



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Evaluación de un modelo de envejecimiento de baterías de litio aplicadas a sistemas aislados de energías renovables

Evaluation of an ageing model of li-ion batteries applied in stand-alone renewable systems

Autor

Daniel Zaldívar Moreno

Director

Rodolfo Dufo López

Escuela de ingeniería y arquitectura
2018



DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D^a. Daniel Zaldívar Moreno

con nº de DNI 73024308 K en aplicación de lo dispuesto en el art. 14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster) Ingeniería Eléctrica, (Título del Trabajo) Evaluación de un modelo de envejecimiento de baterías de litio aplicadas a sistemas aislados de energías renovables

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 23 de Noviembre de 2018

Fdo: _____

Agradecimientos

Agradecer especialmente a mi familia por estar siempre a mi lado con vuestro apoyo incondicional y constante durante toda mi vida.

A Cristina por tus consejos, por inyectarme la moral necesaria en mis peores momentos y por tu cariño y confianza.

Por todo el camino recorrido hasta terminar este trabajo de fin de grado agradezco a todas las personas que me han ayudado y reforzado para llegar hasta aquí.

Gracias a todos.

ÍNDICE

Capítulo 1. Introducción.....	7
1.1 Introducción y motivación	7
1.2 Objetivo.....	8
1.3 Contexto de la realización	8
1.4 Contenido	9
1.5 Terminología	9
Capítulo 2. Descripción del sistema	11
2.1 Sistema Fotovoltaico	11
2.2 Inversor	13
2.3 Baterías.....	14
2.4 Controlador de carga.....	17
Capítulo 3. Descripción del modelo	18
Validación del Modelo	21
Capítulo 4. Experimentación	22
4.1 Estrategias	22
4.2 Escenarios.....	22
Zaragoza (España):	22
Tenerife (España):	22
Inverness (Escocia):	22
4.3 Variables en observación	23
4.4 Casos de estudio.....	23
4.4.1 Caso de estudio 1	23
4.4.2 Caso de estudio 2	27
4.4.2 Caso de estudio 3	30
4.5 Discusiones.....	34
4.5.1 Discusión 1	34
4.5.2 Discusión 2	34
4.5.3 Discusión 3	35
Capítulo 5. Conclusiones	37
5.1 Conclusiones.....	37
5.2 Líneas futuras	38
6. Bibliografía	39
Anexo I. Datos y especificaciones	42

RESUMEN

La problemática generada por el crecimiento de la demanda energética centra la atención de la sociedad en la necesidad de un cambio de paradigma en torno a la energía que consumimos y como afecta a nuestro entorno. Es necesaria una transición energética racional que promueva la utilización de energías renovables (eólica, fotovoltaica, termo solar...etc.) y que impulse el compromiso de la sociedad ante el objetivo de obtener una energía no contaminante, fiable y universal.

Este importante desafío está compuesto por muchos factores. Uno de los más importantes es el almacenamiento energético. Para ello en este trabajo se evaluará el comportamiento de un tipo de batería (ión litio). Se espera por tanto que este proyecto permita la mejora en el desarrollo de este tipo de tecnología.

Para enfocar este objetivo se reproducirá el modelo de *Astaneh et al., 2018* [1] publicado en ***International Journal of Electrical Power & Energy Systems*** en el que se plantea la formulación matemática del comportamiento de una batería ión-litio en diferentes instalaciones fotovoltaicas aisladas y se analizará su comportamiento.

El objetivo es realizar un estudio de la vida útil de un banco de baterías ión-litio en diferentes escenarios y con diferentes elementos que aporte un punto de vista esclarecedor sobre su comportamiento.

Para ello se enumerarán los diferentes elementos que componen la instalación fotovoltaica realizando una explicación sobre su funcionamiento y detallando los diferentes tipos que podemos encontrar.

Se mostrará y se desarrollará una breve explicación del modelo matemático en el que se basa este trabajo para entender su funcionamiento. Esto se realizará con el apoyo de diagramas y ecuaciones que faciliten su comprensión. A continuación se mostrará la validación del modelo en cuestión con respecto al trabajo de *Astaneh et al., 2018* [2].

Se presentarán diferentes simulaciones para distintos casos en diferentes localizaciones y con diferentes configuraciones en la instalación. Se evaluarán las llamadas "variables en observación" y su impacto en la longevidad de las baterías para cada uno de los escenarios presentados.

Para finalizar, una vez obtenidos los resultados de las diferentes simulaciones, se detallarán las conclusiones oportunas que nos indiquen las situaciones más favorables para dotar de una mayor vida útil este tipo de baterías.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción y motivación

Desde años atrás el ser humano se ha encontrado con un problema fundamental para el desarrollo de su evolución tecnológica y social: el almacenamiento energético. Somos capaces de generar toda la energía eléctrica demandada para nuestro desarrollo industrial pero con el inconveniente de que la mayor parte de esta energía debe de ser consumida y aprovechada al momento, ya que en la actualidad no existen sistemas de almacenamiento a gran escala.

En sistemas renovables aislados de la red, la naturaleza de las fuentes renovables (fotovoltaica y eólica) implica la ausencia de recurso renovable durante determinados periodos de tiempo y la consecuente necesidad de incluir almacenamiento de energía eléctrica. La forma en la que habitualmente se almacena la electricidad es mediante la utilización de baterías o acumuladores eléctricos. Hasta hace poco casi todas las baterías utilizadas en sistemas aislados eran de plomo-ácido.

El desarrollo y maduración reciente de las baterías de ion-litio ha posibilitado que cada vez más se incluyan en sistemas aislados. Su utilización todavía sigue siendo muy inferior a la de las baterías de plomo-ácido, pero con la reducción de precios que se prevé para los próximos años es muy probable que pasen a ser competitivas.

No obstante, para conocer qué tecnología es mejor económicamente no solo se debe considerar el coste de adquisición, sino también su duración esperada, para lo cual es crucial utilizar modelos precisos de predicción del envejecimiento de las baterías. La mera estimación de los ciclos de carga/descarga puede implicar errores significativos en la predicción de la vida útil, obteniendo resultados demasiado optimistas y alejados de la realidad, dependiendo de las condiciones reales de operación. Es necesario por tanto utilizar modelos complejos que obtengan de una forma precisa la predicción de la vida útil de las baterías de litio, considerando sus condiciones de operación y no solamente los ciclos de carga/descarga.

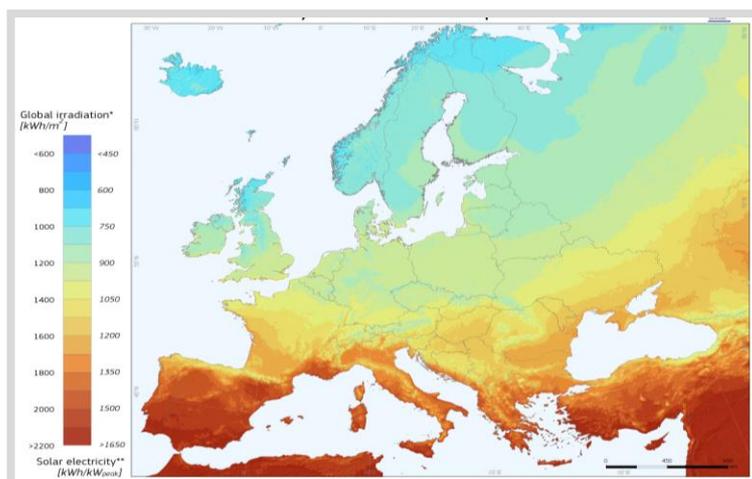


Ilustración 1. Radiación solar potencial en Europa. Fuente: Comisión Europea-JRC, PVgis.

Por otra parte es un hecho que la radiación solar en Europa (**Ilustración 1.**) y en especial en España tiene un gran potencial de explotación con tecnologías como los sistemas fotovoltaicos.

La radiación solar irradia sus superficies y producen energía eléctrica en forma de corriente continua disponible para alimentar distintos tipos de cargas con la ayuda de otros elementos como son reguladores, inversores y baterías.

Este trabajo tratará de evaluar el modelo de *Astaneh. et al., 2018 [1]* en el que se realiza la formulación necesaria para caracterizar una batería electroquímica con el objetivo de obtener la predicción de su vida útil en un escenario formado por un sistema fotovoltaico aislado de la red eléctrica. Este tipo de sistemas tienen como una de sus características principales que su corriente de operación es muy baja, lo que permite la simplificación del modelo electroquímico de la batería.

A partir de la revisión bibliográfica del artículo "*A novel framework for optimization of size and control strategy of lithium-ion battery based off-grid renewable energy systems*" de *Astaneh. et al., 2018* se ha realizado el resto de investigaciones sobre el tema tratado.

Para conseguir todo ello, se analizará el sistema fotovoltaico en estudio por partes (generador fotovoltaico, inversor, controlador de carga y banco de baterías) y se explicará el modelo planteado por *Astaneh. et al., 2018 [1]* junto con la programación realizada en el software de Microsoft Office "Excel".

A continuación, se presentarán los diferentes casos en latitudes diferentes evaluando factores claves como son la temperatura, la variación de los límites del estado de carga o la reestructuración del banco de baterías.

Para terminar, se presentarán los resultados y se obtendrán las oportunas conclusiones.

1.2 Objetivo

El objetivo de este proyecto es evaluar el modelo de *Astaneh et al., 2018 [1]* para dilucidar qué enfoques son más adecuados para la utilización de baterías Ión-Litio en sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica y si pueden ser una alternativa de carácter positivo a las actualmente utilizadas (Plomo-Ácido).

1.3 Contexto de la realización

Este trabajo se ha realizado basado en el modelo planteado por *Astaneh. et al., 2018*. El entorno de trabajo en el que se ha desarrollado este trabajo es principalmente **Microsoft Excel**, aplicación de hojas de cálculo que forma parte de la suite de oficina Microsoft Office. En ella se ha hecho uso de las diferentes funciones preconfiguradas para adaptar las ecuaciones planteadas en el trabajo de *Astaneh. et al., 2018 [1]*.

1.4 Contenido

Además del presente capítulo introductorio, el contenido de la memoria se ha estructurado en los siguientes capítulos.

En el capítulo 2 se presentarán los diferentes elementos que componen el sistema en estudio, con una explicación de su funcionamiento.

En el capítulo 3 se presentará el modelo planteado por *Astaneh. et al., 2018* [1] y se realizará una explicación de los aspectos más relevantes del mismo.

En el capítulo 4 se presentarán los escenarios en los que se realizarán los experimentos así como también las estrategias y sus variables más relevantes. A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos en cada uno de ellos.

En el capítulo 5 se obtendrán las conclusiones finales del trabajo junto con las líneas futuras de investigación.

1.5 Terminología

Para realizar un acercamiento en cuanto a la correcta comprensión de este proyecto se van a realizar ciertas definiciones de conceptos:

SOC (%): Acrónimo de State of Charge (Estado de carga), es utilizado para describir el nivel de carga de la batería con respecto a su capacidad en ese momento. Cuando una batería está completamente cargada el SOC de la batería es 100%. Se fijan unos límites mínimo y máximo SOC_{min} y SOC_{max} que no se deben exceder.

DOD (%): Acrónimo de Depth of Discharge (Profundidad de descarga), es utilizado para describir la profundidad de la descarga de la batería en un determinado momento. $DOD (\%) = 100 - SOC (\%)$. La máxima profundidad de descarga permitida es $DOD_{max} = 100 - SOC_{min}$.

Capacidad nominal C (Ah) de la batería: Es la cantidad de carga eléctrica que puede suministrar hasta descargarse por completo.

Capacidad remanente de la batería (Ah): Es la capacidad de la batería conforme pasa el tiempo (y los ciclos de carga/descarga, dependiendo de sus condiciones de operación). La capacidad se va reduciendo, hasta que cuando se alcanza el 80% de la capacidad nominal se considera que su vida útil ha finalizado.

Vida Útil de la batería (años): Número de años transcurridos desde que comienza a funcionar la batería en una instalación hasta que la capacidad remanente llega al 80% de su capacidad nominal.

Eficiencia del proceso carga – descarga (“roundtrip efficiency”) de la batería: η_{c-d} , energía que efectivamente se descarga de una batería en relación con la que ha entrado en el proceso de carga. Es el producto de la eficiencia del proceso de carga (η_c) por la eficiencia del proceso de descarga (η_d).

$$\eta_{c-d} = \eta_d * \eta_c$$

Tensión nominal de la batería (V): Es la tensión en bornes de la batería en determinadas circunstancias nominales. La capacidad nominal energética (Wh) es $C_{wh} = C * V$

Tensión instantánea de la batería (V): tensión en bornes de la batería en un determinado instante. Depende fundamentalmente de la corriente (carga o descarga) y del estado de carga.

Ciclos de vida de la batería (cycle life): es el número de ciclos consecutivos de carga-descarga completos que una batería puede soportar en determinadas condiciones de test de laboratorio efectuados por el fabricante, hasta que su capacidad se reduce al 80% de la nominal. Las especificaciones de los ciclos de vida dependen de la profundidad de descarga (Depth Of Discharge DOD). En general cuanto mayor es la profundidad de descarga, menos ciclos de vida se soportan.

En el funcionamiento real de las baterías los ciclos de carga/descarga se realizan en general en condiciones distintas a los test de laboratorio, por lo que los ciclos de vida reales pueden ser muy diferentes. A esto se debe la necesidad de utilizar modelos de envejecimiento avanzados.

Días de autonomía de la batería D_{aut} : Es el número de días que una batería puede suministrar el consumo diario de una instalación ($E_{consumo}$):

$$D_{aut} = C_{wh} * DOD_{max} * \eta_d / E_{consumo}$$

MPPT: Dispositivo (convertor DC/DC) para conseguir que el generador fotovoltaico trabaje en el punto donde se obtiene la máxima potencia disponible. El punto de máxima potencia (MPP) depende de las condiciones de irradiación y temperatura.

CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

En el presente capítulo se pretende realizar una exposición de los diferentes elementos que componen la instalación fotovoltaica en estudio.

2.1 Sistema Fotovoltaico

Las celdas fotovoltaicas están formadas por semiconductores (dopados y formando la unión P-N) que producen electricidad cuando la luz, formada por fotones, incide sobre ellas (sobre la zona N). Estos fotones son partículas energéticas que al ser absorbidas por los electrones existentes en los átomos del material permiten al electrón escapar de su posición normal asociada al átomo para formar parte de una corriente eléctrica. Los semiconductores más utilizados suelen ser el **silicio** monocristalino (16%-20% de eficiencia) o policristalino (12%-14% de eficiencia) y el **GaAs** (Arseniuro de galio) . Los materiales son elegidos en base a sus características de absorción y costes de fabricación.

Para que el silicio funcione como productor de energía se introducen impurezas (semiconductor extrínseco). Las hay de dos tipos:

- Las que tienen un electrón más que el silicio en su capa de valencia externa, formando la zona N. Por tanto, aumenta la concentración de electrones.
- Las que tienen un electrón menos que el silicio en su capa de valencia externa, formando la zona P. Por tanto, disminuye la concentración de electrones.

En la unión de P-N y en la radiación solar (**Ilustración 2.**) se fundamenta la generación eléctrica en una celda fotovoltaica.

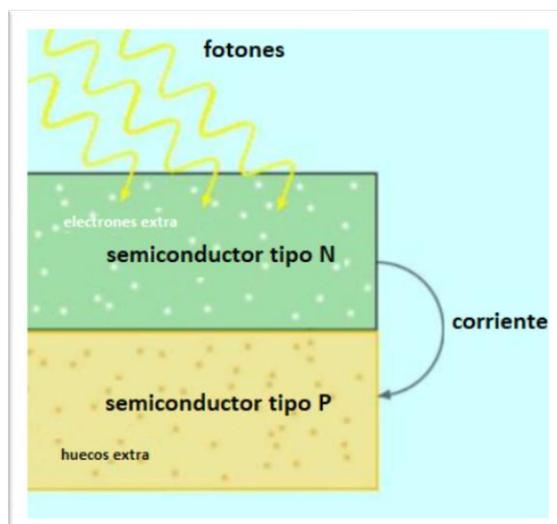


Ilustración 2. Funcionamiento teórico de una unión P-N. Fuente: Sección de libro [14]

En cuanto a la generación fotovoltaica por medio de módulos fotovoltaicos (formados por numerosas celdas fotovoltaicas), se puede dar de dos modos:

- **Sistemas conectados a la red eléctrica:** Utilizados para inyectar energía eléctrica en la red.
- **Sistemas aislados de la red:** Abastecen la demanda eléctrica mediante producción propia.(**Ilustración 3**)



Ilustración 3. Instalación fotovoltaica aislada. Fuente: Fundación Hidrógeno Aragón.

En este proyecto se han planteado instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica ya que exponen un escenario en el que las baterías tendrán un papel principal. El generador fotovoltaico utilizado en el caso base tiene una potencia de 2,4 kWp. Sus especificaciones se detallan en el **Anexo I**.

Es conveniente aclarar que la irradiación horaria para un ángulo de inclinación dado sobre los paneles fotovoltaicos se ha calculado a partir de los valores medios de irradiación en un mes utilizando la correlación de Collares-Pereira [3]. La potencia generada por el generador fotovoltaico en un determinado instante vendrá dada por:

$$P = I_{SC} \times \left(\frac{G}{1000} \right) \times V_{n-panel} \times N_{paneles\ serie} \times N_{paneles\ paralelo} / SF$$

Ilustración 4. Potencia generada por los paneles en kW. Fuente: Ecuación 1, artículo [2]

En esta ecuación G es la irradiación solar sobre la superficie de los paneles en W/m² y SF (>1) es el factor que considera las pérdidas en conducción, las sombras y la suciedad de los paneles.

El resto de escenarios presentan el mismo cálculo para obtener la potencia.

2.2 Inversor

Un generador fotovoltaico produce corriente continua. Para poder suministrar consumos en corriente alterna se necesita un dispositivo de acondicionamiento de potencia llamado inversor que convierte la corriente continua en alterna.

Los inversores utilizados habitualmente son de 50 Hz, con diferentes tensiones nominales de entrada y con amplio rango de potencia. Pueden trabajar conectados a baterías (sistemas aislados) o directamente al sistema fotovoltaico (sistemas conectados a la red).

Una de las formas más comunes de clasificación de estos dispositivos electrónicos es en función de su onda de tensión de salida, principalmente: de onda cuadrada o de onda senoidal. Los inversores más económicos son los de onda cuadrada ya que tienen una modulación de onda mínima, lo que les lleva a generar una gran cantidad de armónicos y una tensión AC de muy poca calidad. En cambio los inversores de onda senoidales tienen un filtrado total de la señal. Son la mejor opción para la alimentación de cargas en corriente alterna ya que no presentan ningún problema en cuanto a la aparición de armónicos o de inestabilidad de la tensión.

El rendimiento de la conversión DC/AC en los inversores depende principalmente del tipo de carga que esté conectada, existiendo una dependencia entre el rendimiento y el factor de potencia. Cuando la potencia inyectada a la carga es baja el rendimiento es menor.

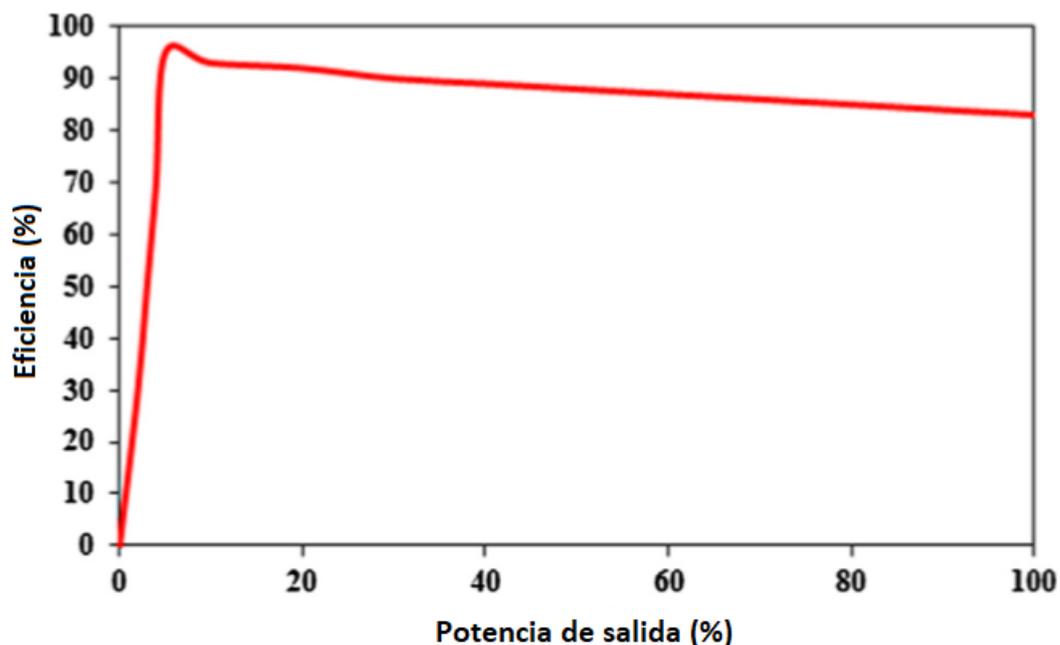


Ilustración 5. Curva eficiencia-potencia del inversor. Fuente: Fig. 2. Artículo [2]

En este trabajo se han realizado las simulaciones con un inversor **STECA: SOLARIX PI1200 de 900 VA** del que se aportan datos técnicos en el **Anexo I**. En la **Ilustración 5**, se presenta la curva de eficiencia-potencia de salida del inversor en estudio.

2.3 Baterías

Una batería electroquímica es un acumulador de energía. Su fundamento reside en la transformación recíproca de energía química en energía eléctrica mediante reacciones de oxidación-reducción que generan una corriente eléctrica. La disposición base de una batería consiste en un conjunto de celdas electroquímicas puestas en serie compuestas por dos electrodos, el ánodo y el cátodo, separados por un electrolito que actúa de catalizador de la reacción. Para explicar de forma simple y general se puede decir que cuando la batería se carga, se forma una acumulación de iones positivos en el cátodo. Esta acumulación lleva a los electrones a moverse hacia él, creando un potencial entre el ánodo y el cátodo.

Por tanto se establece el ánodo como el electrodo negativo y el cátodo como el electrodo positivo.

Dentro de un sistema fotovoltaico su objetivo es acumular la energía producida para ser utilizada en periodos en los que la irradiación es escasa o nula. En el sistema presentado, las baterías tienen un papel principal debido al desplazamiento temporal entre las horas de generación y ciertas horas de consumo, permitiendo al sistema alimentar las diferentes cargas cuando el generador no está disponible.

Tipos de Baterías

Dentro del campo de las baterías electroquímicas tenemos diferentes propuestas que difieren en cuanto a los materiales utilizados obteniendo diferentes ventajas y desventajas en su utilización. Por el momento las baterías más utilizadas en sistemas fotovoltaicos aislados son las del tipo Plomo-Ácido. En la **Tabla 1**. se observan las especificaciones de los tipos más utilizados.

Tipos de baterías	Coste específico (€/kWh)	Durabilidad (ciclos)	Auto descarga(%)	Temperatura de operación	Densidad energética (Wh/kg)
Plomo-ácido	80-100	500-1000	1.5-5	-20 a +50	30
Plomo-ácido (OPzS)	100-250	1200-1800	1.5-5	-20 a +50	30
Níquel-Cadmio	300-700	1500-3000	5-20	-40 a +50	50
Níquel-Metal híbrido	600-900	1000-1500	10-25	-40 a +50	80
Ión-Litio	800-1300	1500-3000	1-5	-30 a +90	90-150
Polímero de litio	700-1200	600	2-5	-20 a +60	100-150

Tabla 1. Características de los tipos de baterías más utilizados. Fuente: Sección de libro [4]

A continuación, se describen las principales baterías utilizadas:

Plomo-Ácido

Son las baterías que tienen un uso más extendido debido a tener una tecnología madura (1859) y a su bajo coste. Se adaptan correctamente a las operaciones realizadas en sistemas fotovoltaicos dada su robustez aunque en su contra presentan un complejo mantenimiento

(salvo las de gel, que no precisan mantenimiento) así como un peso y tamaño considerables. Es usual que suministren tensiones con un valor múltiplo de dos ya que cada celda suministra 2V. En cuanto a su composición, están formadas por un depósito de ácido sulfúrico diluido y en su interior albergan una serie de placas de plomo (*Ilustración 6*).

Durante la carga el sulfato de plomo es reducido a plomo metal y se forma óxido de plomo. En el proceso de descarga se invierte el proceso de carga, reduciendo así el óxido de plomo a sulfato de plomo mientras que el plomo metal es oxidado para dar igualmente sulfato de plomo.

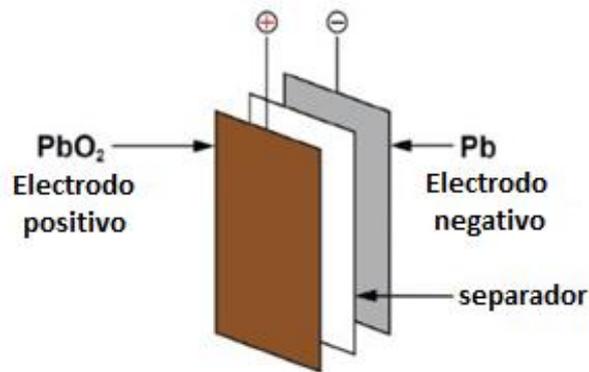


Ilustración 6. Química y componentes principales de una batería plomo-ácido Fuente: Fig. 1(editada), Artículo [13]

La vida útil de este tipo de baterías es relativamente corta debido a la corrosión del electrodo positivo y a la elevada temperatura de trabajo.

Níquel-Cadmio

Como características principales de este tipo de baterías se puede recalcar su larga vida útil, una menor necesidad de mantenimiento, la menor sensibilidad a sobrecargas excesivas y principalmente la capacidad de permanecer largos periodos en baja carga. Sin embargo uno de los mayores problemas que tienen es su precio, muy superior al que encontramos con las de Plomo-Ácido.

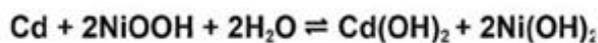
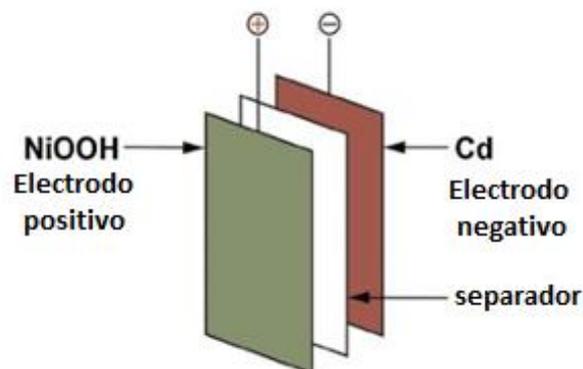


Ilustración 7. Química y componentes principales de una batería níquel-cadmio Fuente: Fig. 5 (editada), Artículo [13]

En una célula de una batería Ni-Cd el electrodo positivo(cátodo) está formado de hidróxido de níquel y el electrodo negativo(ánodo) de cadmio, ambos inmersos en una solución de hidróxido potásico (*Ilustración 7.*). Encontramos en este tipo de baterías combinaciones químicas similares como las baterías de NiMH.

