uno de los electrodos de carbono y bromuro se disuelve en la otra parte de la membrana reaccionando con otros agentes (aminas) para generar un aceite de bromuro que queda en el fondo del depósito. La eficiencia neta es del 75%. Esta tecnología se desarrolló en los años 70 y se aplica para instalaciones en el rango 1 MW/3 MWh, así como 5 kW/20 kWh. [6]
- La batería níquel-hidruro metálico (denominadas NiMH) utiliza un compuesto de hidrógeno como electrodo negativo (sustituyendo al Cd) y oxihidróxido de níquel (NiOOH) como electrodo positivo, lo que mejora considerablemente su capacidad con respecto a la batería de NiCd. Por otro lado, aunque la densidad energética por unidad de volumen es similar a la de ion-Li, la autodescarga es mayor. En el proceso de descarga el hidruro metálico reacciona con el ion OH^- generando un electrón, el oxihidróxido metálico y agua. [6]

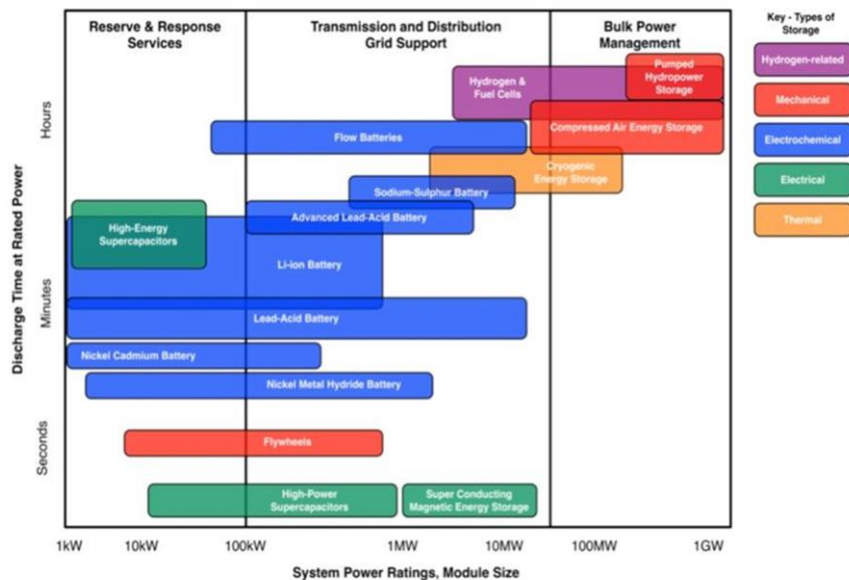


Figura 3. Rango de potencia aplicable y duración de la potencia de descarga para diferentes tecnologías de almacenamiento [7].

En la Figura 3 se muestran los rangos de potencia en los cuales son utilizadas las diferentes tecnologías actuales de almacenamiento, así como la durabilidad o capacidad de almacenamiento en el tiempo distinguiendo en tres periodos: segundos, minutos y horas; entre ellas, en color azul, destacan aquellas tecnologías de almacenamiento electroquímicas (baterías). Aunque en la Figura 3 se pueda establecer una clasificación ideal de las diferentes tecnologías de almacenamiento en función de su aplicación, las condiciones de uso y del entorno al que están

sometidas, afectamente de manera muy significativa la eficiencia y la vida útil, lo que a su vez impacta en el coste de la solución. Para ello, en la bibliografía se han definido una serie de conceptos y parámetros que son necesarios para la caracterización de una batería, independiente de cual sea su tecnología:

- Estado de Carga (SoC, *State of Charge*): es un indicador de la cantidad de energía presente en la batería en un determinado momento, y se expresa como un porcentaje en función de la capacidad neta de la batería.
- Profundidad de Descarga (DoD, *Depth of Discharge*): representa el complemento del estado de carga de la batería. Se emplea con mayor frecuencia cuando se habla de la vida útil de la batería después de varios ciclos. De esta forma, mientras más profunda sea la descarga de una batería, menor es su vida útil.
- Capacidad de la batería: se refiere a la cantidad de energía que puede almacenar una batería en un determinado período de tiempo, y se mide en MWh o kWh.
- Capacidad de potencia: es la cantidad de potencia que la batería puede proveer, y está expresada en MW o kW.
- Densidad de energía: es la cantidad de energía que puede ser almacenada para una determinada área, volumen o masa. Se tiende a expresar en Wh/kg, o Wh/m².

Otro parámetro importante que determina el rendimiento de una batería es la temperatura ambiente del entorno donde trabaja. Muchos tipos de batería pierden capacidad más rápidamente en climas cálidos debido a reacciones internas que ocurren en ellas como degeneración, creación de gases que deben ser evacuados, o corrosión.

1.3 Baterías de Plomo Ácido

Las baterías eléctricas de plomo ácido están formadas principalmente por los siguientes elementos (Figura 4):

- Depósito: recipiente que contiene a todos los elementos internos de la batería.
- Placas: las placas tienen como objeto apriornar en los innumerables agujeros que tiene su planca de plomo la materia activa desprendida por la conversión de la energía eléctrica en química. El número de agujeros de las placas es dististinto en las positivas que en las negativas, debido a la diferente naturaleza de la materia que se adhiere a cada una de ellas. Cuantas más placas tenga una batería, mayor será su capacidad.
- Separadosres: elementos aislantes que se interponen entre dos placas para evitar que estas tengan entre si el mas leve contacto, lo que ocasionaría el mal funcionamiento de la batería.
- Electrodo: extremo de un conductor en contacto con un medio, al que lleva o del que recibe una corriente eléctrica. Los electrodos positivo y negativo suelen denominarse ánodo y cátodo, a no ser que la batería sea recargable. En ese caso, cuando la celda está siendo cargada, el ánodo se convierte en el electrodo positivo, y el cátodo en el negativo; cuando la celda está siendo descargada, el ánodo es el negativo, y el cátodo el positivo.
- Electrolito: material que se encuentra en los dos electrodos, y permite la transferencia de electrones entre el ánodo y el cátodo.

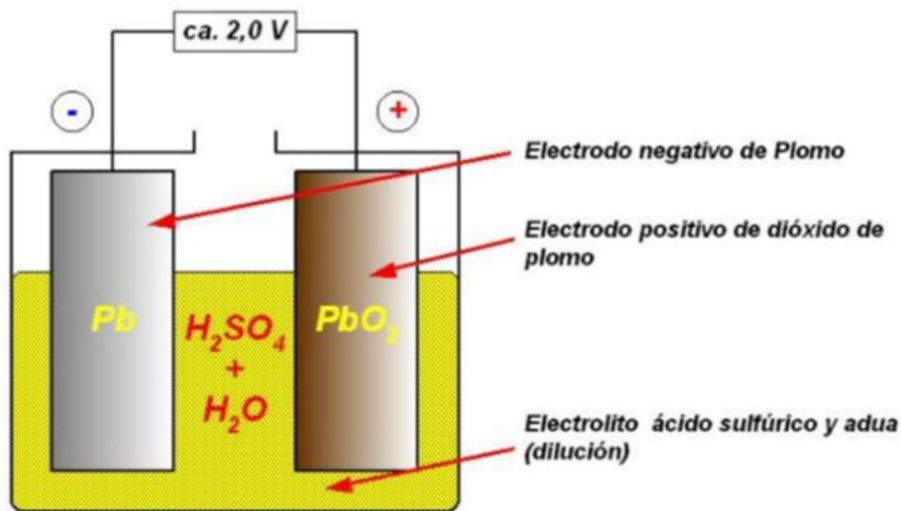
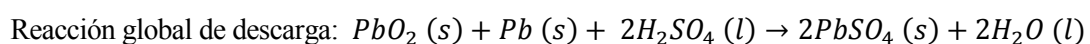
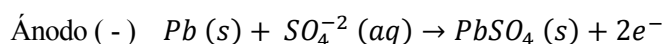
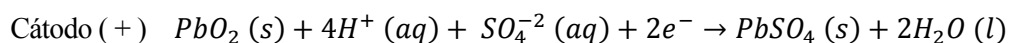


Figura 4. Esquema interno de una batería de plomo ácido [8].

La batería de plomo fundamenta su funcionamiento en los fenómenos químicos de electrólisis. Las placas de una batería de plomo nueva están formadas por unas rejillas metálicas en cuyos huecos hay óxido de plomo prensado. Si se aplica una corriente eléctrica a las placas con óxido de plomo sumergidas en el electrolito, formado por ácido sulfúrico y agua destilada, debido a la ionización del electrolito, circula una corriente de una placa a otra. Al final del proceso, en una placa no habrá más que plomo poroso sólido, y en la otra, dióxido de plomo. Por tener estos materiales diferente tensión de disolución, existe entre ellos una diferencia de potencial, siendo la placa de dióxido de plomo la de mayor potencial eléctrico. Por tanto, tras la fabricación de una batería de plomo, esta debe ser cargada eléctricamente para alcanzar la composición inicial de funcionamiento.

En esta situación puede comenzar un primer proceso de descarga de la batería de plomo. Si con el acumulador en estas condiciones unimos las dos placas se producirá una corriente eléctrica que irá desde la placa positiva de dióxido de plomo (cátodo) a la negativa de plomo poroso (ánodo). El paso de corriente a través del electrolito provoca que los cationes H^+ de éste se unan al oxígeno del dióxido de plomo para formar agua (H_2O). Los iones sulfato SO_4^{2-} quedan libres y a continuación, reaccionan con el plomo de ambas placas para formar sulfato de plomo ($PbSO_4$). Al cabo de cierto tiempo, las dos placas quedarán cubiertas por el mismo compuesto ($PbSO_4$), por lo que, al tener la misma tensión de disolución, dejará de haber diferencia de potencial entre ellas y cesa la corriente. Se dice entonces que la batería de plomo se ha descargado por completo. Al mismo tiempo, la concentración en ácido sulfúrico del electrolito disminuye por la formación de agua. [9]

Las reacciones químicas que reflejan la descarga son:



Ambas semirreacciones producen iones Pb^{+2} debido a la oxidación del plomo poroso en el ánodo, y a la reducción del ion Pb^{+4} del dióxido de plomo en el cátodo. Estos iones se unen a los iones sulfato (SO_4^{2-}) precipitando la sal $PbSO_4$ que es muy poco soluble. El potencial de la reacción global es ligeramente superior a 2V, lo que explica que entre los seis acumuladores típicos que forman una batería de plomo ácido comercial, se

obtenga una tensión de trabajo de 12 V.

De los procesos de carga y descarga se deduce:

1. La concentración del ácido sulfúrico en el electrolito es variable, dependiendo del estado de carga de la batería. Al descargarse se rebaja, y al cargarse se recupera.
2. Si una batería se descarga a un nivel muy bajo, es muy posible que no exista suficiente plomo poroso en las placas negativas, y por tanto se forme sulfato a costa del armazón de la placa. A esto se le conoce como sulfatación de la batería, y es una degradación severa que acorta su vida útil.
3. Un exceso de carga en la batería también tiene consecuencias negativas, pues al seguir descomponiéndose el agua del electrolito, hará que el hidrógeno liberado no tenga bastante sulfato con el que combinarse y saldrá en burbujas por los respiraderos de los tapones de los acumuladores, con peligro de explosión. Al mismo tiempo, el oxígeno liberado, al no encontrar suficiente plomo del sulfato con el que reaccionar, lo hará con el armazón, oxidándolo y deteriorando la batería.

Los procesos de degradación son aquellos que afectan al estado de carga (SoC) de la batería. Principalmente son:

- a. Estratificación: el electrolito cambia su densidad según el SoC de la batería. No obstante, puede ocurrir que el electrolito reaccione de manera no uniforme provocando un gradiente de densidad entre la parte superior e inferior de la batería. Este gradiente puede a su vez provocar que la batería comience a descargarse en la parte inferior, provocando cambios irreversibles en la batería. Este fenómeno es el que se conoce como estratificación.
- b. Sulfatación: en la descarga el Pb y el PbO₂ de los electrodos se transforman en PbSO₄, y durante la carga, los cristales del PbSO₄ se convierten en Pb y PbO₂ nuevamente. Sin embargo, no siempre todos los cristales de sulfato se convierten en plomo y óxido de plomo, y por tanto, no se produce un aumento de la capacidad. Este fenómeno se conoce como sulfatación. El tamaño de los cristales depende de la corriente eléctrica generada, siendo su tamaño menor cuanto mayor sea la corriente. Si la batería no se carga rápido tras la descarga, los cristales pueden aumentar de tamaño produciéndose una recristalización. Como consecuencia de la sulfatación, las baterías alcanzan antes la tensión máxima de carga, aunque no se haya completado completamente el proceso de carga, y por tanto, la energía almacenada disminuye.
- c. Corrosión: en el caso de que se produzca una sobrecarga, la rejilla de la batería se corroe. En el proceso de corrosión se forman unos depósitos en el fondo de las celdas, provocando una pérdida irreversible de capacidad. Además, se puede dar el caso de que los terminales también se corroan, produciéndose un aumento de la resistencia óhmica de la batería.
- d. Envejecimiento: con el tiempo, todas las baterías pierden capacidad de almacenar energía, ya que con la descarga se pierde siempre algo de material activo. Sin embargo, la vida útil de las mismas puede ser prolongada si se las mantiene cargadas, no se sobrecargan ni descargan en exceso, permanecen en un lugar que no sufra temperaturas extremas, y no sean sometidas a cortocircuitos, además de reemplazar regularmente el agua destilada que se evapora.

1.4 Estado del Arte. Integración de baterías de plomo ácido en instalaciones fotovoltaicas

Las principales características que ofrecen las baterías de plomo ácido para su integración en sistemas fotovoltaicos son principalmente: madurez y bajo coste. Tradicionalmente, estos diseños se habían orientado a instalaciones aisladas de autoconsumo, como por ejemplo en entornos rurales. Sin embargo, en los últimos años se ha observado como estos diseños se han trasladado a entornos con conexión a red, permitiendo al usuario balancear los procesos de compra-venta de energía desde la red eléctrica en función de la disponibilidad de su propio recurso generado y el precio del mercado eléctrico.

Sin embargo, es frecuente observar fallos en el dimensionamiento de las instalaciones, con consecuencias negativas para el usuario en la amortización. El principal fallo consiste en considerar que el rendimiento de la batería es constante según la hoja de especificaciones que aporta el fabricante, sin considerar sobre ella los efectos de carga y descarga parcial, la temperatura de operación o la profundidad de carga generada.

Además, otro aspecto que dificulta la elaboración de modelos teóricos en la integración de baterías con sistemas fotovoltaicos es que estos dependen fuertemente de la tecnología de almacenamiento empleada. Por ejemplo, A. Jossen *et al* [10] publicaron un trabajo comparando diferentes tecnologías de almacenamiento, sometidas a condiciones reales de operación. Observaron cuales eran los parámetros que en cada caso más afectaban a la degradación, pero fueron incapaces de proponer un modelo teórico que ayudara en la viabilidad económica del proyecto. En cualquier caso, con los datos disponibles, concluyeron que, aunque se estaba haciendo un trabajo excelente en el desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento, a día de hoy, considerando la madurez y los costes de las baterías de plomo ácido, estas eran la mejor recomendación.

La mayoría de los artículos publicados estudiando la integración de baterías en sistemas fotovoltaicos no consideran modelos avanzados para estimar la vida útil de la batería. De hecho, en la mayoría de los casos, no se considera degradación en la batería, o se asume una vida útil constante. Esto se puede observar en los siguientes trabajos publicados:

- Ekren, B.Y.; Ekren, O. “Simulation based size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage under various load and auxiliary energy conditions”. *Appl. Energy* 2009, **86**, pp. 1387–1394.
- McKenna, E.; McManus, M.; Cooper, S.; Thomson, M. “Economic and environmental impact of lead-acid batteries in grid-connected domestic PV systems”. *Appl. Energy* 2013, **104**, pp. 239–249.
- Vasallo, M.J.; Bravo, J.M.; Andújar, J.M. “Optimal sizing for UPS systems based on batteries and/or fuel cell”. *Appl. Energy* 2013, **105**, pp. 170–181.
- Huld, T.; Moner-Girona, M.; Kriston, A. “Geospatial analysis of photovoltaic mini-grid system performance”. *Energies* 2017, **10**, pp. 218.
- Dolara, A.; Grimaccia, F.; Magistrati, G.; Marchegiani, G. “Optimization Models for islanded micro-grids: A comparative analysis between linear programming and mixed integer programming”. *Energies* 2017, **10**, 241.
- Ashtiani, M.N.; Toopshekan, A.; Astaraei, F.R.; Yousefi, H.; Maleki, A. “Techno-economic analysis of a grid-connected PV/battery system using the teaching-learning-based optimization algorithm”. *Solar Energy* 2020, **203**, pp. 69–82.
- Say, K.; Schill, W.P.; John, M. “Degrees of displacement: The impact of household PV battery prosumage on utility generation and storage”. *Appl. Energy* 2020, **276**, pp. 115466.
- Cho, D.; Valenzuela, J. “Optimization of residential off-grid PV-battery systems”. *Solar Energy* 2020, **208**, pp. 766–777.
- Aniello, G.; Shamon, H.; Kuckshinrichs, W. “Micro-economic assessment of residential PV and battery

systems: The underrated role of financial and fiscal aspects”. *Appl. Energy* 2021, **281**, pp. 115667.

- Jurasz, J.; Ceran, B.; Orłowska, A. “Component degradation in small-scale off-grid PV-battery systems operation in terms of reliability, environmental impact and economic performance”. *Sustain. Energy Technol. Assess.* 2020, **38**, pp. 100647.
- Say, K.; John, M.; Dargaville, R. “Power to the people: Evolutionary market pressures from residential PV battery investments in Australia”. *Energy Policy* 2019, **134**, pp. 110977.
- Chaianong, A.; Bangviwat, A.; Menke, C.; Breitschopf, B.; Eichhammer, W. “Customer economics of residential PV–battery systems in Thailand”. *Renew. Energy* 2020, **146**, pp. 297–308.

En otros casos, la vida útil de la batería se ha calculado en función del modelo de ciclos equivalentes, como ocurre por ejemplo en las siguientes referencias:

- Dufo-López, R.; Bernal-Agustín, J.L. “Design and control strategies of PV-diesel systems using genetic algorithms”. *Sol. Energy* 2005, **79**, pp. 33–46.
- Bernal-Agustín, J.L.; Dufo-López, R.; Rivas-Ascaso, D.M. “Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions”. *Renew. Energy* 2012, **44**, pp. 215–224.
- Dalton, G.J.; Lockington, D.A.; Baldock, T.E. “Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel”. *Renew. Energy* 2008, **33**, pp. 1475–1490.
- Bekele, G.; Palm, B. “Feasibility study for a standalone solar–wind-based hybrid energy system for application in Ethiopia”. *Appl. Energy* 2010, **87**, pp. 487–495.
- Hlal, M.I.; Ramachandaramurthy, V.K.; Sarhan, A.; Pouryekt, A.; Subramaniam, U. “Optimum battery 27rofu of discharge for off-grid solar PV/battery system.” *J. Energy Storage* 2019, **26**, pp. 100999.

Sin embargo, la vida útil de una batería puede cambiar de forma significativa cuando se usan los métodos descritos, dependiendo de las condiciones de operación a la que se sometan. Y la consecuencia es que un error en una sobreestimación de la vida útil tiene un impacto enorme y negativo en la evaluación económica del proyecto. Por otro lado, Schiffer *et al* [11] publicaron un modelo de envejecimiento aplicado a la batería de plomo ácido mucho más preciso, pero por tanto más complejo y difícil de ejecutar. Este modelo se basa en aplicar diferentes factores de peso al proceso de carga de la batería, y estimar así la pérdida de capacidad debida al ciclado y a la corrosión de sus componentes. Este modelo predice comportamientos teóricos muy próximos a los reales, mientras que los modelos de ciclado equivalente descritos anteriormente sobredimensionan la vida útil en 2-3 veces la vida real.

Amine El Fathi [12] monitorizó el rendimiento de una instalación fotovoltaica aislada (7,2 kWp) con una batería de plomo ácido (5 kW) durante un período de cuatro años, con la intención de evaluar qué parámetros afectaban al sistema de almacenamiento. Analizando diferentes parámetros como fueron el estado de carga (SoC), la eficiencia de carga y descarga, la temperatura de operación de la batería, la eficiencia de Coulomb y la resistencia interna, concluyó que:

- a. El estado de carga (SoC) tenía una fuerte dependencia con la temperatura (Figura 5).
- b. La eficiencia de Coulomb tiene una relación directa con la degradación interna de la batería, y ésta acusó una disminución de 8% en los cuatro años de monitorización.
- c. La resistencia interna de la batería puede ser considerado un buen indicador para monitorizar la salud del sistema de almacenamiento a lo largo del tiempo.

A partir de estos resultados, Amine El Fathi propuso un modelo económico para incluir estos parámetros en el análisis de viabilidad del proyecto, que previamente no se habían considerado al no predecir una degradación

tan acusada.

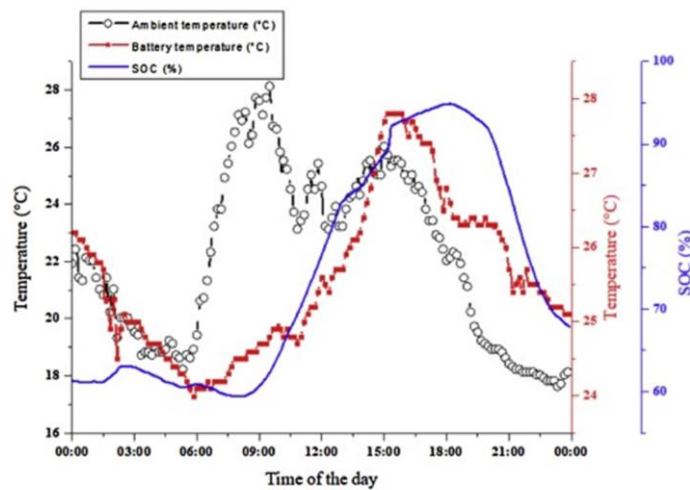


Figura 5. Evolución de la temperatura y el Estado de Carga (SoC) en función de la temperatura.

Dufo-Lopez *et al* [13] publicó una comparativa de diferentes modelos de baterías de plomo ácido para estimar la vida útil de la batería integrada en sistemas fotovoltaicos aislados. El principal inconveniente de este estudio es que obvia la carga de la batería desde red, así como la posible ventaja en el modelo económico de venta de energía. Este autor resalta además la dificultad de encontrar un modelo fiable para este fin, ya que la mayoría de los modelos existentes están relacionados con los problemas de envejecimiento de la batería desde un punto de vista cinético o termodinámico del electrolito o los electrodos, pero que no tienen en cuenta la influencia de que la carga o descarga se realice desde un sistema fotovoltaico. Por ejemplo, se pueden encontrar los siguientes trabajos más específicos con modelos físico-químicos en la bibliografía:

- Influencia de la termodinámica y cinética de la corrosión: J.J. Lander, “Further studies on the anodic of lead in H_2SO_4 solutions”, *J Electrochem Soc*, **103** (1956), pp. 1-8
- Influencia de la cristalización del electrolito y electrodos: P. Ruetschi, “Influence of structure and interparticle the capacity of PbO_2 electrodes”, *J Electrochem Soc*, **139** (1992), pp. 1347-1351
- Deterioro del electrodo negativo durante la electrólisis: K. Nakamura, M. Shiomi, K. Takahashi, M. Tsubota, “Failure modes of valve-regulated lead/acid batteries”, *J Power Sources*, **59** (1996), pp. 153-157

Sin embargo, Dugo-Lopez *et al*, además de tener en cuenta el impacto del sistema fotovoltaico, también consideró el efecto que sobre el envejecimiento de la batería tenía el controlador de carga. Como otros autores citados anteriormente, concluyó que: a) los modelos clásicos que asumen que la batería trabaja en condiciones estándar de laboratorio, sobreestiman la vida útil de la batería de forma significativa; b) el efecto del estado de carga (SoC), donde la batería no alcanza períodos de carga completa por largo tiempo, es crítico en la vida útil. c) el controlador de carga juega un papel vital, cuando los umbrales de las alarmas están bien definidos, para asegurar que la batería no opera en condiciones de sobreesfuerzo.