Ion-Litio

Las baterías de ion-litio componen la tecnología más prometedora en cuanto a su utilización como acumulador energético. Su alta densidad energética, debida a que el litio es el metal y elemento sólido existente más ligero, junto con su alto rendimiento cíclico son las principales razones de su rápido crecimiento [5]. Además, su alta vida útil junto con la significativa reducción de precios las convierten en altamente recomendables para su utilización en sistemas dependientes de autonomía como son los dispositivos electrónicos portátiles, los coches eléctricos o sistemas fotovoltaicos aislados como el que se estudia en este proyecto. Uno de sus beneficios en comparación con las baterías de NiCd es su mayor tensión de trabajo. Las baterías de NiCd operan con tensiones de entre 1.2-1.5 V mientras que las celdas de ion litio operan usualmente entre 3 y 3.8V [6]. Una mayor tensión provoca consecuentemente que se necesiten colocar un menor número de celdas en serie.

El mecanismo de almacenamiento energético en las baterías de ion-litio (*Ilustración 8*) es bastante sencillo. Consiste, como en las anteriores baterías presentadas, en dos electrodos (ánodo y cátodo) y un separador (electrolito). El electrolito puede ser líquido o sólido dependiendo de los electrodos utilizados. El electrolito conduce el componente iónico producido en la reacción química entre el ánodo y el cátodo y fuerza a la componente electrónica a atravesar el circuito externo haciéndolo funcionar.

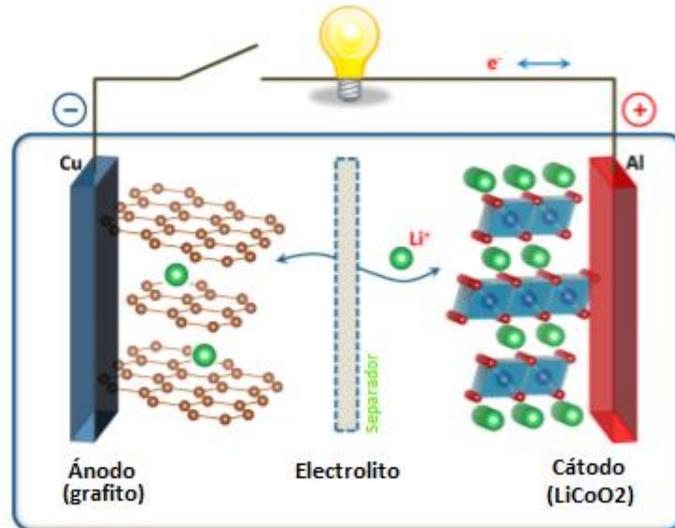


Ilustración 8. Funcionamiento electroquímico de una batería Ión-Litio. Fuente: Fig. 1(editada), Artículo [7]

Esto se produce debido a que la movilidad iónica en el electrolito es mucho más pequeña que la conductividad electrónica en el metal. Este proceso se presenta reversible entre el cátodo, el ánodo y la corriente producida/almacenada permitiendo tener celdas recargables.

Tipos de baterías Ion-Litio

El termino ion-litio no se refiere a una única topología de electrodos y electrolito sino a todo un conjunto de diferentes composiciones químicas que se caracterizan por la transferencia de iones de litio entre sus electrodos durante las reacciones de carga y descarga.

Las celdas ion-Litio no contienen litio metálico; los iones son introducidos en la estructura de otros materiales, como óxidos de metal de litio o fosfatos en el electrodo positivo (cátodo) y grafito (carbono) o titanato de litio en el electrodo negativo (ánodo) . A continuación en la [Tabla 2](#). se puede observar un resumen de las combinaciones químicas más utilizadas.

Tipos de baterías Ión-Litio	Litio-hierro fosfato LiFePO_4	Ion-Litio óxido de manganeso LiMn_2O_4	Titanato de litio Li_2TiO_3	Cobalto de litio LiCoO_2	Litio níquel cobalto aluminio LiNiCoAlO_2	Litio níquel manganeso cobalto LiNiMnCoO_2
Química del cátodo	LFP	LMO	LTO	LCO	NCA	NMC
Densidad energética (Wh/kg)	220-250	250-265	130	250- 450	210-600	325
Tensión (V)	3.2-3.3	3.8	2.2-2.3	3.6-3.8	3.6	3.6-3.7
Ciclos de vida	1000-2000	>500	>4000	>700	>1000	1000-4000
Auto-Descarga (% por mes)	<1%	5%	2-10%	1-5%	2-10%	1%
Coste (por kWh)	400-1200	400-900	600- 2000	250- 450	600-1000	500-900
Temperatura de operación (°C)	-20 a +60	-20 a +60	-40 a +55	-20 a +60	-20 a +60	-20 a +55

Tabla 2. Combinaciones químicas más frecuentes en baterías de ión-litio. Fuente: Fig. 1, Artículo [7]

Como podemos observar hay una gran variedad de combinaciones en este tipo de baterías. En este trabajo se han realizado los cálculos para la celda de **Li-ion 26650 grafito/LFP (LiFePO_4) con 2.3 Ah** de capacidad nominal de la que se aportan los datos específicos en el [Anexo I](#).

2.4 Controlador de carga

Un controlador de carga es un dispositivo que gestiona el flujo energético en el sistema fotovoltaico. Actúa de nodo central sobre la carga, la generación y la batería . Su función principal es regular la energía que entra y sale del sistema de una forma eficiente. Fundamentalmente sirve para prevenir sobrecargas y sobredescargas, evitando el deterioro prematuro de la batería. Hay dos tipos de controladores de carga: PWM y MPPT. Los MPPT tienen un mayor precio debido a que aumentan la eficiencia del sistema al aprovechar el punto de máxima potencia (MPP) disponible del generador fotovoltaico. El MPPT también puede incluirse en el inversor. La ubicación del MPP depende de las condiciones de irradiación y temperatura [8].

La elección de la tensión nominal del controlador está basada en la tensión del bus DC y la elección de la corriente nominal se basa en que debe soportar la máxima corriente del sistema [2]. En este trabajo se han realizado los cálculos para un controlador de carga **STECA POWER TAROM 4055** del que se aportan datos técnicos en el [Anexo 1](#).

CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Dada la importancia de la batería electroquímica en el sistema es importante disponer de un modelo que permita caracterizar correctamente su respuesta en condiciones reales de trabajo, y evaluar su degradación y capacidad remanente en cada momento para así obtener su vida útil. En este trabajo se aborda su caracterización por medio de reacciones químicas, ya que permiten representar de forma certera los procesos que dan lugar en su interior.

Este tipo de modelado conlleva un elevado grado de dificultad y cálculo pero permite obtener una mayor precisión en los resultados.

En este trabajo se elaborará (por medio de la herramienta informática Microsoft Excel) y evaluará el modelo de *Astaneh et al., 2018 [1]* en el que presenta la formulación matemática necesaria con las que caracterizar una batería electroquímica. Se tratará de describir el modelo en forma simplificada de la mejor manera, pudiéndose obtener mayor información sobre el mismo en *Astaneh et al., 2018 [1]*. Para mejorar la comprensión del proceso se presenta la **Ilustración 9**, en la que se encuentra un diagrama de flujo con los principales procesos realizados.

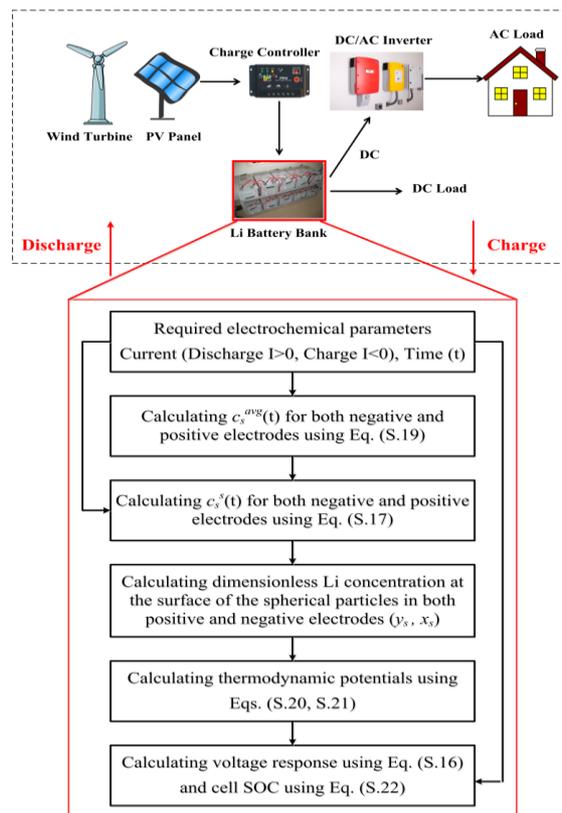


Ilustración 9. Diagrama de flujo de los procesos realizados en modelo en estudio. Fuente: Fig. S.1., Artículo [10]

Como datos de entrada este modelo toma los valores obtenidos mediante simulaciones con el software iHOGA. Estas simulaciones aportan datos de irradiancia, temperatura, potencia generada por el sistema fotovoltaico durante las 8760 h del año y carga anual de una casa

residencial aislada. También tendremos como dato la potencia requerida por el inversor del bus DC para convertir la carga a AC, el número de baterías en serie y paralelo propuestas y los estados de carga (SOC) máximos y mínimos a los que se limita la carga y descarga.

Con estos datos el modelo obtiene una corriente generada, donde la batería se encontrará en descarga cuando la corriente sea positiva y en carga cuando sea negativa. Esta corriente se establece mediante los criterios presentados en la **Tabla 3**.

<p>Sí Potencia generada - Carga > 0 (Carga de la batería)</p>	<p>La corriente de carga de cada batería individual será, en valor absoluto:</p> $\frac{\text{Potencia Generada} - \text{Carga}}{V(t) * Nbs * Nbp}$ <p>Si la carga implica que SOC > 1 -> SOC = 1</p>
<p>Sí Potencia generada - Carga < 0 (Descarga de la batería)</p>	<p>Si el SOC es superior al mínimo y, además</p> $(SOC - SOC_{\min}) * Q(t) * V(t) * Nbs * Nbp > \text{Carga} - \text{Potencia Generada}$ <p>La corriente de descarga de cada batería individual será, en valor absoluto:</p> $\frac{\text{Carga} - \text{Potencia Generada}}{V(t) * Nbs * Nbp}$
	<p>Si no se cumple lo anterior, solo se puede suministrar la energía tal que el SOC no baje del mínimo, ya que entonces el controlador abre. Cada batería suministraría solo una corriente en valor absoluto de:</p> $(SOC - SOC_{\min}) * Q(t),$ <p>Quedando sin cubrir parte del consumo:</p> $\text{Carga} - \text{Potencia Generada} - (SOC - SOC_{\min}) * Q(t) * V(t) * Nbs * Nbp$

Tabla 3. Criterios del regulador para el cálculo de la corriente de carga. Fuente: Elaboración propia.

Una vez obtenida esta corriente, se calcula la **concentración media de Li en fase sólida** en los dos electrodos (C_{sn}^{avg} (negativo) y C_{pn}^{avg} (positivo) medidas en mol/m^3) con ayuda de la siguiente fórmula:

$$c_s^{avg}(t) = c_s^{avg,0}(t) - \frac{1}{\varepsilon_s F} \int_0^t j^{Li}(t) dt$$

Donde todos los datos son constantes a excepción de la concentración en su etapa anterior ($c_s^{avg,0}(t)$) y la **densidad volumétrica total de la corriente** ($j^{Li}(t)$, medida en A/m^3).

A continuación se realiza el cálculo de la **concentración en superficie de Li** (C_s^s) en los dos electrodos.

$$c_s^s(t) - c_s^{avg}(t) = \frac{-j^{Li}l_s}{a_sFD_s} \left[1 - \exp\left(\frac{-4\sqrt{D_s t}}{3l_s}\right) \right]$$

Al obtener estas dos concentraciones se calculan las concentraciones normalizadas de Litio en partículas esféricas (media y en superficie) en los dos electrodos (en el electrodo positivo se utiliza la letra “y” y en el negativo la “x”):

$$x_s(t) = \frac{c_{s,n}^s}{c_{s,n,max}}$$

$$x_n(t) = \frac{c_{s,n}^{avg}(t)}{c_{s,n,max}}$$

Con las que se obtiene el estado de carga (SOC_{cell}) de la celda

$$SOC_{cell}(t) = \frac{x_n(t) - x_{n,0\%}}{x_{n,100\%} - x_{n,0\%}}$$

Y también el potencial termodinámico de los dos electrodos: U_p y U_n

$$U_p = 3.4323 - 0.8428 \exp(-80.2493(1 - y_s)^{1.3198}) - 3.2474 \times 10^{-6} \exp(20.2645(1 - y_s)^{3.8003}) + 3.2482 \times 10^{-6} \exp(20.2645(1 - y_s)^{3.7995})$$

$$U_n = 0.6379 + 0.5416 \exp(-305.5309x_s) + 0.044 \tanh\left(\frac{-x_s - 0.1958}{0.1088}\right) - 0.1978 \tanh\left(\frac{x_s - 1.0571}{0.0854}\right) - 0.6875 \tanh\left(\frac{x_s + 0.0117}{0.0529}\right) - 0.0175 \tanh\left(\frac{x_s - 0.5692}{0.0875}\right)$$

Para finalmente obtener la tensión $V(t)$ de la celda electroquímica:

$$V(t) = U_p\left(\frac{c_{s,p}^s}{c_{s,p,max}}\right) - U_n\left(\frac{c_{s,n}^s}{c_{s,n,max}}\right) + \frac{RT}{\alpha F} \ln\left(\frac{\xi_p + \sqrt{\xi_p^2 + 1}}{\xi_n + \sqrt{\xi_n^2 + 1}}\right) + (1 - t_+) \frac{2RT}{F} \ln\frac{c_e(L)}{c_e(0)} - \frac{I}{2A} \left(\frac{\delta_n}{\kappa_n^{eff}} + 2 \frac{\delta_{sep}}{\kappa_{sep}^{eff}} + \frac{\delta_p}{\kappa_p^{eff}} \right) - \frac{R_c}{A} I(t)$$

A partir de esta formulación electroquímica obtendremos una reducción de la capacidad de la celda donde en cada paso temporal se verá afectada de la siguiente forma:

$$Q(t) = Q(t - 1) + (A\delta_n\Delta t) \times j_n^s(t - 1)$$

A partir de aquí se realiza el cálculo con respecto a la capacidad inicial de la celda obteniendo el valor de degradación en ese tiempo. Si se realiza el cálculo para los sucesivos pasos temporales

(tiempo t) se puede obtener el valor de la vida útil de la celda. **Se considera que la batería no tiene utilidad cuando la capacidad es un 80% de la inicial.**

Validación del Modelo

A continuación, se presentará la validación del modelo realizado con el software Excel. En el artículo presentado anteriormente se obtienen los resultados presentados en la **Tabla 4**.

Variables de decisión	Escenario base	Escenario 1	Escenario 2
Potencia fotovoltaica (kW)	2.4	2	1.6
Capacidad del banco de baterías (kWh)	15.2	19.2	22.8
SOC máximo (%)	100	80	75
SOC mínimo (%)	10	10	10
Días de autonomía	3	3	3.3
Vida útil (años)	3.7	5.5	6.6

Tabla 4. Resultados del artículo realizado por Astaneh et al., 2018. Fuente: Tabla 6., Artículo [2]

Para comprobar que el modelo realizado en Excel tiene un funcionamiento correcto se ha calculado la estimación de la vida útil por el modelo en los tres escenarios planteados. En el trabajo de *Astaneh et al., 2018 [2]* la estimación se ha realizado simulando todo el tiempo necesario (varios años) hasta que la capacidad alcanza el 80 %. Dada la complejidad de cálculo presentada, la realización de esta estimación se torna en problemática debido a la capacidad de procesamiento disponible. Sin embargo, para la validación del modelo se ha recurrido a una potencia de procesamiento mayor. Por tanto, se presentarán en la validación:

- **Validación 1:** Los valores que se obtienen mediante la evaluación únicamente del primer año de funcionamiento (las primeras 8760 horas) obteniendo la vida útil con un cálculo proporcional mediante el porcentaje de degradación de la capacidad remanente en un solo año.
- **Validación 2:** Los valores obtenidos con la simulación de los años necesarios hasta que la capacidad remanente alcanza el 80 %.

Escenarios	Vida útil estimada en Astaneh et al. (años)	Vida útil estimada en validación 1		Vida útil estimada en validación 2	
		Valor(años)	Variación(%)	Valor(años)	Variación(%)
Escenario base	3.7	3.506	5%	3.67	1%
Escenario 1	5.5	4.64	16%	5.55	-1%
Escenario 2	6.6	5.84	12%	6.74	-2%

Tabla 5. Comparación de los resultados obtenidos en la validación del modelo. Fuente: elaboración propia.

Se observa en la **Tabla 5**, que la variación entre los resultados de las dos validaciones y el valor obtenido en el trabajo de *Astaneh et al., 2018 [2]* es mínimo, dando por aceptados tanto el modelo realizado como la técnica de estimación utilizada en la validación 1. En *Astaneh et al., 2018 [1]* se puede obtener más información sobre el modelo.

CAPÍTULO 4. EXPERIMENTACIÓN

Se realizará a continuación una explicación de los datos utilizados en las simulaciones junto con una revisión de las variables consideradas a estudio así como de los escenarios en los que se han realizado las simulaciones y estimaciones.

El sistema base estará compuesto de un generador fotovoltaico de 2.4 kWp. La capacidad del banco de baterías será de 15.2 kWh (16 serie x 138 paralelas de LFP con 3 V de tensión nominal y 2.3 Ah de capacidad nominal por celda, lo que provee una capacidad total de 317.4 Ah). El consumo es de 3788,45 Wh diarios. La corriente generada en continua es convertida a alterna por requerimientos de la carga con un inversor de 900 W cuyas pérdidas serán constantes en todos los escenarios debido a la utilización del mismo tipo de inversor. Considerando estos datos el banco de baterías provee alrededor de **3 días de autonomía**.

4.1 Estrategias

El controlador (regulador) de carga de baterías funciona de la siguiente forma:

- Si la potencia generada por el módulo fotovoltaico es mayor que la requerida por la carga AC la energía sobrante se utilizará para cargar el banco de baterías hasta que se alcance el máximo estado de carga establecido ($SOC_{m\acute{a}x}$). Seguidamente el controlador de la carga desconectará el módulo fotovoltaico del banco de baterías para prevenir sobrecargas.
- Si la potencia generada por el módulo fotovoltaico no es suficiente para satisfacer la carga el banco de baterías se descargará para cubrir la energía necesaria. Cuando se alcance el mínimo estado de carga establecido ($SOC_{m\acute{i}n}$) el controlador desconectará la carga para evitar descargas totales de la batería.

4.2 Escenarios

Zaragoza (España): En esta localidad se utilizará un generador fotovoltaico de 2.4kWp con una inclinación de 60°.

Tenerife (España): En esta localidad se utilizará un generador fotovoltaico de 1.6 kWp con grado de inclinación de 35° (óptimo para Tenerife, sistema aislado).

Inverness (Escocia): En esta localidad se utilizará un generador fotovoltaico de 6.8 kWp con un grado de inclinación de 75° (óptimo para norte de Escocia, sistema aislado).

En todos los casos, en el regulador de carga se ha incorporado la técnica de seguimiento de máxima potencia (MPPT).

Cada una de las inclinaciones utilizadas en los sistemas están asignadas para maximizar la producción del generador fotovoltaico en el peor mes (mes de menor irradiación). La potencia

generada por el sistema fotovoltaico (W) en cada hora ha sido calculada utilizando los datos obtenidos por el software iHOGA en sus simulaciones y con la aportación de los datos de los sistemas fotovoltaicos y su configuración.

4.3 Variables en observación

Se presentan a continuación las variables que se modificarán para obtener las oportunas conclusiones respecto a este tipo de baterías.

Temperatura: La validación del modelo con los resultados del artículo se ha realizado considerando una temperatura constante de 293 K, es decir, 20 °C. Para tratar de obtener conclusiones se sustituirá en ciertos casos por la temperatura variable de los correspondientes escenarios, por la temperatura promedio de la misma (obtenida mediante simulaciones en el software iHOGA) y por diferentes valores a considerar.

SOC máximo y mínimo: Se variarán los límites del estado de carga de la batería observando cuales son los valores más apropiados para la carga y descarga de la misma.

Capacidad (N.º de baterías en paralelo): Se modificará el número de baterías en paralelo modificando la capacidad del banco de baterías.

4.4 Casos de estudio

Por tanto, se procede a presentar los diferentes casos de estudio con sus resultados y discusiones entre los mismos.

4.4.1 Caso de estudio 1

Este experimento se realizará con los datos base presentados en la **Tabla 6.**:

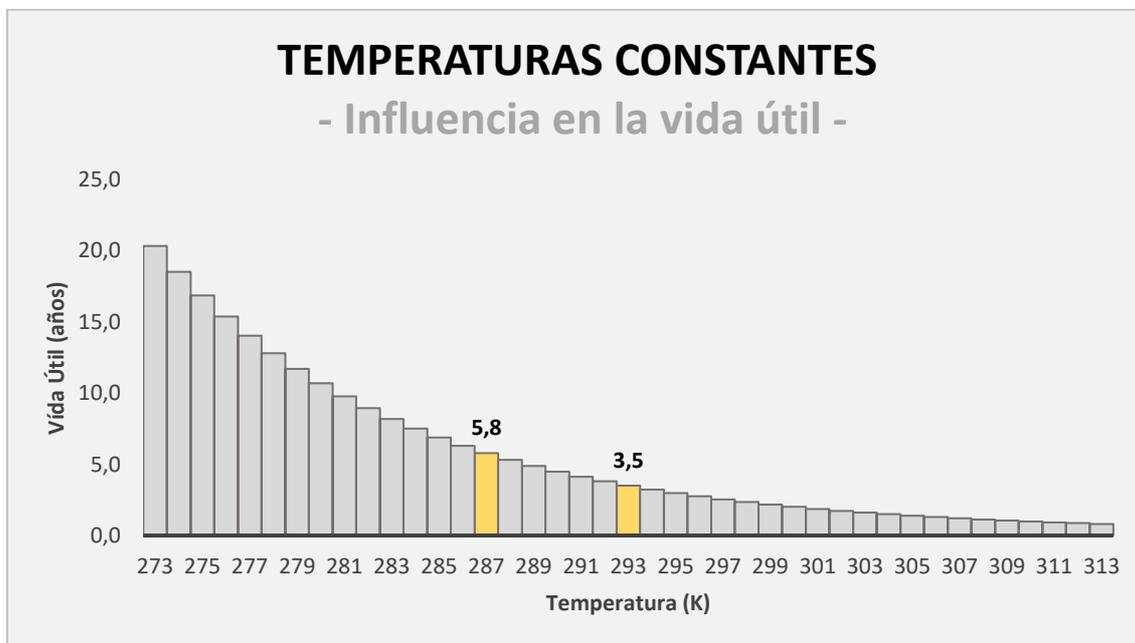
Caso de estudio 1 (Datos base)	
Escenario	Zaragoza
Inclinación	60 grados
Potencia fotovoltaica	2.4 kWp
Configuración banco de baterías (nº en paralelo, nº en serie)	$NB_p = 138$ $NB_s = 16$
Temperatura	293 K (cte.)

Tabla 6. Especificaciones del caso de estudio 1. Fuente: elaboración propia.

Con estos datos se obtiene una vida útil de **3,50 años**. En los siguientes apartados se analiza la variación en una de las variables en observación mientras que el resto se mantienen fijas.

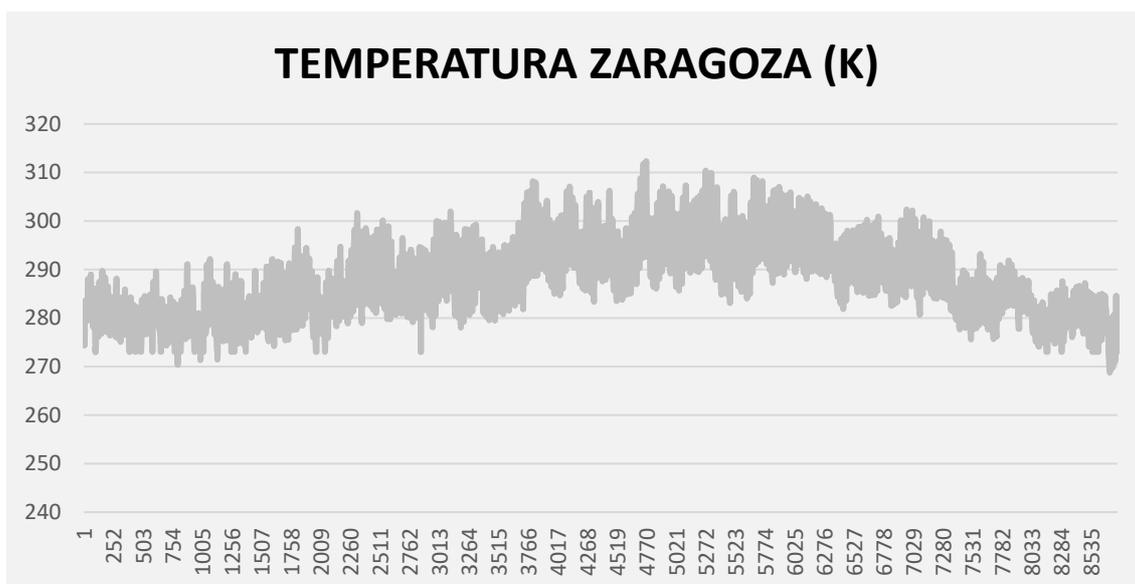
Temperatura

En este apartado se pretende evaluar el modelo con diferentes temperaturas (constantes y variables). Primero se ha realizado la evaluación de la vida útil con diferentes temperaturas constantes obteniendo los valores representados en la [Gráfica 1](#).



Gráfica 1. Comparación de la vida útil con diferentes temperaturas constantes en caso 1. Fuente: elaboración propia.

A continuación se ha considerado la temperatura horaria durante el año en el escenario presentado como podemos observar en la [Gráfica 2](#), cuya media anual es 287 K.



Gráfica 2. Temperatura horaria durante el año en Zaragoza. Fuente: Sitio web [7].

Se ha obtenido la **Tabla. 7** que muestra la variación en los resultados obtenidos en cuanto a la vida útil de las baterías se refiere. El término “Promedio” se refiere a considerar durante todas las horas del año la temperatura promedio de la temperatura variable anual de la localidad.