Finalmente, como conclusión de la revisión bibliográfica en lo que a degradación de la batería se refiere, se encuentra que:

1. La vida útil de la batería está fuertemente influenciada por sus condiciones de operación: temperatura, estado de carga, condiciones de carga/descarga, y profundidad de descarga. Por tanto, es necesario un modelo teórico que englobe los procesos físico-químicos que ocurren en sus componentes y que proporcione como resultado una estimación más realista de la vida útil de la batería.
2. Dado que es conocido que la vida útil de la batería en condiciones reales de operación es un valor mucho

menor que las estimaciones proporcionadas por los fabricantes en condiciones estándar de laboratorio, es prioridad incluir estos valores mas precisos en los modelos económicos del proyecto. La viabilidad económica de la instalación es muy sensible a cambios según las estimaciones que se hagan de la vida útil de la batería.

3. Los principales modelos que tratan el envejecimiento de las baterías de plomo, son [13]:
 - a. El modelo de ciclos equivalentes: este método se utiliza en la mayoría de las simulaciones, y consiste en definir el final de la batería cuando un determinado número de ciclos de carga y descarga completos se alcancen. Este modelo calcula el número de ciclos completos (Z_N) de una batería como:

$$Z_N(t + \Delta t) = Z_N(t) + \frac{|I_{disch_{bat}}(t)| \cdot \Delta t}{C_N} \quad [Ec. 1]$$

donde, $|I_{disch_{bat}}(t)|$ es el valor absoluto de la corriente de descarga. Cuando $Z_N(t)$ coincida con el valor dado en condiciones estándar de laboratorio Z_{IEC} , la batería habrá alcanzado el final de su vida útil.

- b. El modelo de ciclado “rainflow”: este modelo es más complejo y preciso que el anterior. Se basa en el algoritmo de Downing’s y consiste en contar los ciclos de carga/descarga correspondiente a un determinado nivel de profundidad de descarga, clasificado en intervalos, por cada año. Para cada intervalo hay un número de ciclos de fallos (CF_i), que se obtiene de la ecuación:

$$I_{bat}(t) = I_{LOAD}(t) - I_{PV}(t) = \frac{I_{AC}(t) \cdot U_{AC} \cdot \cos\phi}{U_{DC}(t) \cdot \eta_{inv} \cdot I_{AC}(t)} + I_{DC}(t) - I_{PV}(t) \quad [Ec. 2]$$

donde U_{AC} es la tensión en alterna, U_{DC} es la tensión en continua (que varían en el tiempo en función del controlador de carga), $\cos\phi$ es el factor de potencia entre la carga y la parte continua de la batería, y η_{inv} es la eficiencia del inversor.

La duración de la batería, en años, se calcularía entonces según este modelo, como:

$$Life_{Bat} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{Z_i}{CF_i}} \quad [Ec. 3]$$

- c. El modelo de Schiffer: la principal hipótesis de este modelo es asumir que las condiciones de operación son siempre más severas que las típicas esperadas de condiciones estándar. Así, la corriente de salida es continuamente multiplicada por un factor que representa la diferencia entre dichas condiciones. El final de la vida útil se alcanza en este modelo cuando la capacidad es el 80% de la capacidad nominal. Además, este modelo permite calcular la pérdida de capacidad por corrosión ($C_{corr}(t)$), la pérdida de capacidad por degradación ($C_{deg}(t)$), y a partir de ellas, determinar la capacidad remanente en la batería respecto a la capacidad inicial ($C_d(0)$):

$$C_{remaining}(t) = C_d(0) - C_{corr}(t) - C_{deg}(t) \quad [Ec. 4]$$

En conclusión, la búsqueda de baterías de plomo ácido para uso de sistemas fotovoltaicos se ha centrado en la mayoría de los casos en sus costes del sistema y en el equilibrio con el tamaño de los campos fotovoltaicos, sin tener presente las limitaciones de estas baterías debido a su degradación. Por ello el presente estudio se quiere llegar al dimensionamiento óptimo de baterías de plomo ácido teniendo presente la degradación que tienen este tipo de baterías, para una demanda fija y teniendo en cuenta aquellos factores de estrés derivados de observar las condiciones reales de operación de la batería en lugar de las aportadas por el fabricante en condiciones estándar: temperatura de operación, profundidad de descarga, estado de carga y descarga.

3 OBJETIVOS

El presente estudio analiza la influencia en la vida útil de parámetros de operación de una batería de plomo ácido. A diferencia de estudios relacionados previos, este análisis considera un sistema fotovoltaico conectado a red, por lo que se tendrán en cuenta balances de energía propios que optimicen el modelo económico, como por ejemplo la venta de energía a red en caso de exceso de generación. Además, el hecho de no mantener la batería en su nivel de sobrecarga máximo se ha visto anteriormente que diferentes autores explican que beneficia su vida útil.

En el primer bloque se presenta una breve revisión bibliográfica de los estudios que se han ido realizando en relación a las baterías de plomo ácido y la integración o no de los efectos de la degradación de la batería en cada estudio. Los parámetros de operación que se tendrán en cuenta en este estudio, serán:

- Temperatura de operación.
- Nivel de carga y descarga de la batería.
- Estado de carga.
- Profundidad de descarga.
- Relación de la energía del sistema de almacenamiento respecto a la generación fotovoltaica.

Así, la eficiencia de la batería no será constante, sino que se generará como función de los parámetros anteriormente citados. En base a la eficiencia de la batería variable, se determinará el número de ciclos por año según el modelo de ciclos equivalentes [13], y con el resultado, se determinará la vida útil de la batería estimada.

Además, el estudio técnico analizará los balances energéticos (generación y venta de energía) desde cada uno de los componentes implicados (sistema fotovoltaico, batería y red eléctrica), para diferentes condiciones de dimensionamiento del campo solar fotovoltaico y sistema de almacenamiento. En todos los casos, el perfil de demanda se mantendrá constante. Se analizará la energía generada por el sistema fotovoltaico y la curva de demanda, así como la energía aportada por el sistema de almacenamiento; se hará un análisis detallado del origen de la energía inyectada, identificando si procede del sistema fotovoltaico, del sistema de almacenamiento, o de una combinación de ambos. Además, se analizará también aquellos instantes donde un excedente de la energía solar fotovoltaica generada es útil para ser almacenada en la batería.

Finalmente, considerando la vida útil de los principales componentes de la instalación (módulos fotovoltaicos, inversor y batería), se hará un análisis económico a partir de los costes de inversión y mantenimiento. En dicho análisis económico se hará un estudio de sensibilidad en base a dos posibles precios de venta de energía a red. Y para cada caso, se analizará la situación más rentable.

El objetivo global por tanto del proyecto consiste en:

1. Estudio de la eficiencia de la batería en función de las variables de operación en lugar de las condiciones estándar aportadas por el fabricante.
2. Determinación de la vida útil en diferentes escenarios de diseño del campo solar fotovoltaico y de la batería.
3. Análisis económico de cada uno de los escenarios contemplando los valores de la vida útil de la batería obtenida.

4 METODOLOGÍA

4.1 Condiciones de operación

Para este estudio se elige unas de las ciudades más soleadas en Europa: Lisboa (Figura 6), donde dado la cantidad radiación solar se obtendrá la generación de energía con el sistema fotovoltaico.

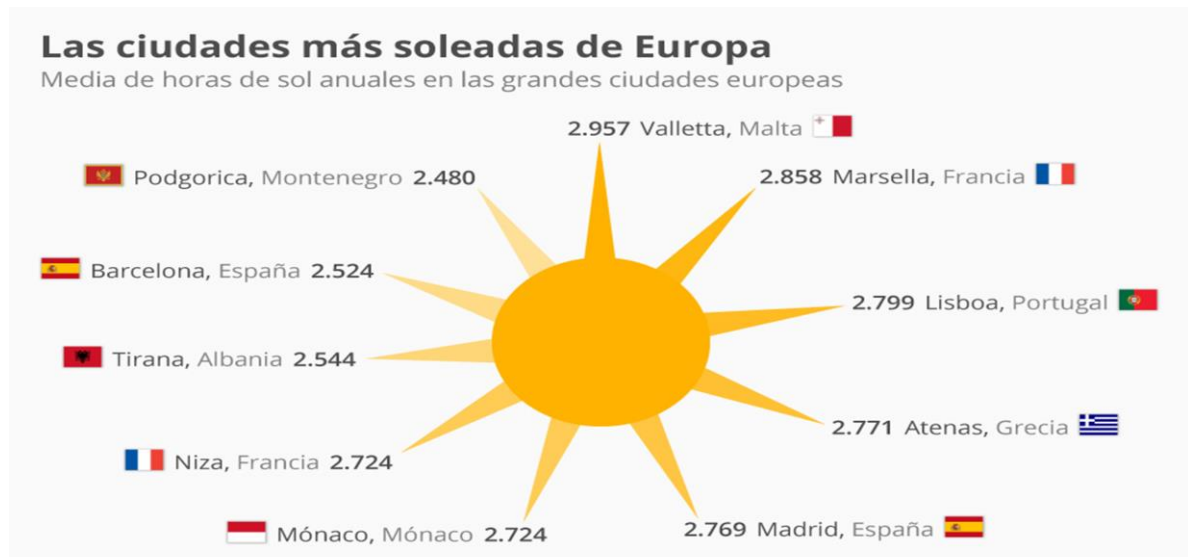


Figura 6. Estudio comparativo de media de horas de sol anuales. Fuente: Current Results Statista.

Para diseñar el perfil de demanda, se definen tres tipos de niveles horarios: 10, 12.5 y 15 kWh, que se asociarán a diferentes días a lo largo del año (Figura 7). Se toma como hipótesis que durante todo el mes elegido tenga la misma demanda diaria (Tabla 1).

Mes	kWh/día
Enero	15,0
Febrero	12,5
Marzo	10,0
Abril	10,0
Mayo	12,5
Junio	15,0
Julio	15,0
Agosto	15,0
Septiembre	12,5
Octubre	10,0
Noviembre	12,5
Diciembre	15,0

Tabla 1. Demanda mensual en kWh/día.

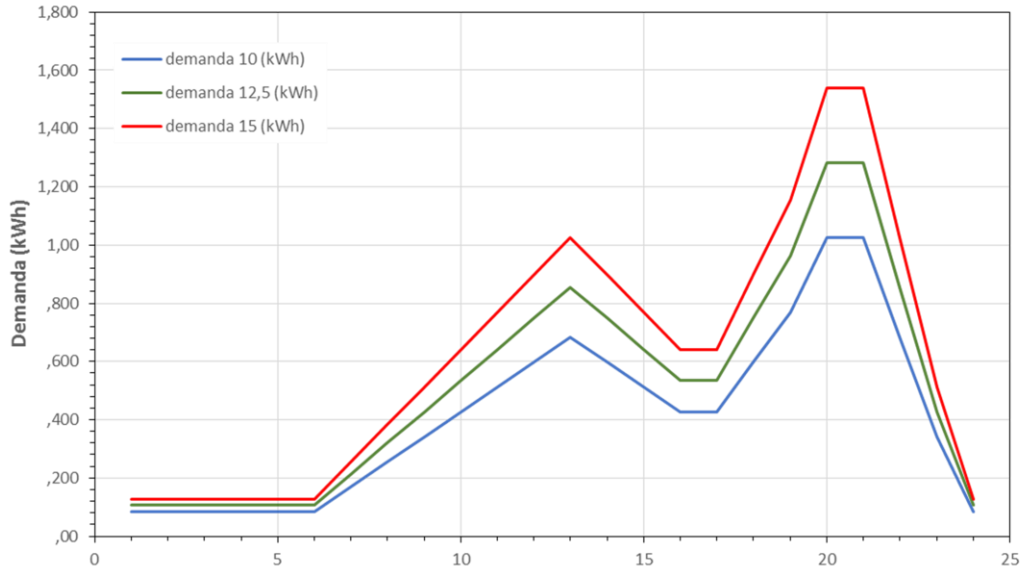


Figura 7. Perfil de demanda horario, en función del mes del año.

4.2 Cálculo de la generación eléctrica en el Sistema Fotovoltaico

La energía eléctrica generada en los módulos fotovoltaicos no sólo depende de la radiación solar que incide en el panel, si no también del ángulo existente entre el Sol y el módulo. A partir del perfil de radiación de diseño en Lisboa, se consigue la producción fotovoltaica del campo solar ($E_{PV_{a,t,n}}$):

$$E_{PV_{a,t,n}} = P_{PV} \left(\frac{H_{g,t,n}}{1000} \cdot (1 - \beta \cdot (T_{P,t,n} - 25)) \right) \quad [Ec. 5]$$

Donde:

- P_{PV} es la potencia pico del campo solar (kWp), es decir el tamaño del sistema fotovoltaico.
- $H_{g,t,n}$ es la radiación global que llega al campo fotovoltaico (Wh/m^2); se tomará un valor que depende de la hora en la que se encuentre del día.
- β es el coeficiente de temperatura del módulo de PV dado por el fabricante del módulo fotovoltaico. Para este caso se tomará el valor 0,0037 (% / °C).
- $T_{p,t,n}$ es la variación de temperatura del módulo expresado en °C.