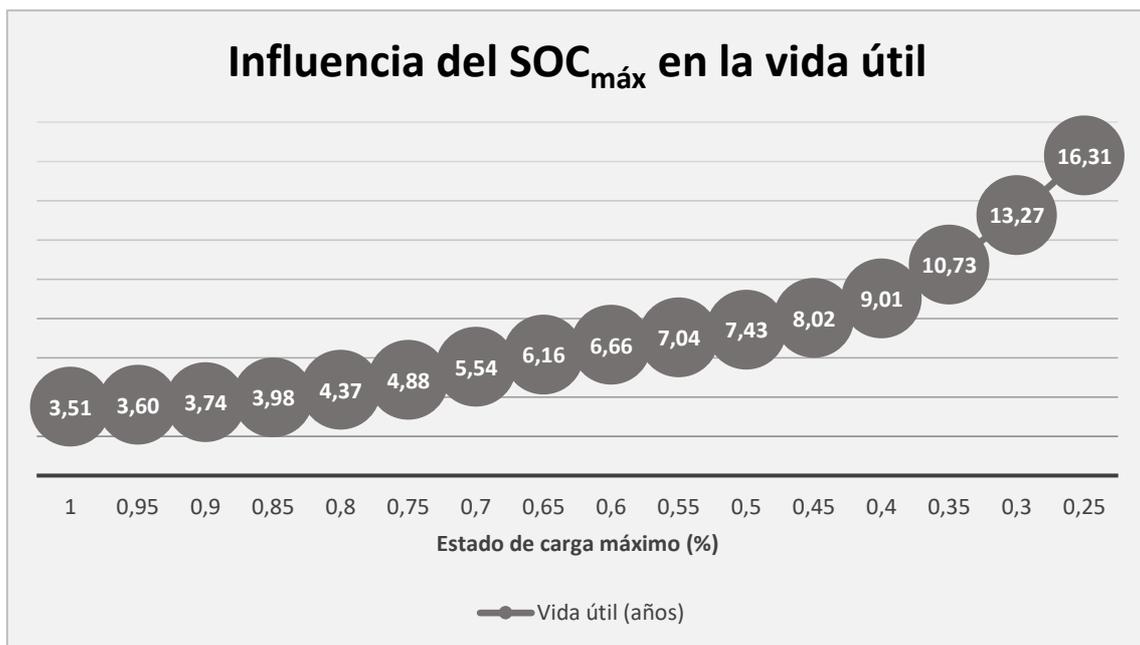
Temperatura	Vida útil baterías	Variación
Constante (293 K)	3,50 años	-
Variable	3,15 años	-11%
Promedio (287 K)	5,79 años	+39%

Tabla 7. Variación en la vida útil con respecto a la temperatura utilizada. Fuente: elaboración propia.

Estos resultados nos indican una variación relativamente pequeña entre la temperatura constante (T^a Base=293 K) y la temperatura variable del escenario en cuestión (cuya media es 287 K). Sin embargo aparece una variación importante al considerar una temperatura constante de 293 K o una temperatura constante de 287 K.

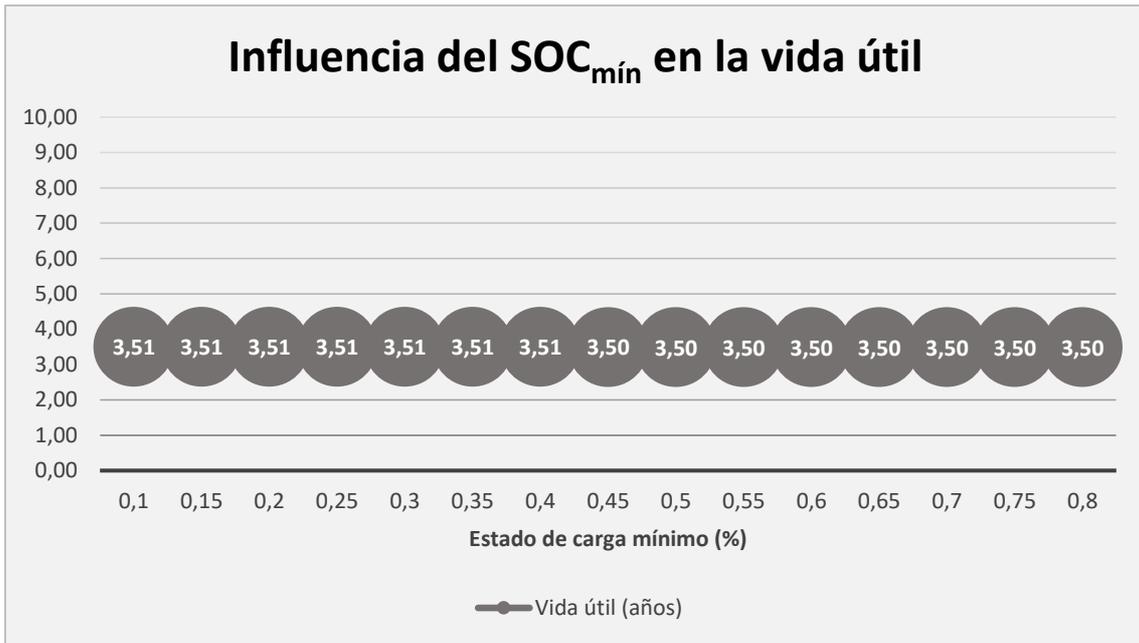
Estado de Carga (SOC %)

En el siguiente apartado se variarán los límites del estado de carga. Inicialmente se mantiene el estado de carga mínimo (10%) y se reduce el estado de carga máximo obteniendo los resultados de la **Gráfica 3**.



Gráfica 3. Comparación de la vida útil con diferentes SOC máximo. Fuente: elaboración propia.

A continuación, se realiza el proceso opuesto, manteniendo el estado de carga máximo (100%) y variando el estado de carga mínimo (**Gráfica 4**).

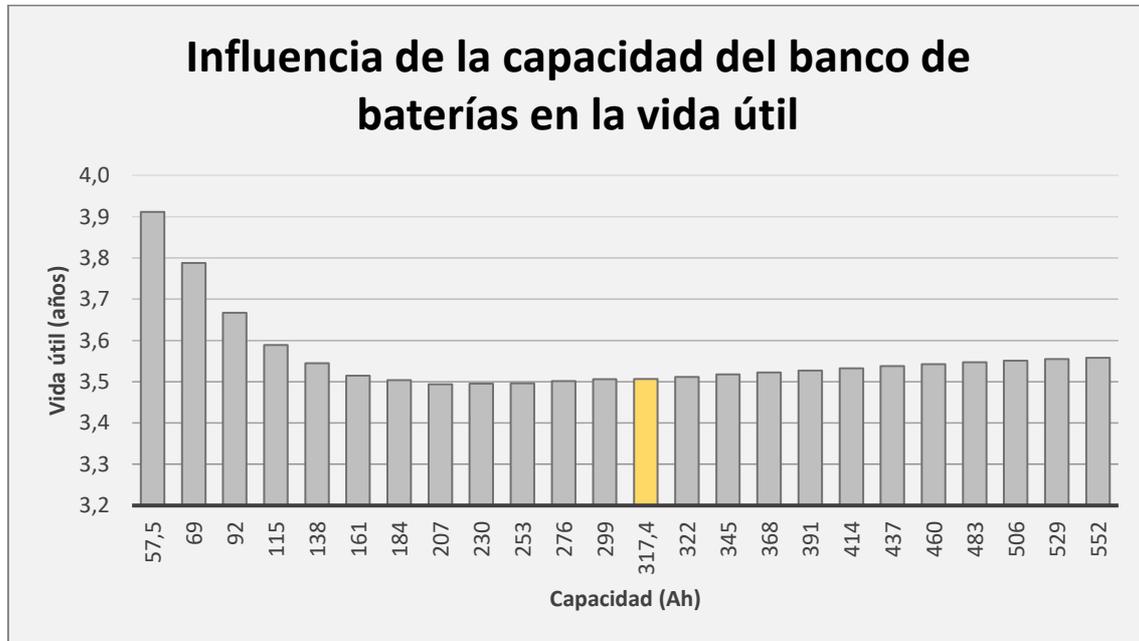


Gráfica 4. Comparación de la vida útil con diferentes SOC mínimo. Fuente: elaboración propia.

Se puede observar como la disminución del estado de carga máximo de la batería se traduce en un aumento en la vida útil de la batería, mientras que el aumento del estado de carga mínimo no produce ningún cambio sustancial.

Capacidad

Se ha evaluado la modificación en el número de las baterías en paralelo, modificando así la capacidad total del banco de baterías, con los resultados presentados en la **Gráfica 5**.



Gráfica 5. Comparación de la vida útil con diferentes capacidades. Fuente: elaboración propia.

La capacidad del caso base son 317,4 Ah (138 baterías x 2,3 Ah), indicado en amarillo en la **Gráfica 5**. En una primera observación se puede concluir que un aumento de hasta el doble de capacidad del banco de baterías no afecta al aumento de su vida útil. También es recalable como se produce un aumento más pronunciado si reducimos la capacidad base.

4.4.2 Caso de estudio 2

Este experimento se realizará con los datos base presentados en la **Tabla 8**.

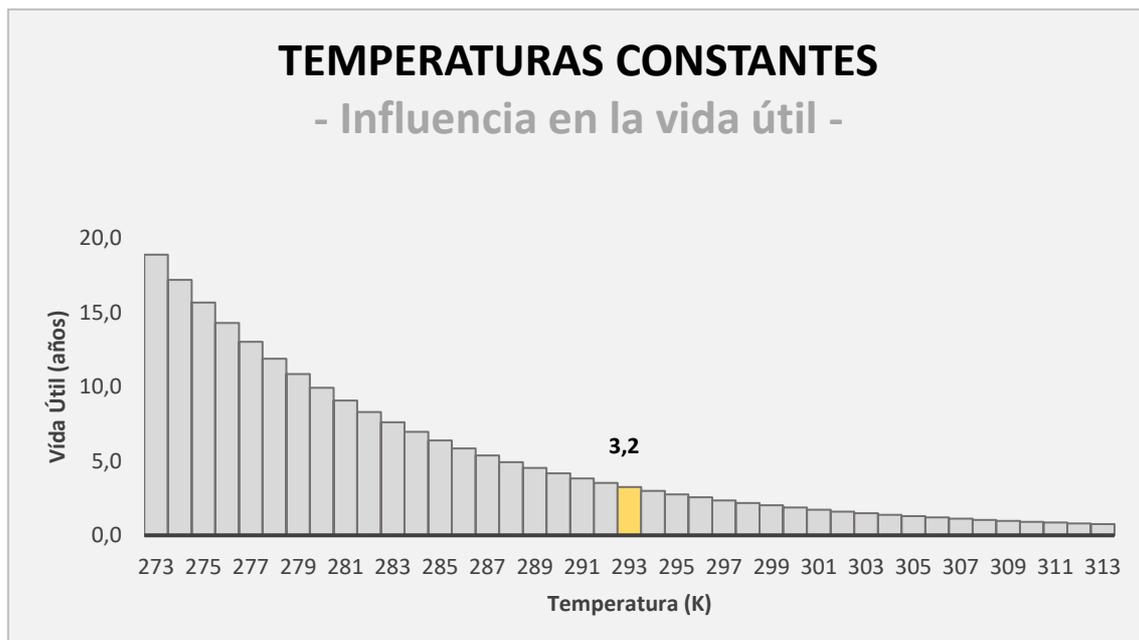
Caso de estudio 2 (Datos base)	
Escenario	Tenerife
Inclinación	35 grados
Potencia fotovoltaica	1.6 kWp
Configuración banco de baterías (nº en paralelo, nº en serie)	$NB_p = 138$ $NB_s = 16$
Temperatura	293 K (cte.)

Tabla 8. Especificaciones del caso de estudio 2. Fuente: elaboración propia.

Con estos datos se obtiene una vida útil de **3,24 años**. En los siguientes apartados se analiza la variación en una de las variables en observación mientras que el resto se mantienen fijas.

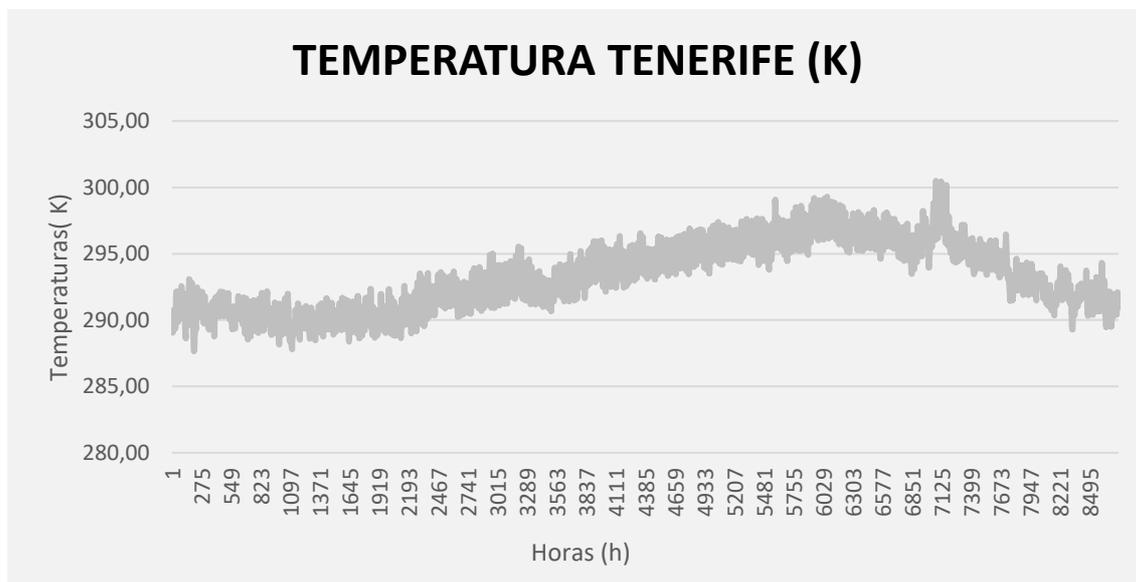
Temperatura

En este apartado se pretende evaluar el modelo con diferentes temperaturas (constantes y variables). Primero se ha realizado la evaluación de la vida útil con diferentes temperaturas constantes obteniendo los valores representados en la **Gráfica 6**.



Gráfica 6. Comparación de la vida útil con diferentes temperaturas constantes en caso 2. Fuente: elaboración propia.

A continuación se muestra en la **Gráfica 7**. la temperatura variable del escenario en cuestión



Gráfica 7. Temperatura horaria durante el año en Tenerife. Fuente: Sitio web [7]

Se obtiene entonces la **Tabla 9**. presentada a continuación que muestra la variación en los resultados obtenidos en cuanto a la vida útil se refiere, siendo “Promedio” la temperatura promedio de la temperatura variable anual.

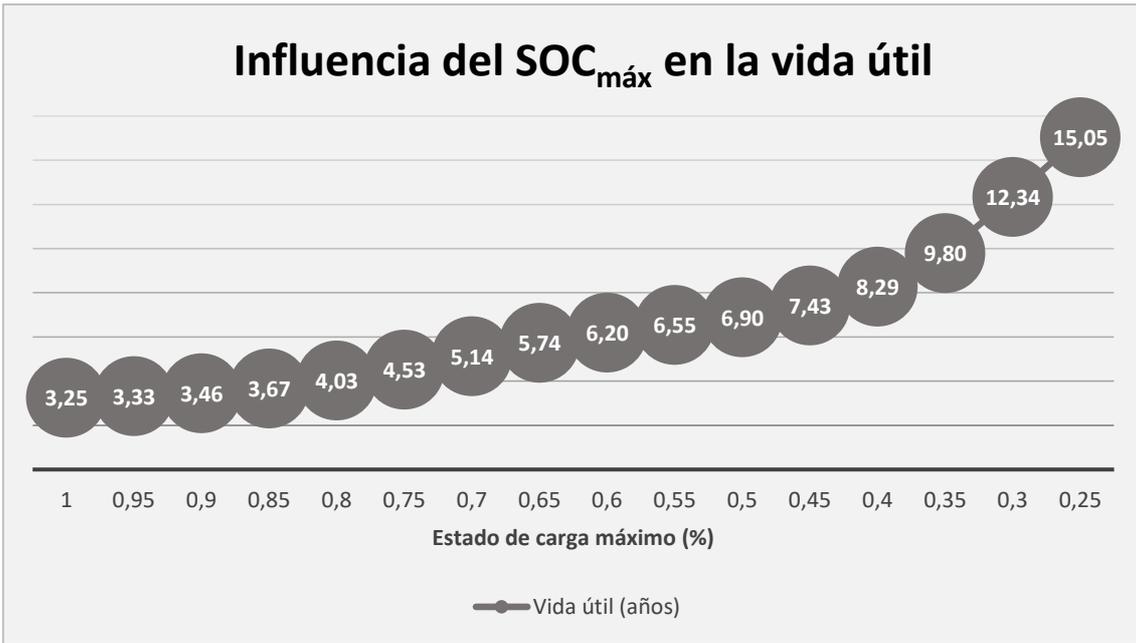
	Temperatura	Variación
Constante(293 K)	3.24 años	-
Variable	3,02 años	-8 %
Promedio(293,2 K)	3,20 años	-2 %

Tabla 9. Variación en la vida útil con respecto a la temperatura utilizada. Fuente: elaboración propia.

Estos resultados nos indican una variación relativamente pequeña entre la temperatura constante (T^a Base), la temperatura promedio del escenario en cuestión (ya que son muy similares) y la temperatura variable.

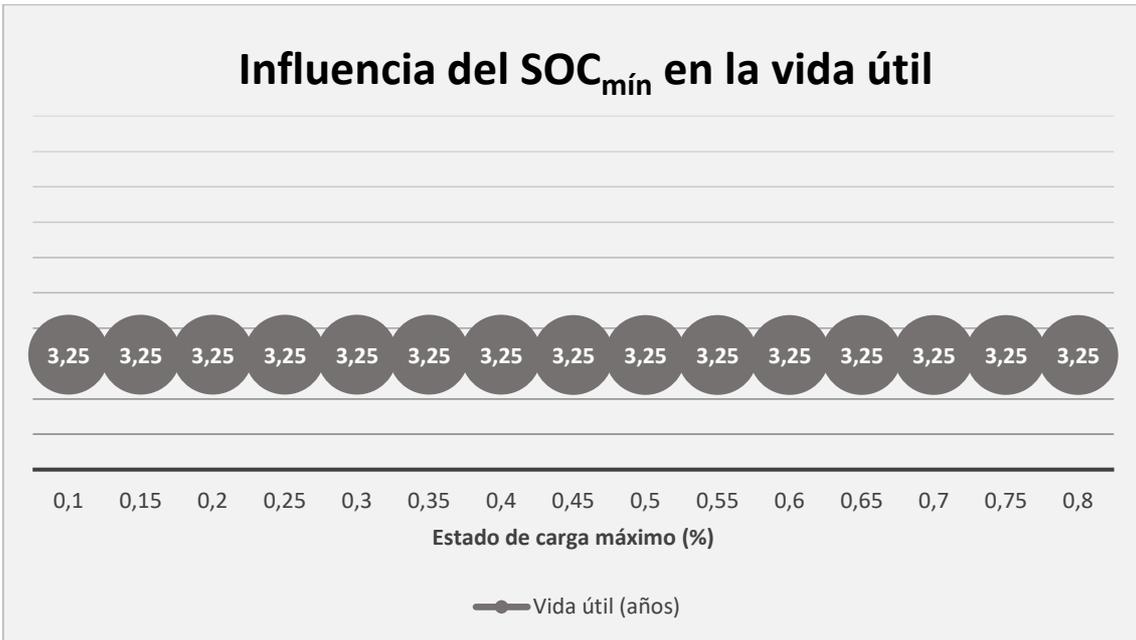
Estado de Carga (SOC %)

En el siguiente apartado se variarán los límites del estado de carga. Inicialmente se mantiene el estado de carga mínimo (10%) y se reduce el estado de carga máximo obteniendo los siguientes resultados:



Gráfica 8. Comparación de la vida útil con diferentes SOC máximo. Fuente: elaboración propia.

A continuación se realiza el proceso opuesto, manteniendo el estado de carga máximo (100%) y aumentando el estado de carga mínimo como se observa en la **Gráfica 9**.

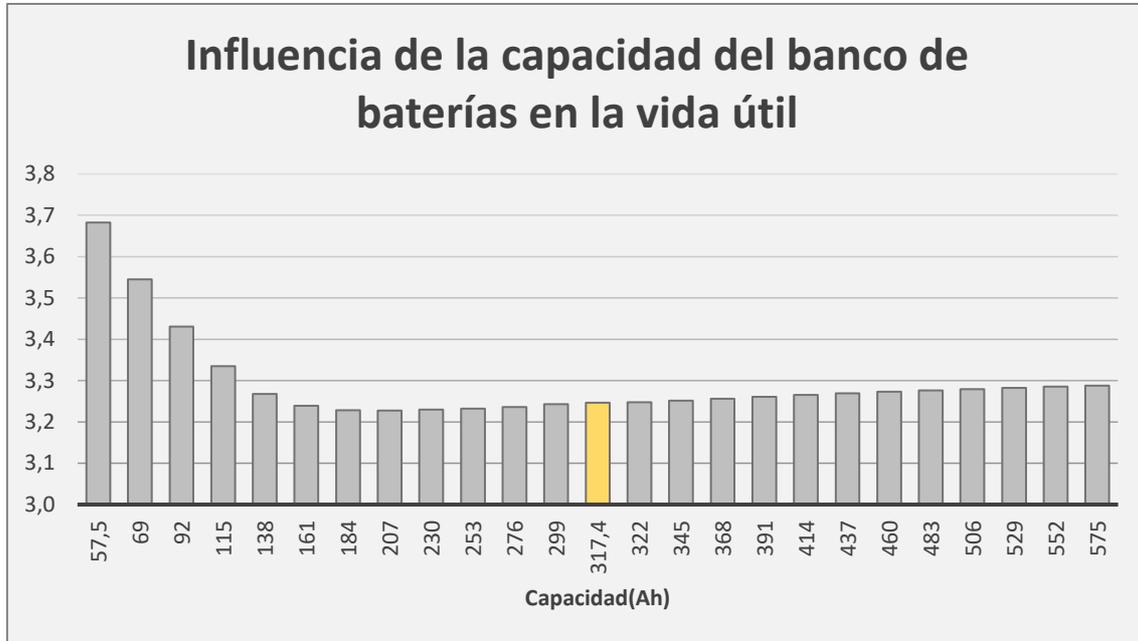


Gráfica 9. Comparación de la vida útil con diferentes SOC mínimo.

Se observa como la disminución del estado de carga máximo de la batería se traduce en un aumento en la vida útil de la batería, mientras que el aumento del estado de carga mínimo no produce ningún cambio sustancial.

Capacidad

Para finalizar se realizará una variación en el número de baterías en paralelo, modificando así la capacidad del banco de baterías obteniendo los resultados presentes en la **Gráfica 10**.



Gráfica 10. Comparación de la vida útil con diferentes capacidades.

La capacidad del caso base son 317,4 Ah (138 baterías x 2,3 Ah), indicado en amarillo en la **Gráfica 10**. En una primera observación se puede concluir que un aumento de hasta el doble de capacidad del banco de baterías no afecta al aumento de su vida útil. También es recalculable como se produce un aumento más pronunciado si reducimos la capacidad base.

4.4.2 Caso de estudio 3

Este experimento se realizará con los datos base presentados en la **Tabla 10**.

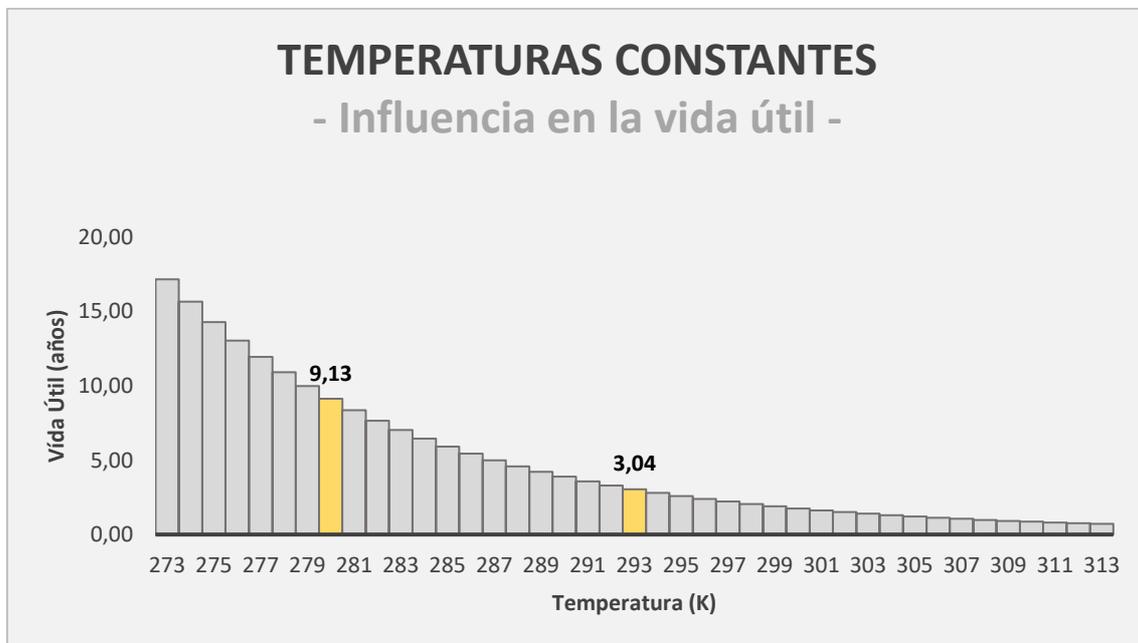
Caso de estudio 3 (Datos base)	
Escenario	Inverness (Escocia)
Inclinación	75 grados
Potencia fotovoltaica	6.8 kWp
Configuración banco de baterías (nº en paralelo, nº en serie)	$NB_p = 138$ $NB_s = 16$
Temperatura	293 K (cte.)

Tabla 10. Especificaciones del caso de estudio 3. Fuente: elaboración propia.

Con estos datos se obtiene una vida útil de **3,04 años**. En los siguientes apartados se analiza la variación en una de las variables en observación mientras que el resto se mantienen fijas.

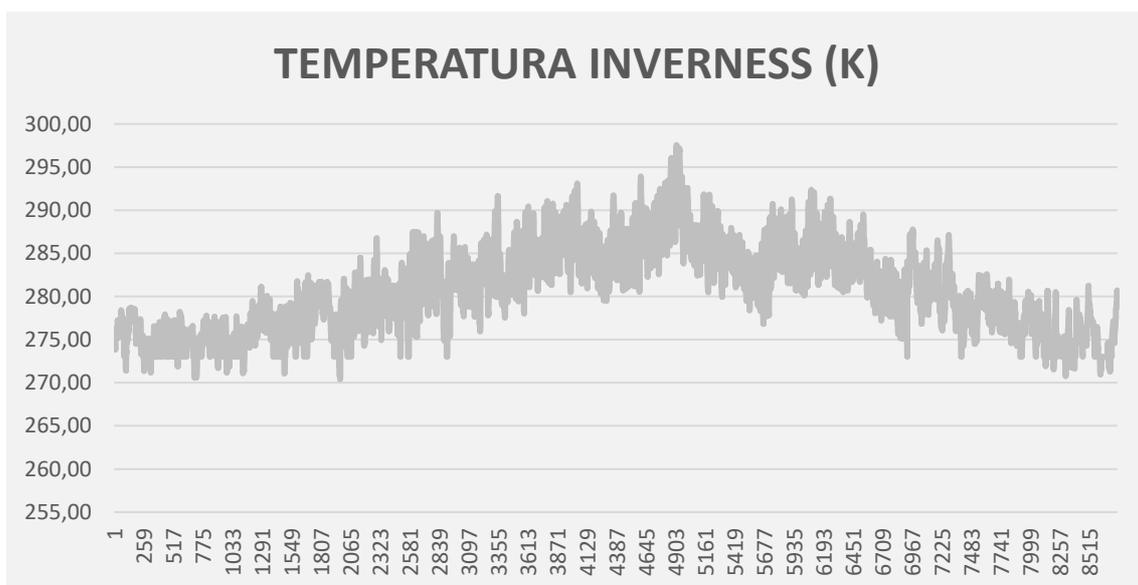
Temperatura

En este apartado se pretende evaluar el modelo con diferentes temperaturas (constantes y variables). Primero se ha realizado la evaluación de diferentes temperaturas constantes obteniendo los valores representados en la **Gráfica 11**.