Para la obtención de la temperatura de operación del sistema fotovoltaico, $T_{P,t,n}$, se elige el modelo de temperatura nominal de la celda bajo la siguiente ecuación:

$$T_{P,t,n} = T_{a,t,n} + \frac{(NOCT - 20)}{800} \cdot H_{g,t,n} \quad [Ec. 6]$$

- $T_{a,t,n}$ es la temperatura ambiente promedio, que dependerá de la hora del día que se encuentre.
- NOCT es la temperatura de operación nominal de la célula, se tomará igual a un valor de 45 °C.

La corriente eléctrica continua (DC) generada en los módulos fotovoltaicos se hace pasar por un inversor, a fin de convertirla en corriente eléctrica alterna (AC). En todas las simulaciones se mantendrá la hipótesis de que la

eficiencia del inversor es constante, y fija en el valor de 90%. Este parámetro no tiene impacto en el rendimiento del sistema de almacenamiento, por lo que se tendrá en cuenta solo a fin de realizar los balances energéticos y cuantificar pérdidas del sistema.

Otras hipótesis que se realizan en este estudio serán:

- Se tiene presente la degradación que ocurre con el paso de los años de los módulos fotovoltaicos instalados, es decir, cada año que pasa producirá menos energía. Se toma como vida útil del campo solar una duración de 30 años con una degradación en potencia eléctrica de los módulos fotovoltaicos a lo largo de cada año de un valor de 0.5% menos.
- Para el inversor fotovoltaico se define una vida útil de 15 años.
- Se tiene presente que la degradación de la batería afectará a la cantidad de años de vida útil en su uso en el sistema fotovoltaico y esta degradación se ve influenciada tanto: estado de carga, profundidad de carga, temperatura de operación, régimen de carga y descarga, relación de la potencia de la batería respecto al campo solar fotovoltaico. Estos parámetros permitirán estimar el número de ciclos al año, que a su vez determina la vida útil de la batería.
- La tasa de autodescarga por otro lado se toma como despreciable en la batería.

4.3 Coeficientes de estrés en la batería

Para el cálculo de la vida útil de la batería, $t_{DoD,T}$ se considerará el número de ciclos de la batería reales ponderada a los ciclos admisibles por el fabricante en unas condiciones estándar de trabajo, según el modelo de ciclado equivalente [13]:

$$t_{DoD,T} = \alpha \frac{N_{DoD,25^{\circ}C}}{n_{DoD,T}} \cdot \sigma(T) \quad [Ec. 7]$$

donde:

- $N_{DoD,25^{\circ}C}$ representa los ciclos de batería obtenidos de los datos del fabricante bajo un DoD dado y a 25°C de temperatura.
- $n_{DoD,T}$ son los ciclos anuales de acuerdo a las condiciones de operación bajo una DoD dado y a 25°C de temperatura.

Se asignará un factor de corrección (σ_T) que dependerá de la temperatura de operación, según la Tabla 2. Dadas las condiciones ambientales de nuestro estudio, en la ciudad de Lisboa se tomará un valor promedio de 25 °C, y por tanto el factor de corrección empleado en las simulaciones será de 1.

σ (25 °C)	σ (30 °C)	σ (35 °C)	σ (40 °C)	σ (45 °C)	σ (50 °C)
1	0.69	0.51	0.37	0.25	0.14

Tabla 2. Factores de corrección de la vida útil batería dependiendo de la temperatura.

Para el caso de elección del factor de degradación de la vida de la batería (α), distinguiremos primero 4 casos donde se simplifica las combinaciones de funcionamiento de la batería según las condiciones del funcionamiento del sistema fotovoltaico:

LB+HPV: Este escenario ocurre cuando la capacidad de la batería ($E_{BATfull,DoD}$) es pequeña respecto al rendimiento del campo fotovoltaico ($E_{PV, media\ diaria}$), mientras que el rendimiento del campo fotovoltaico se asemeja o incluso es mayor a la demanda necesaria ($E_{load\ media}$).

Este caso se caracteriza porque el funcionamiento de la batería tiene un rendimiento en Ah muy alto, cuenta con ciclos parciales profundos, tiempo bajo entre carga completa, tasas de carga y descarga muy altas.

Las consecuencias de estas condiciones hacen que el funcionamiento de la batería obtenga una alta degradación incluso llegar a altos procesos de corrosión dependiendo de la temperatura que lleguen a alcanzar.

- $E_{BATfull, DoD} < EPV$ media diaria
- $EPV_{media} > 0,7 \cdot E_{loadmedia}$

LB+LPV: Este escenario ocurre cuando la capacidad de la batería ($E_{BATfull, DoD}$) es pequeña respecto al rendimiento del campo fotovoltaico (EPV , media diaria), y el rendimiento del campo fotovoltaico es menor que la demanda de carga ($E_{load media}$).

Este caso se caracteriza porque el funcionamiento de la batería tiene un bajo rendimiento de Ah bajo, cuenta con ciclos parciales constantes, tiempo medio-alto entre cargas completas, descargas profundas y tasas de carga bajas-medias.

Las consecuencias de estas condiciones hacen que el funcionamiento de la batería obtenga una alta degradación incluso llegar a procesos de corrosión altos, pero menores que en el escenario anterior.

- $E_{BATfull} \cdot DoD > EPV$ media diaria
- $EPV_{media} \leq 0,7 \cdot E_{loadmedia}$

Siendo este escenario el segundo peor para baterías de plomo ácido.

HB+HPV: Este escenario ocurre cuando la capacidad de la batería ($E_{BATfull, DoD}$) es alta con respecto al rendimiento del campo fotovoltaico (EPV , media diaria), y el rendimiento del campo fotovoltaico se asemeja o incluso es mayor a la demanda necesaria ($E_{load media}$).

Este caso se caracteriza porque el funcionamiento de la batería tiene un bajo rendimiento, con ciclos parciales muy poco profundos, un tiempo bajo para la carga completa y tasas de carga y descarga bajas.

Las consecuencias de estas condiciones hacen que el funcionamiento de la batería obtenga menor degradación incluso en procesos de degradación, siendo este uno de los mejores escenarios para baterías de plomo ácido.

- $E_{BATfull} \cdot DoD > EPV$ media diaria
- $EPV_{media} > 0,7 \cdot E_{loadmedia}$.

HB+LPV: Este escenario ocurre cuando la capacidad de la batería ($E_{BATfull, DoD}$) es alta con respecto al rendimiento del campo fotovoltaico (EPV , media diaria), mientras que el rendimiento del campo fotovoltaico es menor a la demanda necesaria ($E_{load media}$).

Este caso se caracteriza porque el funcionamiento de la batería tiene un bajo rendimiento, con bajo ciclos parciales, tiempo elevado de carga y de tasas de carga media-baja.

Las consecuencias de estas condiciones hacen que el funcionamiento de la batería obtenga menor degradación incluso que el caso anterior, por ello este sería el mejor escenario para baterías de plomo ácido.

- $E_{BATfull} \cdot DoD > EPV$ media diaria
- $EPV_{media} \leq 0,7 \cdot E_{loadmedia}$.

Bajo estos escenarios, considerando los valores resumidos en la tabla 3, y considerando las condiciones particulares de las simulaciones que se harán, se usara como opción el valor de 0.7.

Escenario	L _B +H _{PV}	L _B +L _{PV}	H _B +H _{PV}	H _B +L _{PV}
α	0,7	0,8	0,9	1

Tabla 3. Elección del factor de degradación en función escenario sistema fotovoltaico.

Será necesario además definir el número de ciclos en condiciones estándar, que asumiremos será 1500 ciclos. Una vez alcanzado este valor, la batería habrá llegado al final de su vida útil. Para calcular la vida útil real de la batería, será necesario estimar el número de ciclos de la batería a partir de las descargas parciales que se observen, $n_{DoD,T}$. Para ello, se procederá a partir de:

$$n_{DoD,T,n} = \frac{\sum_{t=1}^{8760} E_{BAT,t,n}^-}{(E_{BATfull} \cdot DoD / 100)} \quad [Ec. 8]$$

donde:

- $E_{BAT,t,n}^-$ se trata de la descarga de energía de la batería durante la hora t, en el año n (kWh).
- $E_{BATfull}$, representa la máxima energía almacenada de la batería (kWh).
- DoD es la profundidad de descarga de la batería (%/100).

4.4 Entorno de simulación

Teniendo en cuenta las interacciones entre los distintos elementos que forman el sistema (FV, batería y red eléctrica), se pueden definir los siguientes escenarios, en función del balance de energía que tenga lugar:

Escenario 1: Se trata cuando la demanda no se puede satisfacer con la generación de energía fotovoltaica y la batería no está cargada completamente como para poder hacer uso de ella. Se usa, por tanto, la generación de energía fotovoltaica como el uso de la red eléctrica. Representaría una situación ineficiente puesto que se ha invertido en un componente que no participa en el balance energético.

Escenario 2: Se trata cuando la demanda no se puede satisfacer con la generación de energía fotovoltaica, y aunque la batería puede apoyar, no se satisface la demanda completamente. Por tanto, de nuevo se hace necesario consumo desde la red eléctrica para satisfacer la demanda. Es un sistema ineficiente, aunque en menor grado que el Escenario 1, puesto que la energía consumida de la red es menor, al ser compensada parcialmente por la batería.

Escenario 3: La demanda se puede satisfacer perfectamente con la generación de energía fotovoltaica y además se mantiene un excedente de generación que se emplea para cargar la batería, siempre que esté por debajo de su capacidad máxima.

Escenario 4: La demanda se puede satisfacer perfectamente con la generación de energía fotovoltaica y como la batería ya está cargada completamente el excedente se puede verter a la red. Este escenario ofrece una mayor rentabilidad puesto que parte de la energía que es excedente, es vendida a la red eléctrica.

Escenario 5: La demanda no se puede satisfacer solo con la generación de energía fotovoltaica, pero en este escenario al contrario que el Escenario 1, la batería si puede ayudar para satisfacer la demanda haciendo uso de ella también.

Escenario 6: La demanda no se puede satisfacer con la generación de energía fotovoltaica, pero en este escenario la carga de energía que tiene la batería en ese momento está en el mínimo de energía y por ello se hace necesario el consumo de red eléctrica.

Para el presente estudio de optimización del tamaño de las baterías de plomo ácido en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo se ha desarrollado mediante simulaciones entorno Excel. En dicho entorno se incluirán las ecuaciones descritas anteriormente, y se procederá secuencialmente a calcular la generación eléctrica desde el sistema fotovoltaico, comparar dicha generación con la demanda de red, y en caso de ser necesaria la participación de la batería, comparar su estado de carga. Adicionalmente, en caso de generar un exceso de energía respecto de la demanda dada, el programa evaluará los procesos de carga de la batería o venta de energía a red. En la figura 8 se ilustra un proceso de flujo de los pasos que se han programado.

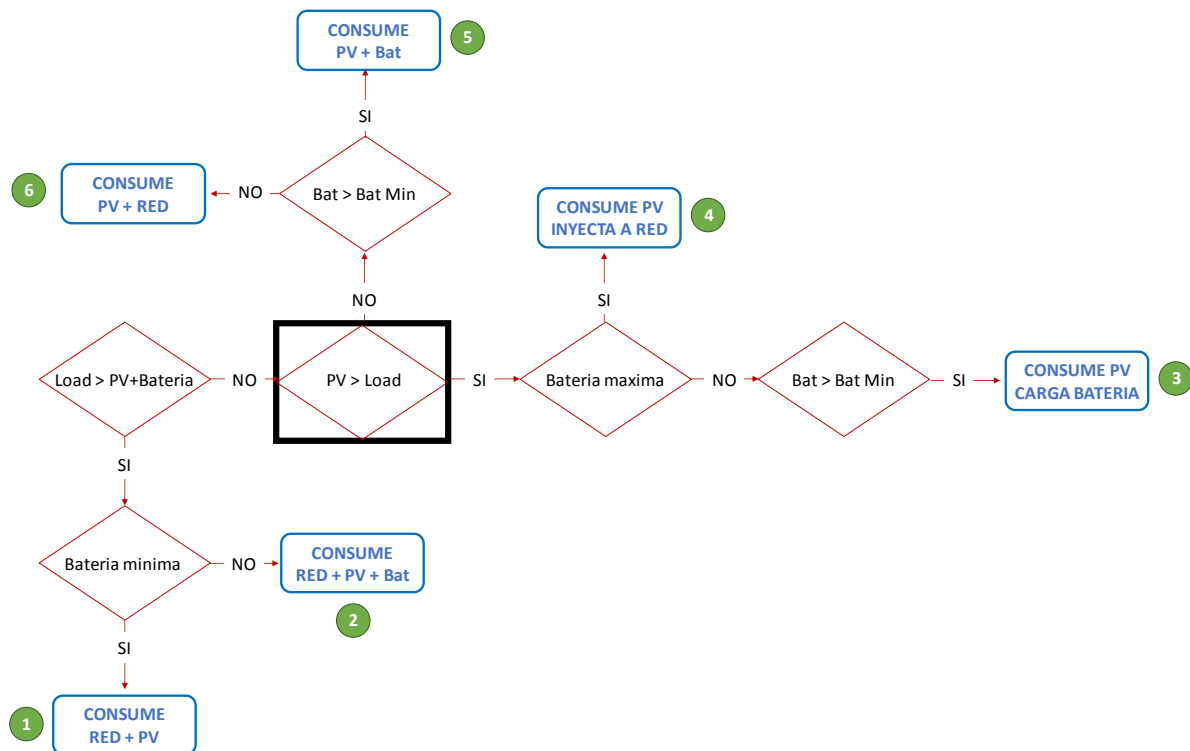


Figura 8. Diagrama de flujo del proceso.

4.5 Diseño de experimentos

El diseño de experimentos que se propone en las simulaciones es un factorial de 3 parámetros con los siguientes niveles cada uno de ellos:

- Campo solar fotovoltaico: 1.5, 3.0, y 5.0 kWp.
- Tamaño de la batería: 4, 8, 12, 20 y 24 kWh.
- Profundidad de descarga: 60%, 80% y 100%.

Para cada tipo de simulación se obtendrá un balance energético anual para poder ver que cantidad de energía se consume directamente del campo fotovoltaico, que cantidad se usa en la batería, para carga o descarga, que parte se necesita consumir de red, y que parte de excedentes se puede vender a la red, teniendo presente en cada simulación la degradación dependiendo del año de la batería, inversor y campo solar.

4.6 Análisis económico

El presente apartado de balance económico tiene por objetivo comprobar la rentabilidad de la instalación fotovoltaica diseñada en cada tipo de simulación mediante la metodología analítica comparativa del VAN, valor actual neto, que nos dará una idea en valor presente del dinero que una inversión podría generar, teniendo en cuenta que el dinero real cambia con el tiempo.

Esta rentabilidad tiene presente que la producción de energía eléctrica mediante este sistema fotovoltaico lleva asociado un ahorro o un coste dependiendo del período que se encuentre ya que en ciertos tramos esta energía será suficiente para su demanda e incluso podrá verter a la red el excedente de energía que no se use y pudiendo así venderla a la red lo que supondría un ahorro o por el contrario la falta de producción de energía y uso de la carga de la batería no es capaz de satisfacer la demanda y por ello se tiene que equilibrar usando electricidad de la red lo cual supone un coste añadido.

Para la estimación del VAN se usa las siguientes ecuaciones:

$$VAN = -C_1 + \sum_{n=1}^N \frac{(C_{IN,n} - C_{OUT,n})}{(1+i)^n} \quad [Ec. 9]$$

$$C_{IN,n} = \sum_{t=1}^{8760} [(E_{PV,t,SC,n} + E_{BAT,t,n}^- \cdot \eta_{bd,t,n} \cdot \eta_{inv}) \cdot RP_{t,n} + SE_{GRID,t,n} \cdot SP_{t,n}] \quad [Ec. 10]$$

$$C_{OUT,n} = OPEX_{PV,n} + OPEX_{BAT,n} + OPEX_{BOS,n} + CAPEX_{BAT,n} + CAPEX_{BOS,n} \quad [Ec. 11]$$

$$C_1 = CAPEX_{PV,1} + CAPEX_{BAT,1} + CAPEX_{BOS,1} \quad [Ec. 12]$$

donde:

- $C_{IN,n}$ es el cash flow durante el año n.
- $C_{OUT,n}$ es el cash flow durante el año n, donde se incluye tanto el OPEX como el CAPEX de la instalación. El OPEX se refiere a la parte de nuestra instalación que tiene un coste permanente debido a su mantenimiento y operación, y por ello se incluye tanto del campo fotovoltaico, como de la batería como del inversor. Mientras que el CAPEX se refiere a las inversiones de capital invertido para en este caso la obtención tanto del campo fotovoltaico, como de la batería y del inversor.
- C_1 es el capital invertido en el año uno de la instalación donde tenemos tanto el precio del campo solar, como de la batería y del inversor.

Además, en este apartado se tendrá presente las siguientes suposiciones respecto al precio de la electricidad y de los componentes del sistema:

- Precio minorista de la electricidad y el precio del excedente se toman constantes a lo largo de la vida útil del sistema fotovoltaico, donde el precio minorista de la electricidad siempre es superior al precio del excedente de electricidad.
- Precio de coste de la inversión del campo fotovoltaico será de 0.9 €/Wp.
- Precio de coste de la inversión del inversor será de 0.6 €/W.
- Precio de coste de la inversión de la batería será de 200 €/kWh.

A su vez siguiendo la metodología de VAN se tiene en cuenta dos escenarios para el precio de venta de energía y estudiar el efecto que tiene este parámetro en el estudio de viabilidad económica del proyecto:

- **Opción A** se toma como escenario de precio alto de la electricidad, donde se toma un precio para la energía comprada a la red nacional de 15 c€/ kWh y 5 c€/kWh por la energía vendida a la red del sistema fotovoltaico.
- **Opción B** se toma como escenario de precio bajo de la electricidad, donde se toma un precio para la energía comprada a la red nacional de 7,5 c€/ kWh y 2,5 c€/kWh por la energía vendida a la red del sistema fotovoltaico.

5 RESULTADOS

5.1 Resultados energéticos

En la figura 9 se presenta a modo de ejemplo, los parámetros de entrada en cada simulación. Los parámetros en color rojo marcan aquellos que son fijos en todas las simulaciones, o que son resultados de cálculos en el programa. Los parámetros en color amarillo son aquellos que representan valores orientativos, pero no impactan en los resultados finales de la simulación. Por último, las variables en color verde son aquellas libres de ser modificadas en cada simulación en función de lo que se desee estudiar. En este ejemplo representado en la Figura 1, se va a simular una batería completamente cargada (DoD inicial = 100%) y que permite una descarga máxima del 40%. La batería tiene una energía de 4 kWh y está conectada a un sistema fotovoltaico de 1.5 kWp. El resultado de la simulación sugiere que, en estas condiciones de contorno, y con una temperatura promedio de 19.67 °C, el número de ciclos por año es de 130.13, lo que se traduce en 8.65 años de vida útil. Leyendo las especificaciones de los fabricantes, la vida útil de la batería en condiciones estándar es aproximadamente 12-15 años, por lo que vemos que, en este caso, este parámetro se ha reducido aproximadamente a la mitad, con las consecuencias directas en el estudio de viabilidad económica.

Bat. Minima	1,6	Tension Bateria	24,00 V
Bat. Maxima	4	I10	16,67 A
DoD inicial	100%	C10	166,67
DoD maximo	40%	Energia Bateria	4000,00 Wh
Rend. Inversor	90%	Escenario	1.1
Rend. Bateria	87%		
N _{DoD} (25 °C)	1500,00 ciclos	Potencia FV Instalada	1,5 kWp
N _{DoD} (T)	130,13 ciclos/año	Degradacion FV	0,50% /año
t _{DoD} (T)	8,65 años		
Temp. Promedio	19,67 °C		

Figura 9. Condiciones iniciales (verde) y datos de salida (rojo) en una simulación de 1.5 kWp de FV conectada a una batería de 4 kWh.

El programa de simulación elaborado plantea además la posibilidad de cuantificar los balances energéticos en cada componente: generación en el sistema fotovoltaico, generación desde la batería, consumo desde la red eléctrica, e inyección a red si fuera el caso de tener excedentes. Para este caso simulado, obtenemos que anualmente el 43% del consumo se debe a generación desde el sistema fotovoltaico, no cubriendo la demanda. Por tanto, el segundo aporte energético se produce desde la batería, que en las condiciones simuladas es capaz de aportar un 6% de la demanda. Y por tanto, el resto de demanda (50%) debe satisfacerse a partir de consumo de la red eléctrica. No hay obviamente, flujo energético de inyección a red.

Por tanto, se llega a dos conclusiones en esta simulación:

1. El sistema fotovoltaico está infradimensionado. Es incapaz de generar energía eléctrica suficiente para satisfacer la demanda.
2. La batería está infradimensionada también. Al tener una capacidad pequeña, los procesos de carga y descarga son rápidos y la energía almacenada es insuficiente para sumada a la energía generada fotovoltaica, satisfacer la demanda.
3. Este diseño híbrido de fotovoltaica y almacenamiento requiere un consumo alto de energía de la red.

En las figuras 9 y 10 se observa el perfil de generación contra el perfil de la demanda en dos días típicos de invierno y verano, respectivamente. En invierno, la generación eléctrica desde el sistema fotovoltaico (barras azules) es pequeña debido a la falta de radiación solar. Inicialmente, la batería que estaba cargada entra en juego aportando energía para satisfacer la demanda (barras amarillas). Sin embargo, la falta de energía fotovoltaica en exceso, porque ni siquiera satisface la demanda, impide que la batería se vuelva a cargar, y permanece descargada por un largo período de días, es decir, inutilizada en el sistema híbrido. Entonces, para mantener la demanda exigida, no hay otra solución que el usuario se alimente de energía procedente de la red eléctrica (barras naranjas). A lo largo de la estación de invierno, se repite este patrón: pequeña contribución fotovoltaica por la baja radiación solar y el infradimensionamiento del campo fotovoltaico, y abundante contribución de la red eléctrica.

Para minimizar los costes de explotación de la instalación, en las simulaciones se va a impedir que la batería se cargue desde red eléctrica. La batería por tanto solo se puede cargar desde la generación eléctrica fotovoltaica, cuando ésta tenga un exceso respecto a la curva de demanda.

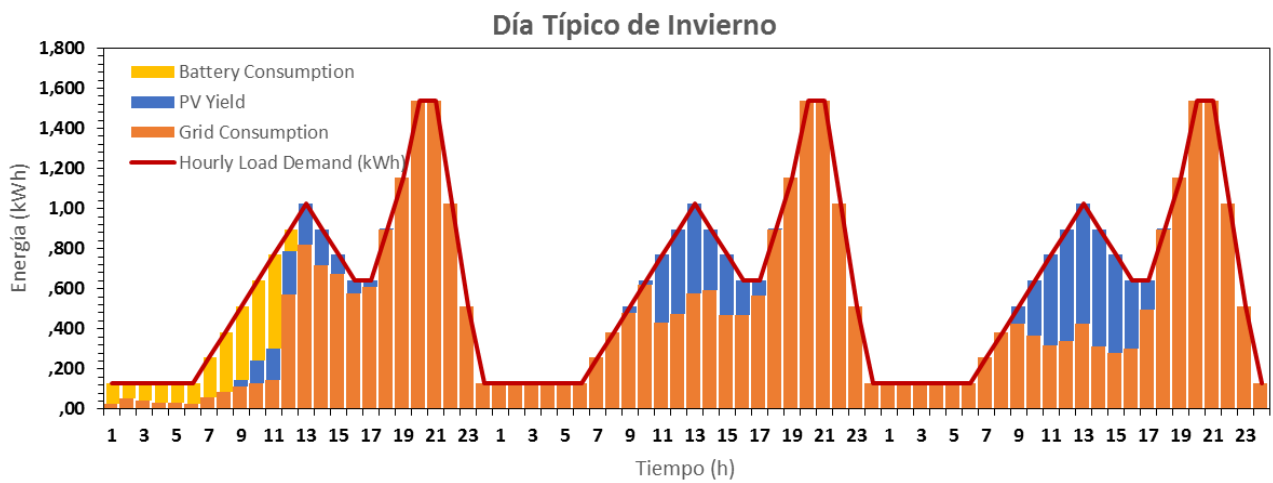


Figura 10. Balance energético durante tres días de invierno para simulación de batería tamaño óptimo de 4 kWh, DoD de 60 % y 1,5 kWp.