Gráfica 11. Comparación de la vida útil con diferentes temperaturas constantes en caso 3.

A continuación se muestra en la **Gráfica 12**, la temperatura variable del escenario en cuestión:



Gráfica 12. Temperatura horaria durante el año en Inverness.

Se obtiene entonces la **Tabla 11**. presentada a continuación que muestra la variación en los resultados obtenidos en cuanto a la vida útil se refiere siendo “Promedio” la temperatura promedio de la temperatura variable anual.

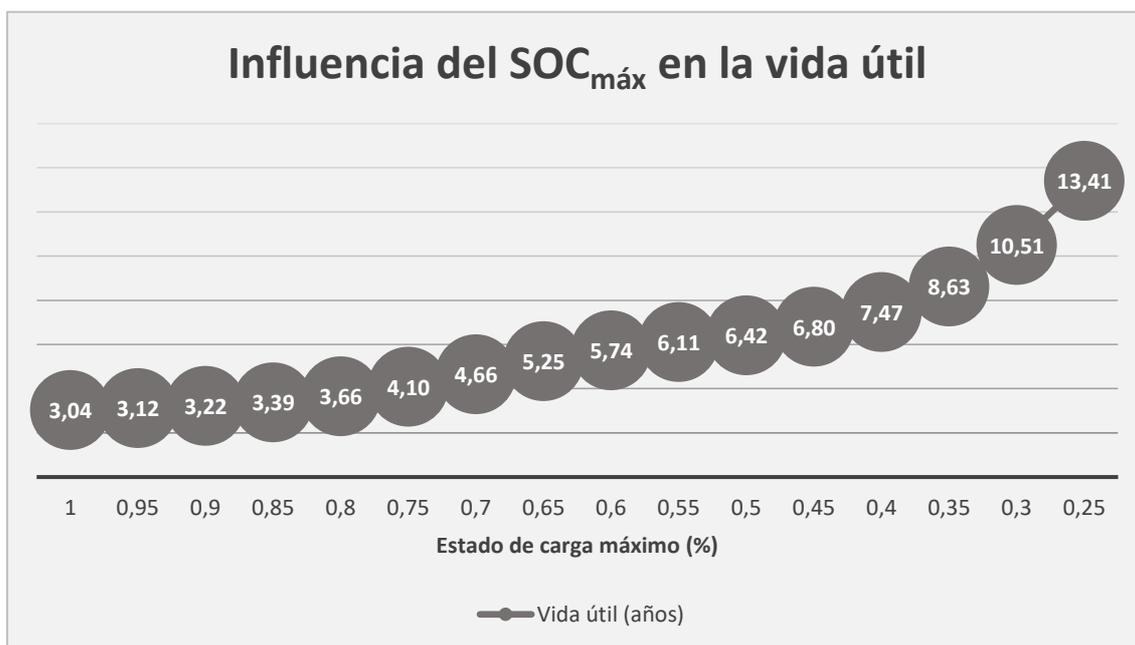
Temperatura		Variación
Constante (293 K)	3,04 años	-
Variable	6,36 años	+ 52 %
Promedio (280,61 K)	9,13 años	+67 %

Tabla 11. Variación en la vida útil con respecto a la temperatura utilizada. Fuente elaboración propia.

Estos resultados indican una variación de gran magnitud de la temperatura constante utilizada con respecto a los valores obtenidos con la temperatura variable y con la temperatura promedio de la misma.

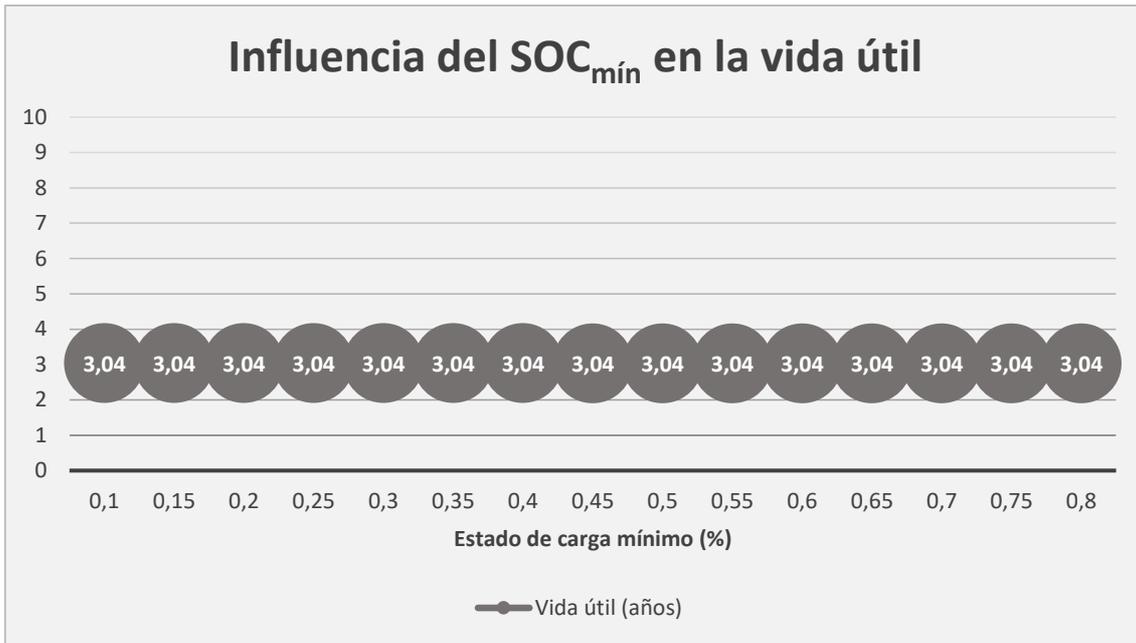
Estado de Carga (SOC %)

En el siguiente apartado se variarán los límites del estado de carga. Inicialmente se mantiene el estado de carga mínimo (10%) y se reduce el estado de carga máximo obteniendo los resultados presentes en la **Gráfica 13**.



Gráfica 13. Comparación de la vida útil con diferentes SOC máximo.

A continuación se realiza el proceso opuesto, manteniendo el estado de carga máximo (100%) y aumentando el estado de carga mínimo como se observa en la **Gráfica 14**.

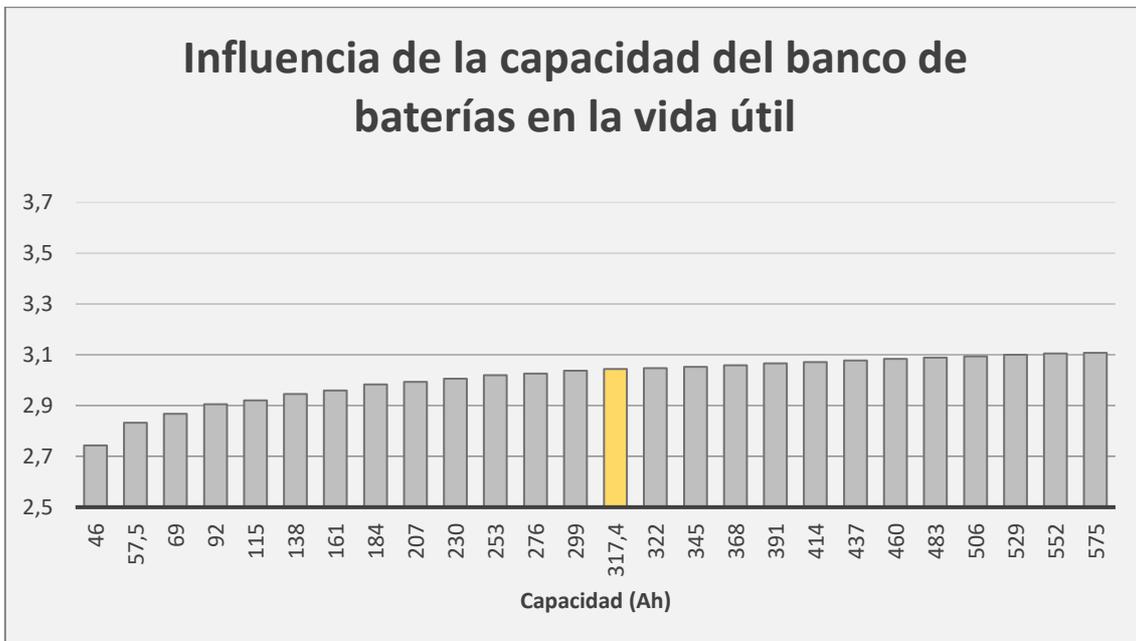


Gráfica 14. Comparación de la vida útil con diferentes SOC mínimo.

Se puede observar como la disminución del estado de carga máximo de la batería se traduce en un aumento en la vida útil de la batería, mientras que el aumento del estado de carga mínimo no produce ningún cambio sustancial.

Capacidad

Para finalizar se realizará una variación en el número de baterías en paralelo, aumentando así la capacidad del banco de baterías (**Gráfica 15.**).



Gráfica 15. Comparación de la vida útil con diferentes capacidades.

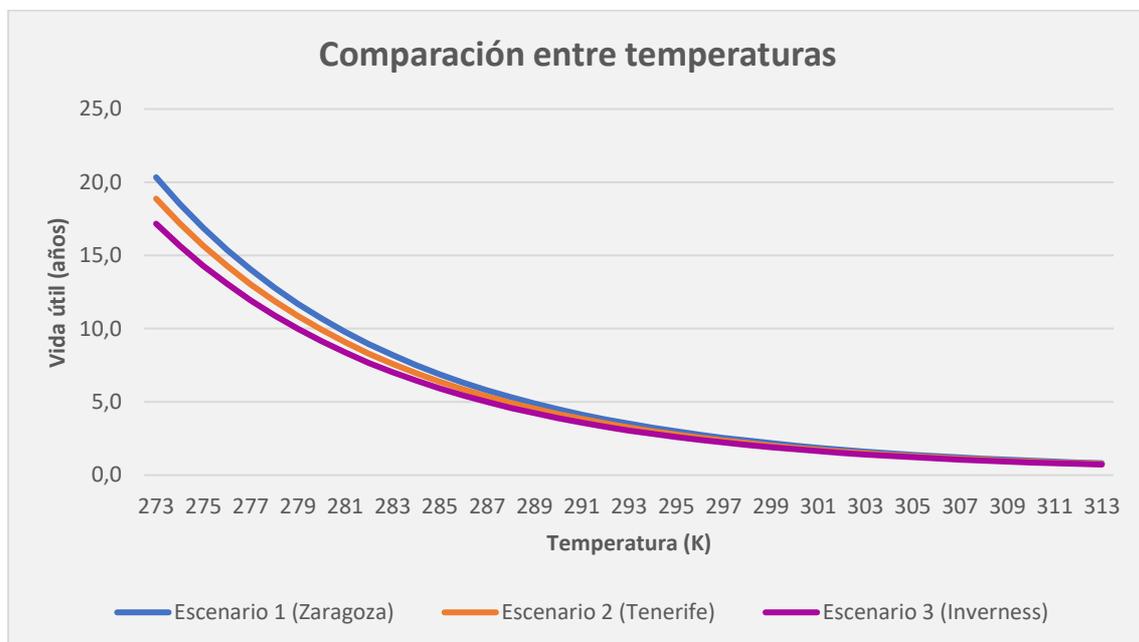
La capacidad del caso base son 317,4 Ah (138 baterías x 2,3 Ah), indicado en amarillo en la **Gráfica 15**. Con un simple vistazo se puede observar que el aumento de la capacidad del banco no afecta al aumento de la vida útil significativamente, aumentando desde el principio de manera continua pero de un modo insignificante.

4.5 Discusiones

A continuación se realizarán comparaciones entre los resultados obtenidos con la variación de cada una de las variables en observación tratando de aportar una mejor visualización de los resultados.

4.5.1 Discusión 1

Se tratará a continuación de estudiar la variable a considerar “Temperatura” representando los datos más relevantes obtenidos en los anteriores casos de estudio en la **Gráfica 16**.

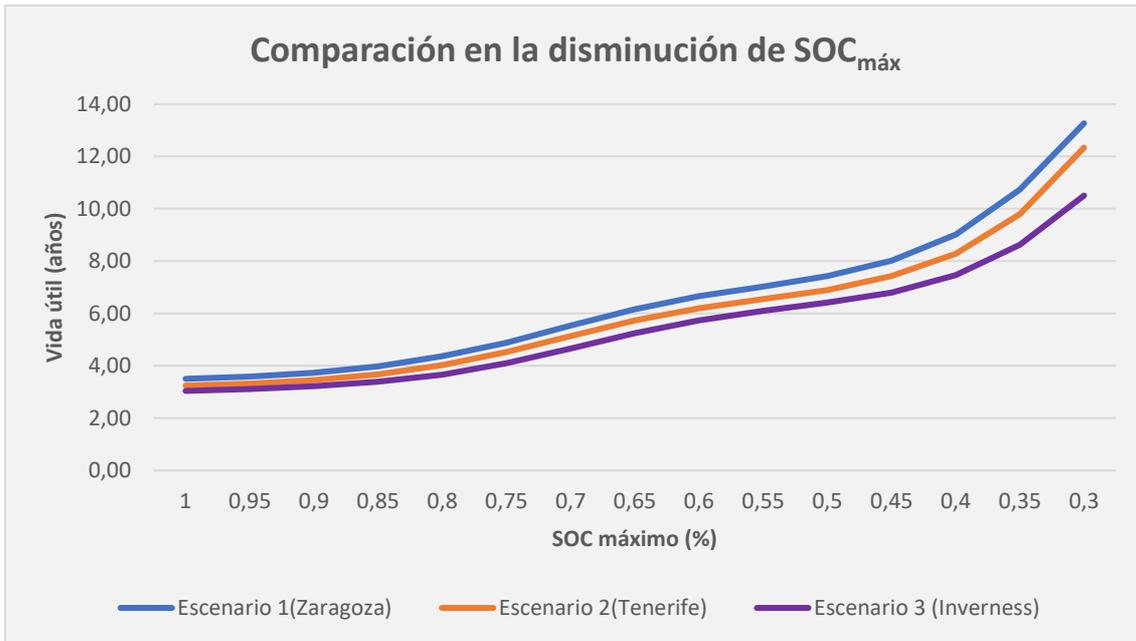


Gráfica 16. Comparación de la tendencia de las temperaturas constantes en los tres escenarios. Fuente: elaboración propia

Se observa cómo aunque en los tres experimentos nos encontramos con valores de generación diferentes la disminución en el valor de la vida útil con respecto al aumento de temperatura mantiene prácticamente la misma curva de decrecimiento.