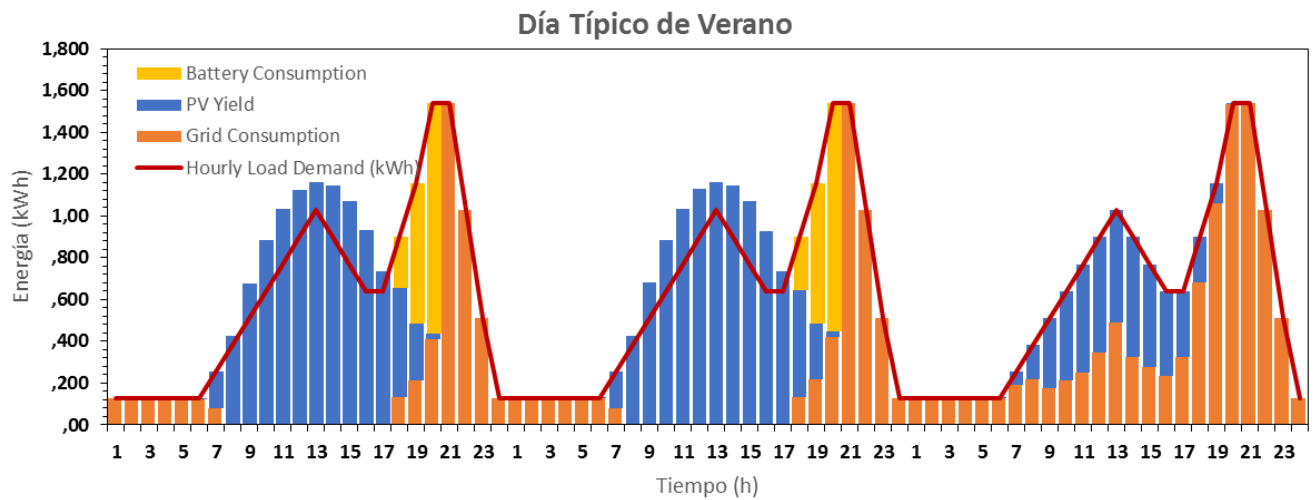


Figura 11. Balance energético durante tres días de verano para simulación de batería tamaño óptimo de 4 kWh, DoD de 60 % y 1,5 kWp.

En los períodos de verano ocurre justo lo contrario. A pesar de que el campo solar fotovoltaico es pequeño, la

radiación solar es más que suficiente para generar más energía eléctrica de la que se demanda, es decir, tenemos un exceso de generación que se invierte en cargar la batería si ésta está por debajo de su nivel máximo de carga; o bien en inyectar a red cuando la batería no puede almacenar más energía. Dado que en cada día se tiene un excedente mayor que en invierno, es posible cargar la batería con más frecuencia. Por un lado, este escenario es beneficioso porque favorece que la batería entre en juego satisfaciendo la curva de la demanda en las horas del atardecer cuando el campo solar fotovoltaico no produce por falta de radiación: entre las 19h y las 21h. Pero, por otro lado, al tener la batería más procesos de carga y descarga, acusa el ciclado y afecta a su rendimiento y vida útil estimada. Nótese además en la figura 10 el tercer día de la simulación representado. En dicho día, la generación fotovoltaica ha sido incapaz de generar excedente para cargar la batería, por lo que el período horario con insuficiente radiación (de 19h a 21h) donde en días anteriores la demanda era satisfecha por la batería, ahora tiene que ser alimentada de la red eléctrica.

Es decir, el sistema ofrece un comportamiento adecuado en el período estival, pero con unas características de diseño muy limitadas. Cuando se produce la mínima desviación en las condiciones de operación se inhibe el exceso de generación que anula la participación de la batería.

Considerando estos resultados, la simulación concluye que la vida útil de la batería es aproximadamente 9 años. Es decir, debe ser reemplazada por una batería nueva cada dicho período de tiempo: 9 años. Teniendo en cuenta esta variable en la simulación, el balance energético anual a lo largo del ciclo de vida del proyecto (30 años), queda representado en la figura 11. El perfil de generación fotovoltaica es aproximadamente constante (azul); la contribución energética de la batería (amarillo) es máxima en los primeros 4 años y a partir de entonces experimenta una degradación rápida que termina en el año 9 donde es necesario reemplazarla. El año 10 por tanto repite el patrón del año 1. El consumo de red (naranja) es la diferencia siempre entre la demanda y la generación desde fotovoltaica y batería. En este escenario, no se produce ningún exceso de energía que sea susceptible de ser vendido a la red eléctrica.

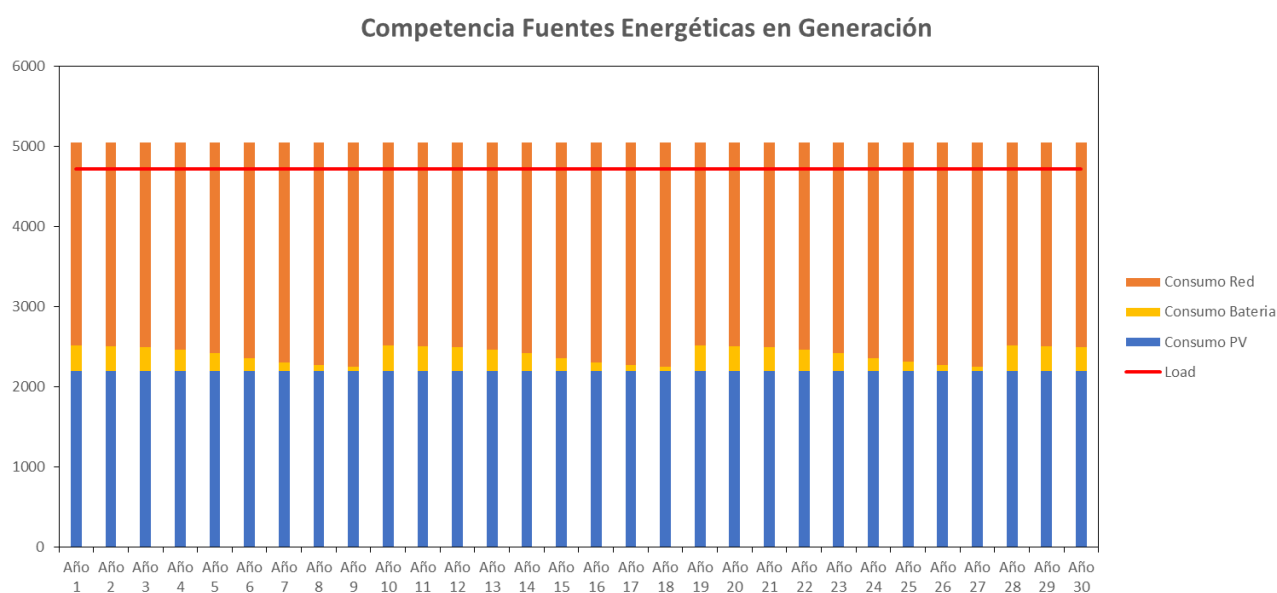


Figura 12. Balance energético anual para las condiciones de 4 kWh, DoD de 60 % y 1,5 kWp.

Realizamos la misma simulación con diferentes valores en la profundidad de descarga admisible y en el campo solar fotovoltaico, pero manteniendo las mismas dimensiones de la batería (4 kWh), de acuerdo al Diseño de Experimentos planteado en la sección 4.5. El resultado se presenta en la tabla 4.

Potencia FV [kWp]	1,5	1,5	1,5
Energía batería [Wh]	4000	4000	4000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	9	7	6
Generación FV [kWh]	2196	2196	2196
Consumo Batería [kWh]	312	266	159
Consumo de red [kWh]	2531	2578	2685
Inyección a red [kWh]	13	58	164

Potencia FV [kWp]	3	3	3
Energía batería [Wh]	4000	4000	4000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	4	4	4
Generación FV [kWh]	4393	4393	4393
Consumo Batería [kWh]	690	485	256
Consumo de red [kWh]	1744	1950	2179
Inyección a red [kWh]	1422	1627	1855

Potencia FV [kWp]	5	5	5
Energía batería [Wh]	4000	4000	4000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	3	3	3
Generación FV [kWh]	7321	7321	7321
Consumo Batería [kWh]	839	568	287
Consumo de red [kWh]	1450	1721	2003
Inyección a red [kWh]	4056	43267	4607

Tabla 4. Resultados simulación batería 4kWh en función del DoD y el campo FV.

Se observa en la Tabla 4 que cuando la batería tiene mayor profundidad de descarga admisible, su contribución en el balance energético es mayor. Por ejemplo, en el escenario de 1.5 kWp de campo solar fotovoltaico, cuando la DoD es 40% la generación eléctrica desde la batería anual es de 312 kWh, mientras que cuando la DoD se reduce a la mitad (20%), la contribución baja también a 266 kWh. Sin embargo, por otro lado, cuanto mayor es la profundidad de descarga admisible, mayor es el número de ciclos de la batería al año, y por tanto se reduce su vida útil. En el ejemplo citado, se reduce de 9 a 7 años. Este patrón observado entre la profundidad de descarga y la contribución energética desde la batería se repite en todos los casos. Sin embargo, a medida que el campo solar fotovoltaico aumenta, se observa que la vida útil de la batería también disminuye, consecuencia de que el ciclado de carga/descarga es mayor, al tener el campo solar más autonomía por sí mismo para satisfacer la demanda y generar un exceso de energía que es acumulado en la batería.

La tabla 5 recoge los resultados de la misma simulación, pero considerando una batería de mayor capacidad: 8 kWh.

Potencia FV [kWp]	1,5	1,5	1,5
Energía batería [Wh]	8000	8000	8000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	16	11	7
Generación FV [kWh]	2196	2196	2196
Consumo Batería [kWh]	328	324	266
Consumo de red [kWh]	2516	2520	2578
Inyección a red [kWh]	0	2	58
Potencia FV [kWp]	3	3	3
Energía batería [Wh]	8000	8000	8000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	5	4	4
Generación FV [kWh]	4393	4393	4393
Consumo Batería [kWh]	1021	871	485
Consumo de red [kWh]	1413	1564	1950
Inyección a red [kWh]	1093	1242	1627
Potencia FV [kWp]	5	5	5
Energía batería [Wh]	8000	8000	8000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	4	3	3
Generación FV [kWh]	7321	7321	7321
Consumo Batería [kWh]	1262	1076	1076
Consumo de red [kWh]	1027	1213	1213
Inyección a red [kWh]	3636	3820	3820

Tabla 5. Resultados simulación batería 8kWh en función del DoD y el campo FV.

Conforme aumenta el tamaño del campo fotovoltaico, la vida útil de la batería va disminuyendo debido al uso mayor de este dispositivo al poder el campo generar más energía y parte de esta, además de satisfacer la demanda, puede cargar la batería. Se observa que no sigue una línea de años de vida útil como en el caso anterior, ya que debido al mayor uso de la batería tendrá más consecuencias en su degradación y por ello menor equilibrio de rango de años de uso respecto a una simulación con otra.

Otro resultado a destacar es la disminución del consumo de red al ir aumentando el tamaño del campo, debido a la mayor generación de energía y por tanto menor uso de la energía de la red. El uso de una batería de mayor respecto al otro caso, se observa el uso mayor de la energía de la batería y por ello disminuye más el consumo de la red.

Además, debido a las dos anteriores causas de aumentar el tamaño del campo y por ello el mayor uso de la batería, se puede inyectar más a la red. Ya se ha explicado anteriormente que con el uso de una batería mayor se podrá satisfacer mejor la demanda sin necesidad de red, e incluso disponer de mayor energía para inyectar a la red, lo que resulta beneficioso desde el punto de vista económico.

A continuación, en las tablas 6, 7 y 8 se presentan los resultados de realizar las mismas simulaciones, para los casos de una batería de 12, 20 y 24 kWh, respectivamente. Los resultados siguen la misma tendencia que lo explicado anteriormente.

Potencia FV [kWp]	1,5	1,5	1,5
Energía batería [Wh]	12000	12000	12000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	25	16	9
Generación FV [kWh]	2196	2196	2196
Consumo Batería [kWh]	330	328	312
Consumo de red [kWh]	2514	2516	2532
Inyección a red [kWh]	0	0	13

Potencia FV [kWp]	3	3	3
Energía batería [Wh]	12000	12000	12000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	8	5	4
Generación FV [kWh]	4393	4393	4393
Consumo Batería [kWh]	1017	988	690
Consumo de red [kWh]	1418	1447	1744
Inyección a red [kWh]	1100	1127	1422

Potencia FV [kWp]	5	5	5
Energía batería [Wh]	12000	12000	12000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	6	4	4
Generación FV [kWh]	7321	7321	7321
Consumo Batería [kWh]	1258	1220	839
Consumo de red [kWh]	1032	1069	1451
Inyección a red [kWh]	3642	3678	4057

Tabla 6. Resultados simulación batería 12 kWh en función del DoD y el campo FV.

Potencia FV [kWp]	1,5	1,5	1,5
Energía batería [Wh]	20000	20000	20000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	40	27	14
Generación FV [kWh]	2196	2196	2196
Consumo Batería [kWh]	335	331	327
Consumo de red [kWh]	2509	2513	2517
Inyección a red [kWh]	0	0	0

Potencia FV [kWp]	3	3	3
Energía batería [Wh]	20000	20000	20000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	14	9	5
Generación FV [kWh]	4393	4393	4393
Consumo Batería [kWh]	984	968	914
Consumo de red [kWh]	1451	1468	1523
Inyección a red [kWh]	1138	1151	1201

Potencia FV [kWp]	5	5	5
Energía batería [Wh]	20000	20000	20000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	11	8	14
Generación FV [kWh]	7321	7321	7321
Consumo Batería [kWh]	1225	1193	1114
Consumo de red [kWh]	1064	1097	1175
Inyección a red [kWh]	3681	3709	3784

Tabla 7. Resultados simulación batería 20 kWh en función del DoD y el campo FV.

Potencia FV [kWp]	1,5	1,5	1,5
Energía batería [Wh]	24000	24000	24000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	48	32	16
Generación FV [kWh]	2196	2196	2196
Consumo Batería [kWh]	337	332	328
Consumo de red [kWh]	2507	2512	2516
Inyección a red [kWh]	0	0	0

Potencia FV [kWp]	3	3	3
Energía batería [Wh]	24000	24000	24000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	17	11	6
Generación FV [kWh]	4393	4393	4393
Consumo Batería [kWh]	963	951	901
Consumo de red [kWh]	1471	1484	1534
Inyección a red [kWh]	1161	1169	1213

Potencia FV [kWp]	5	5	5
Energía batería [Wh]	24000	24000	24000
DoD [%]	40	60	100
Vida útil [años]	14	9	5
Generación FV [kWh]	7321	7321	7321
Consumo Batería [kWh]	1200	1177	1118
Consumo de red [kWh]	1090	1113	1176
Inyección a red [kWh]	3708	3726	3784

Tabla 8. Resultados simulación batería 24 kWh en función del DoD y el campo FV.

En todos los casos simulados se observan los siguientes resultados:

- Conforme aumenta el tamaño del campo fotovoltaico, la vida útil de la batería va disminuyendo debido al uso mayor de este dispositivo al poder el campo generar más energía y parte de esta, además de satisfacer la demanda, puede cargar la batería. Se observa que no sigue una línea de años de vida útil como en el caso anterior, ya que debido al mayor uso de la batería tendrá más consecuencias en su degradación y por ello menor equilibrio de rango de años de uso respecto a una simulación con otra.
- Otro resultado a destacar es la disminución del consumo de red al ir aumentando el tamaño del campo, debido a la mayor generación de energía y por tanto menor uso de la energía de la red. El uso de una batería de mayor respecto al otro caso, se observa el uso mayor de la energía de la batería y por ello disminuye más el consumo de la red.
- Además, debido a las dos anteriores causas de aumentar el tamaño del campo y por ello el mayor uso de la batería, se puede inyectar más a la red. Ya explicado anteriormente con el uso de una batería mayor se podrá satisfacer mejor y obtener mayor energía para inyectar a la red.

Una vez realizadas todas las simulaciones, para validar las conclusiones obtenidas, podemos comparar los perfiles horarios en dos escenarios diferentes (figura 12). En ambos casos se considera una batería de 20 kWh, con el mismo nivel de profundidad de descarga admisible; pero en la parte superior se presenta el resultado de simular un campo solar fotovoltaico de 3 kWp y en la parte inferior 5 kWp.

Se observa como en verano, en ambos casos el campo solar fotovoltaico es capaz de generar más energía eléctrica que la requerida por la curva de la demanda del usuario, produciendo un exceso suficiente para ser almacenada en la batería. Como en el caso de 5 kWp el exceso de energía es mayor, la batería puede almacenar mas energía porque tiene capacidad disponible, y por tanto, el consumo de red es menor (figura 12 inferior). Sin embargo, en la figura 12 superior, la capacidad de la batería es la misma, pero al no tener tanta energía generada en exceso en los paneles fotovoltaicos, la energía almacenada es menor y por tanto es necesario mayor contribución de la red eléctrica.

De nuevo es crítico observar como el dimensionamiento correcto del sistema es fundamental. No sólo considerar los factores de operación de la batería como temperatura, profundidad de descarga, etc. sino también la relación entre la potencia del campo solar fotovoltaico y la capacidad de la batería. Puesto que si ambos parámetros no están correctamente dimensionados, se pueden generar situaciones donde la batería no participe energéticamente a pesar de la inversión económica, o esté sobredimensionada y la energía eléctrica generada en los módulos fotovoltaicos sea incapaz de ser saturar su capacidad.

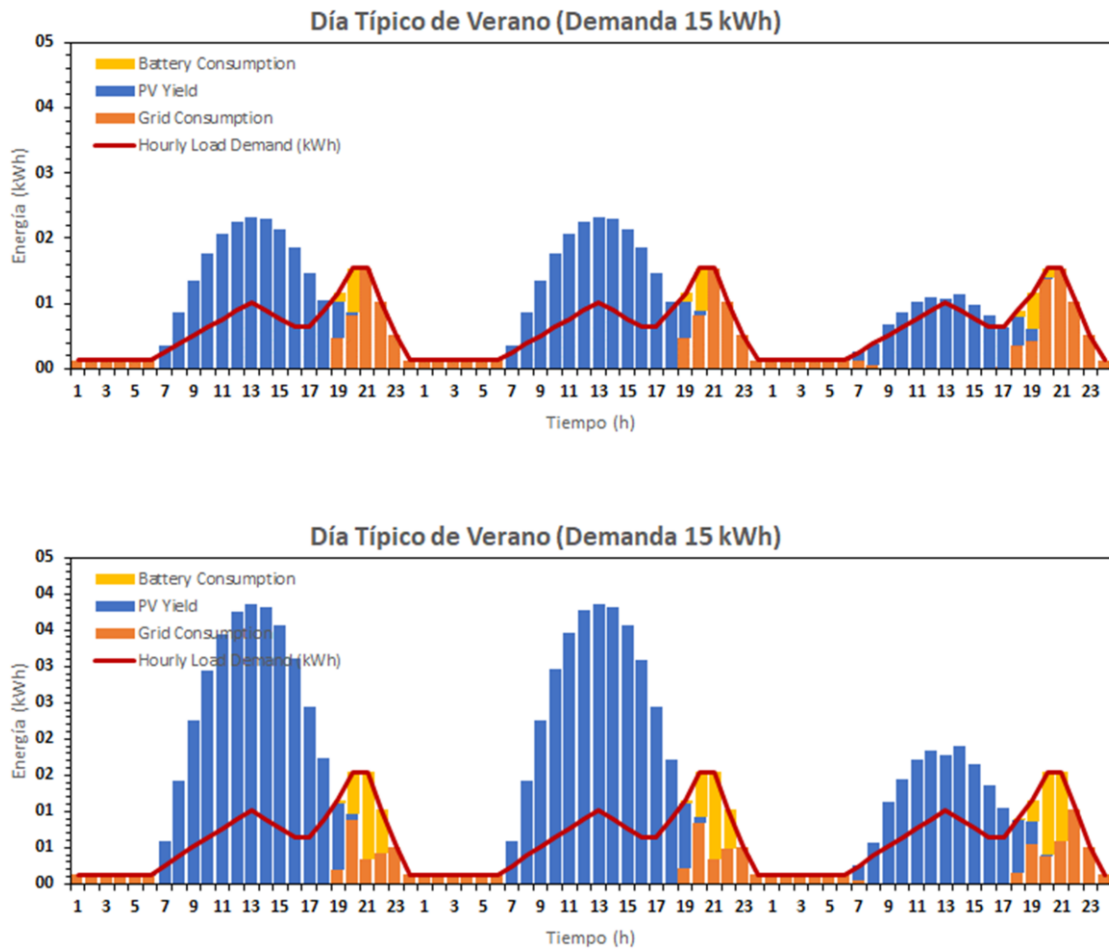


Figura 13. Balance energético durante tres días de verano para simulación de batería tamaño de 20 kWh, DoD de 40 %. Arriba, campo solar fotovoltaico con potencia pico de 3 kWp; abajo, campo solar fotovoltaico con potencia pico de 5 kWp.

5.2 Resultados económicos

Para cada uno de los escenarios simulados anteriormente, se ha obtenido el balance de energía anual desde cada componente: sistema fotovoltaico, batería, y consumo o inyección de red. Además, se ha determinado la vida útil de la batería según las condiciones de operación en cada caso, lo que aporta información del número de inversiones necesarias para asegurar la calidad de la instalación a lo largo del ciclo de vida del proyecto (30 años).

Con esta información, se procede a calcular el VAN en cada escenario, considerando para cada uno de ellos dos alternativas de precios de venta de energía (optimista y pesimista). Los resultados se presentan en las tablas 9 a 13.

Potencia FV [kWp]	1,5	1,5	1,5
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	10459	9642	9621
VAN (opción B)	1677	866	732
Potencia FV [kWp]	3	3	3
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	11505	11652	11888
VAN (opción B)	583	484	326
Potencia FV [kWp]	5	5	5
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	17686	17828	18143
VAN (opción B)	2067	1810	1599

Tabla 9. Análisis económico de la simulación de una batería 4 kWh, en función DoD y potencia FV.

Potencia FV [kWp]	1,5	1,5	1,5
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	9988	8466	5604
VAN (opción B)	1061	-382	-3181
Potencia FV [kWp]	3	3	3
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	7922	5055	5272
VAN (opción B)	-2973	-5769	-5916
Potencia FV [kWp]	5	5	5
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	12452	9481	9793
VAN (opción B)	-3079	-5948	-6157

Tabla 10. Análisis económico de la simulación de una batería 8 kWh, en función DoD y potencia FV.

Potencia FV [kWp]	1,5	1,5	1,5
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	8380	8005	3749
VAN (opción B)	-581	-926	-5063

Potencia FV [kWp]	3	3	3
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	7776	2976	-1236
VAN (opción B)	-3434	-7976	-12230

Potencia FV [kWp]	5	5	5
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	13065	6363	6535
VAN (opción B)	-2822	-9179	-9295

Tabla 11. Análisis económico de la simulación de una batería 12 kWh, en función DoD y potencia FV.

Potencia FV [kWp]	1,5	1,5	1,5
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	7795	4841	1060
VAN (opción B)	-1237	-4151	-7852

4KWh

Potencia FV [kWp]	3	3	3
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	4935	1381	-6921
VAN (opción B)	-6413	-9936	-17979

Potencia FV [kWp]	5	5	5
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	12631	8782	-6326
VAN (opción B)	-3729	-7434	-22027

Tabla 12. Análisis económico de la simulación de una batería 20 kWh, en función DoD y potencia FV.

Potencia FV [kWp]	1,5	1,5	1,5
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	6566	6569	2202
VAN (opción B)	-2464	-2468	-6844

4KWh

Potencia FV [kWp]	3	3	3
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	6662	2141	-7277
VAN (opción B)	-4955	-9311	-18509

Potencia FV [kWp]	5	5	5
DoD [%]	40	60	100
VAN (opción A)	10737	5857	-4113
VAN (opción B)	-5742	-10395	-20037

Tabla 13. Análisis económico de la simulación de una batería 24 kWh, en función DoD y potencia FV.

- En la opción A y en la B, al ir aumentando el tamaño del campo fotovoltaico observamos como en los casos donde el campo fotovoltaico es mayor, con 3kWp y 5kWp, va aumentando su valor al poder generar más energía y por ello poder tanto satisfacer mejor la demanda como poder vender más a la red.
- La opción A respecto a la B, obtenemos mayor beneficio económico en todas las simulaciones, por ello siempre será mejor opción.
- Se observa también, como el aumento de la profundidad de descarga tiene un efecto negativo a la rentabilidad de cada simulación, por ello bajo estos resultados se ve como sería mejor obtener una profundidad de descarga en las baterías de un 60%.

En la figura 12 se presenta el balance de caja acumulado a lo largo del ciclo de vida del proyecto, para una batería de 4 kWh, un campo fotovoltaico de potencia pico 1.5 kWp, y una profundidad de descarga admisible del 40%. Se observa que en este caso, la batería debía ser reemplazada por una unidad nueva cada 9 años, lo que exige inversiones en el año 10, en el año 20, etc. Estas inversiones no contempladas si se hubiera tomado como referencia para este análisis económico los datos del fabricante con vida útil aprox. de 15 años, cambian de manera acusada el resultado de la viabilidad económica. Los flujos de caja se ven penalizados por estas inversiones, haciendo que el proyecto no sea rentable.

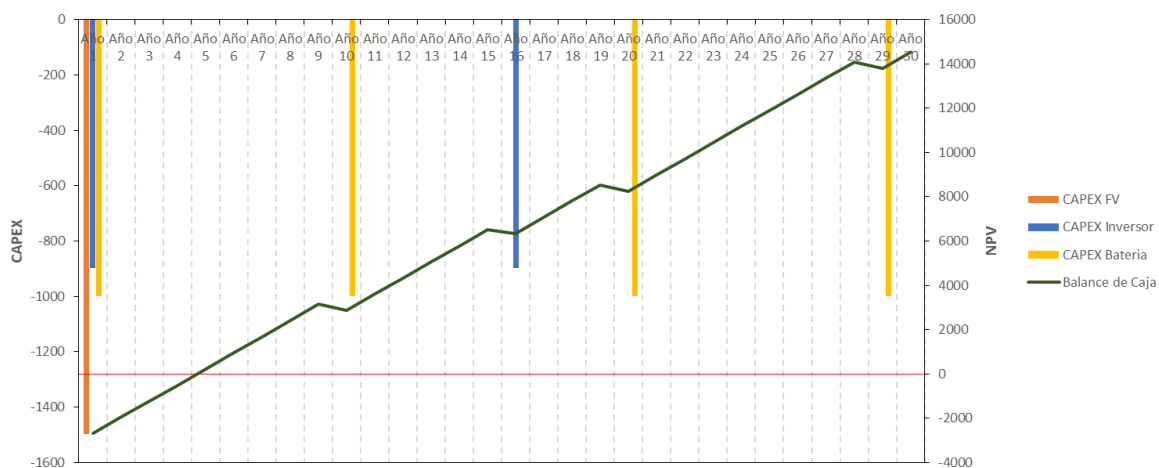


Figura 14. Balance económico anual durante 30 años inversión para simulación de batería tamaño óptimo de 4 kWh, DoD de 40 % y 1,5 kWp.

6 CONCLUSIONES

- Se ha presentado un análisis bibliográfico donde se recogen los principales estudios publicados en relación a la degradación que experimentan las baterías de plomo ácido conectadas a un sistema fotovoltaico.

Destacar que la mayoría de los modelos publicados recogen fenómenos físico-químicos de las baterías, pero no hay modelos que ofrezcan buenos resultados a nivel de balance de energía. Además, los pocos modelos que cumplen estas características obvian la participación de red en el balance energético, porque están planteados para sistemas fotovoltaicos aislados.

- Se ha implementado un programa en entorno Excel para simular la vida útil de baterías de plomo conectadas a instalaciones fotovoltaicas, y estudiar la influencia sobre este parámetro de las condiciones de operación reales: carga/descarga, temperatura, dimensionamiento, etc.

Se han identificado los principales parámetros de los que depende la eficiencia de la batería.

Se han identificado las principales ecuaciones que modelan el comportamiento de la batería (eficiencia, carga y descarga) y se ha implementado en un programa Excel.

Se han simulado diferentes escenarios en base a un Diseño de Experimentos de tres variables, con diferentes niveles cada una de ellas: campo solar fotovoltaico, capacidad de la batería, y profundidad de descarga admisible.

- En el análisis técnico se ha comprobado como las condiciones de operación afectan de forma acusada a la vida útil de la batería, siendo esta muy inferior a la prevista según las especificaciones del fabricante obtenidas para condiciones de operación estándar de laboratorio.

Además, se ha comprobado como el tamaño del campo solar fotovoltaico y la capacidad de la batería son dos parámetros que deben estar compensados. Si el campo solar fotovoltaico es muy pequeño en relación a la capacidad de la batería, no se generará exceso de energía suficiente para cargarla, y por tanto será una inversión del sistema que no participe. Por otro lado, si la capacidad de la batería es pequeña en relación al campo solar fotovoltaico, ésta se cargará y descargará rápidamente, con apenas compensación de la demanda. La mayor parte del exceso de energía generada en la instalación fotovoltaica será vertida a red, pero este ingreso no compensará los gastos de inversión de la batería.

Si se mantiene constante el tamaño de la batería (kWh) y se varía el tamaño del campo fotovoltaico (kWp), se puede observar:

- Generación fotovoltaica va aumentando al tener mayor potencia pico la instalación.
- Generación desde la batería aumenta debido al aumento de generación del campo fotovoltaico ya que aumenta el tamaño de este y así se podrá usar una parte de la energía en cargar la batería.
- Consumo de la red disminuye al poder autoconsumir mejor la demanda debido al aumento del campo fotovoltaico y del uso mayor de la batería.
- Inyección a la red aumenta al aumentar por un lado el campo fotovoltaico y poder llegar tanto a la demanda como a la carga si es necesaria de la batería y aún así seguir teniendo energía.

Si se mantiene constante el tamaño del campo fotovoltaico (kWp) y se varía el tamaño de la batería (kWh), se puede observar:

- Generación fotovoltaica es constante al no cambiar el tamaño de campo fotovoltaico.

- Generación desde la batería aumenta hasta estabilizarse. Aunque se vaya aumentando el tamaño de la batería, como la demanda es la misma para cada simulación al igual que la generación del campo fotovoltaico, llega un momento donde estos valores empiezan a tomar un rango parecido y no aumenta más al satisfacer ya la demanda pedida.
 - Consumo de la red disminuye hasta estabilizarse como ocurre con la batería, debido también porque la demanda sigue siendo la misma y por más que se aumente la batería no es necesario demandar más energía.
 - Inyección a la red disminuye hasta estabilizarse debido también a lo explicado anteriormente.
- Una vez conocida la vida útil real en cada escenario, se ha procedido a realizar un análisis de viabilidad económica del proyecto. Para esto, se han considerado además dos escenarios de precios de energía. Los resultados demuestran que el análisis de viabilidad económica es muy sensible al valor de vida útil de la batería que se considere. Esta conclusión refuerza la hipótesis anterior de la criticidad de desarrollar modelos sencillos y precisos para el cálculo técnico del correcto dimensionamiento y operación del sistema.

Atendiendo en este apartado, bajo los resultados dados y expuestos tanto en tablas como en distintas gráficas se llega a la conclusión siguiente:

- Por un lado, económicamente la opción A, altos precios de electricidad dan un mayor valor de VAN en cada tipo de simulación comparándola con la opción B, bajos precios de la electricidad.
 - Por otro lado, fijando la elección en la opción A sale siempre más rentable el cambio de baterías de tamaño de 4 kWh en cada tipo de tamaño de campo fotovoltaico, donde debido al coste del tamaño de esta batería saldrá por un lado más rentable respecto a las demás y desde el punto de vista de la vida útil de la instalación, más rentable, aunque se tenga que cambiar más veces de batería, bajo la demanda impuesta. Y donde se verá esta batería menos perjudicada debida a los parámetros de degradación.
- El uso de baterías aporta independencia energética, almacenando su energía para un uso posterior y ahorro de la luz de forma posterior. Bajo este estudio se observa que el uso aún de baterías sigue costando un precio muy alto, por ello el mal dimensionamiento de estas llegaría a la conclusión que no son una solución óptima. El uso de baterías de tamaños menores resulta la mejor opción para este tipo de demanda, donde además de no contar con un precio muy alto es capaz de satisfacer junto con el campo fotovoltaico la demanda necesaria, y el uso de profundidades de descarga menores resulta favorable para no obtener mayor degradación en las baterías.

7 LINEAS DE TRABAJO FUTURAS

A continuación, se expone una serie de líneas futuras de trabajo en relación al estudio llevado a cabo en el presente proyecto, que permitan analizar bajo otros tipos de hipótesis este objetivo de llegar al dimensionamiento óptimo de la batería para un sistema fotovoltaico teniendo presente la degradación de las baterías.

Por tanto, para obtener otra visión del objetivo de este estudio, se pueden tener en consideración de cara a futuros análisis las siguientes pautas:

- Visto en la bibliografía, la degradación de las baterías se ha tenido siempre poco presentes en el estudio de la elección de estas. Es por ello que la puesta en marcha de otras metodologías con otras herramientas sería de una gran importancia.
- Balance energético se presenta otro estudio cambiando el tipo de emplazamiento, para así, con ello poder determinar con otro tipo de irradiación solar la generación de energía fotovoltaica y su posterior comparativa con el uso de distintos tamaños de baterías.
- Balance energético se presenta un cambio de demanda para ver que otro tipo de tamaño óptimo sería posible.
- Balance energético, cambio de vida útil tanto del campo fotovoltaico como del inversor y ver como rentable saldría ahora la puesta en marcha de las baterías en este nuevo sistema.
- Balance económico el cambio de precios de la electricidad para llegar a otra conclusión económica.

REFERENCIAS

- [1] Ould Amrouche S., Rekioua D., Rekioua T., Bacha S., “Overview of energy storage in renewable energy systems”, *International Journal of Hydrogen Energy* (2016), **41**(45), pp. 20914-20927
- [2] Zsiboracs H., Hegedusne Baranyai N., Vincze A., Zentko L., Birkner Z., Mate K., Pinter G., “Intermittent renewable energy sources: the role of energy storage in the european power system of 2040”, *Electronics* (2019) **8**(7), pp. 729
- [3] Giarola S., Molar-Cruz A., Vaillancourt K., Bahn O., Sarmiento L., Hawkes A., Brown M., “The role of energy storage in the uptake of renewable energy: a model comparison approach”, *Energy Policy* (2021) **151**, pp. 112159
- [4] Red Eléctrica Española (2021) <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/total> [Acceso 11.07.2021]
- [5] Argyrou M.C., Christodoulides P., Kalogiru S.A., “Energy storage for electricity generation and related processes: technologies appraisal and grid scale applications” *Renewable and Sustainability Energy Reviews* (2018) **94**, pp. 804-821
- [6] Gür T.M., “Review of electrical energy storage technologies, materials and systems. Challenges and prospects for large-scale grid storage” *Energy & Environmental Science* (2018) **10**, pp. 2696-2767
- [7] Edward Barbour, *Energy Storage Technologies Explained*, Energy Storage Sense. (2017). <http://energystoragesense.com/energy-storage-technologies/> [Acceso 11.07.2021]
- [8] Castro Martínez J., Dominguez Gomez M., Villaseñor Madero R., “Sistemas de almacenamiento mediante baterías electroquímicas. Contribución a la integración de energías renovables”. (2019) Trabajo Fin de Master. Universidad Carlos III de Madrid.
- [9] Geoffrey M., Davidson A., Monahov B., “Lead batteries for utility energy storage: a review” *Journal of Energy Storage* (2018), **15**, pp. 145-157
- [10] Jossen A., Garche J., Sauer D.U., “Operation conditions of batteries in PV applications”, *Solar Energy* (2004), **76**(6), pp. 759-769
- [11] Schiffer J., Sauer D.U., Bindner H., Cronin T., Lundsager P., Kaiser R., “Model prediction for ranking lead–acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems” *J Power Sources*, (2007) **168**, pp. 66-78
- [12] Fathi A., Outzourhit A., “Technico-economic assessment of a lead-acid battery bank for standalone photovoltaic power plant”, *J. Energy Storage*, (2018) **19**, pp. 185
- [13] Dufo-Lopez R., Lujano-Rojas J.M., Bernal-Agustin J.L., “Comparison of different lead-acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems” *Applied Energy* (2014) **115**, pp. 242-253