4.5.2 Discusión 2

Se tratará a continuación de estudiar la variable de decisión “Estado de carga” representando los datos más relevantes obtenidos en los anteriores casos de estudio en la **Gráfica 17**.



Gráfica 17. Comparación de la tendencia de la variación del SOC máximo en los tres escenarios. Fuente: elaboración propia.

Se observa que aunque los diferentes escenarios presentan potencias de generación diferentes mantienen la misma curva de aumento en cuanto al incremento del estado de carga máximo.

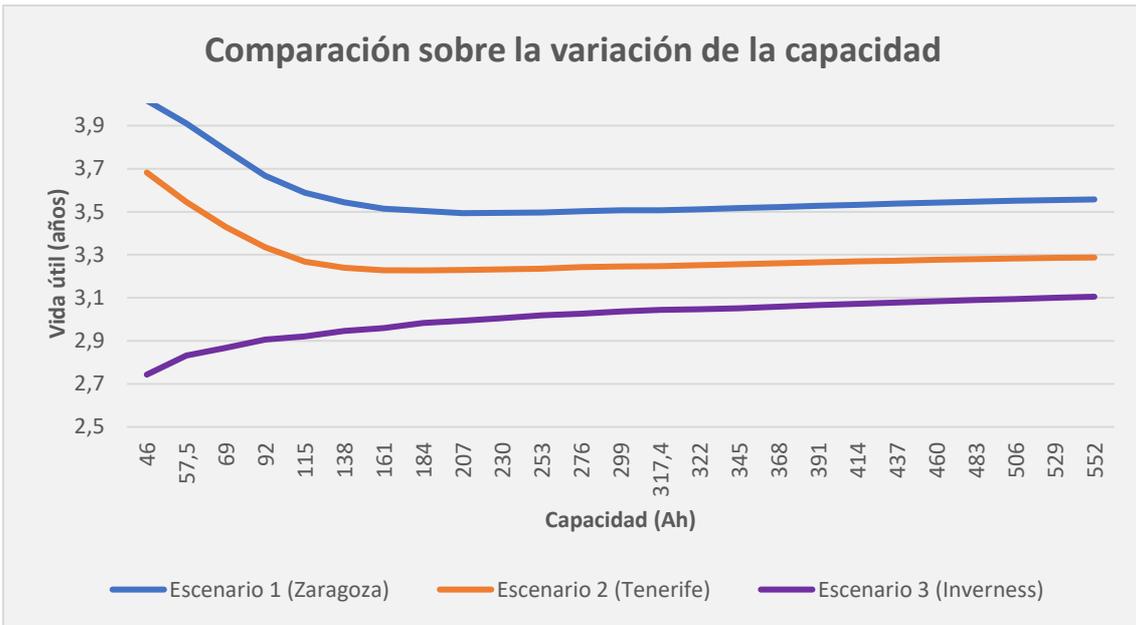
A continuación se podría hacer un estudio del aumento del estado de carga mínimo, pero dado que no presenta variación alguna con respecto a su modificación en ninguno de los casos de estudio planteados, se ha optado por no representarlo.

4.5.3 Discusión 3

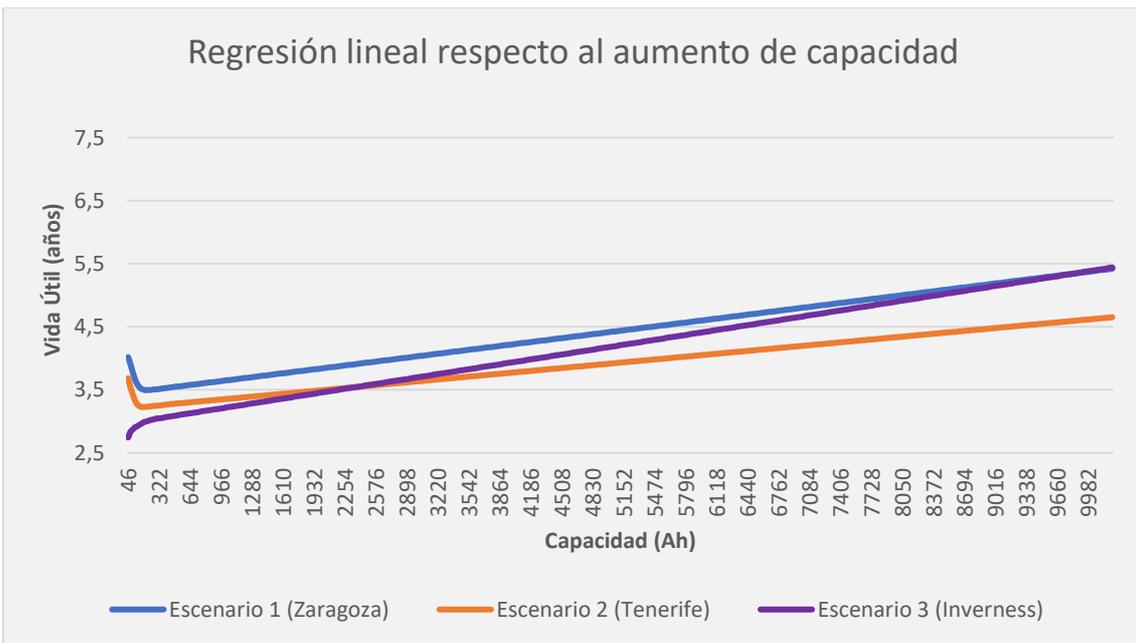
Se tratará a continuación de estudiar la variable de decisión “Capacidad” representando los datos más relevantes obtenidos en los anteriores casos de estudio en la **Gráfica 18**.

Se observa en la **Gráfica 18**, como en los dos primeros escenarios la vida útil es mayor cuanto menor es la capacidad mientras que en el tercer escenario es menor cuanto menos capacidad tiene el banco de baterías. Por tanto el aumento de la capacidad no conlleva un aumento de la vida útil remarcable en este tipo de baterías a primera vista.

En cambio, si se realiza una regresión lineal sobre las funciones formadas por los valores obtenidos (**Gráfica 19**) se concluye que el aumento en la vida útil sería sustancial con una capacidad de al menos 10000 Ah donde se doblaría la vida útil de los bancos de baterías. Se puede observar también como en el tercer escenario dada su mayor potencia de generación se observa un mayor crecimiento lineal.



Gráfica 18. Comparación de la tendencia de la variación de la capacidad en los tres escenarios. Fuente: elaboración propia.



Gráfica 19. Regresión lineal de la tendencia en el aumento de la capacidad. Fuente: elaboración propia

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

5.1 Conclusiones

Este trabajo remarca el importante papel que tienen las baterías Ión-Litio en la actualidad. La necesidad de desarrollar técnicas para conocer el comportamiento de este tipo de baterías en condiciones reales de trabajo ha impulsado este trabajo para, en este caso, realizar una predicción de la vida útil y conocer qué situaciones son más favorables para su desarrollo en sistemas aislados basados en fuentes renovables.

Respecto al modelo utilizado podemos concluir que ofrece unos resultados coherentes en cuanto a la predicción de la vida útil. También que los valores obtenidos mediante la evaluación únicamente del primer año de funcionamiento son adecuados para estimar la vida útil de la batería por lo que se reduce la complejidad de cálculo que presenta la evaluación de los años necesarios hasta que la capacidad remanente alcance el 80%.

En cuanto a los casos de estudio se puede concluir que:

La elección de la temperatura a la que se realice el estudio es un aspecto decisivo en la predicción. En climas donde la temperatura promedio del escenario es similar a la temperatura constante del caso base se obtienen resultados similares y coherentes. En cambio en climas más inestables encontramos discrepancias en la predicción. Es cierto que la temperatura variable utilizada en los casos de estudio es la exterior de los escenarios lo que permite concluir que la temperatura de estudio ($T^a = 293K$) es adecuada para realizar la predicción.

Según los resultados obtenidos también se puede concluir que la elección del límite de carga máximo puede alargar la vida útil del banco de baterías con cualquier tipo de potencia de generación. Los resultados nos indican que al disminuir un 20 % el límite de carga máximo podemos obtener hasta un 25 % de incremento en la vida útil del banco de baterías. Hay que recalcar que cuanto mayor sea la reducción del límite de carga superior menor será la autonomía del banco de baterías. Por otro lado modificar el límite mínimo del estado de carga aumentándolo no permite obtener ningún incremento en la longevidad del banco de baterías, pero es recomendable no reducirlo hasta el 0% para evitar descargas profundas de las baterías.

En cuanto a la capacidad del banco de baterías se puede concluir que realizar pequeños aumentos de capacidad no afecta en cuanto a incremento en la vida útil se refiere. Por el contrario si el aumento de capacidad es relativamente grande (10000 Ah) la vida útil del banco de baterías puede llegar a doblarse. Asimismo se puede concluir que cuanto mayor potencia de generación tenga el sistema más aprovechable será el aumento de capacidad en términos de la vida útil del banco de baterías.

5.2 Líneas futuras

Dado que el modelo ya se ha reproducido se puede realizar un mayor número de simulaciones con potencias de generación diferentes o con diferentes tipos de carga que nos den más datos sobre el comportamiento de este tipo de baterías. Igualmente sería interesante variar los datos de los elementos que componen el sistema, en especial las celdas electroquímicas, para observar si el modelo sigue respondiendo de forma coherente.

También se podría considerar utilizar una estrategia diferente en el controlador de carga que permita estudiar si al descargar la batería cuando alcanza el límite de carga máximo se incrementa la vida útil.

6. BIBLIOGRAFÍA

Ordenados según aparición de citas en el documento, se adjuntan las referencias de los artículos de revistas científicas y documentos publicados en libros:

- [1] M. Astaneh, R. Dufo-López, R. Roshandel y J. L. Bernal-Agustín, «A novel lifetime prediction method for lithium-ion batteries in the case of stand-alone renewable energy systems,» *Electrical Power and Energy Systems*, 2018.
- [2] M. Astaneh, R. Roshandel, R. Dufo-López y J. L. Bernal-Agustín, «A novel framework for optimization of size and control strategy of lithiumion battery based off-grid renewable energy systems,» *Energy Conversion and Management*, 2018.
- [3] A. R. M. Collares-Pereira, «The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values,» *Sol. Energy.*, pp. 155-164, 1979.
- [4] R. Dufo-López, «Energía eólica,» de *6. Integración con otras fuentes energéticas*, 2018.
- [5] Y. Nishi, «Lithium ion secondary batteries; past 10 years and the future,» *Journal of Power Sources* , pp. 101-106, 2001.
- [6] W. John, *The handbook of lithium-ion battery pack design. Chemistry, components, types and terminology.*, Grand Bland, MI, USA.: Elsevier, 2015.
- [7] J. B. G. a. K.-S. Park, «The Li-Ion Rechargeable Battery: A Perspective,» *Journal of the american chemical society*, pp. 1167-1176, 2013.
- [8] M. García-Gracia, «Comportamiento eléctrico de un generador solar,» de *Instalaciones de producción eléctrica con EERR*, Zaragoza, 2018.
- [9] S. Pfenninger y I. Staffell, «www.renewables.ninja,» ETH Zürich. [En línea]. [Último acceso: 11 2018].
- [10] M. Astaneh, R. Dufo-López, R. Roshandel, F. Golzar y J. L. Bernal-Agustín, «Supplementary Information for: A computationally efficient Li-ion electrochemical battery model for long -term analysis of stand-alone renewable energy systems,» *Electrical Power and Energy System*, 2018.
- [11] S. elektronik, «www.steca.com,» 11 2018. [En línea].
- [12] M. Safari y C. Delacourt, «Aging of a Commercial Graphite/LiFePO4 Cell,» *Journal of The Electrochemical Society*, 2011.
- [13] G. J. May, . A. Davidson y B. Monahov, «Lead batteries for utility energy storage: A review,» *Journal of Energy Storage*, pp. 145-157, 2018.
- [14] M. García-Gracia, «Instalaciones de producción eléctrica con EERR,» de *Fundamentos de la conversión fotovoltaica*, Zaragoza, 2018.

Índice de tablas

Tabla 1. Características de los tipo de baterías más utilizados. Fuente: Sección de libro [4]	14
Tabla 2. Combinaciones químicas más frecuentes en baterías de ión-litio. Fuente: Fig. 1, Artículo [7].....	17
Tabla 3. Criterios del regulador para el cálculo de la corriente de carga. Fuente: Elaboración propia.	19
Tabla 4. Resultados del artículo realizado por Astaneh et al. , 2018. Fuente: Tabla 6., Artículo [2]	21
Tabla 5. Comparación de los resultados obtenidos en la validación del modelo. Fuente: elaboración propia.	21
Tabla 6. Especificaciones del caso de estudio 1. Fuente: elaboración propia.....	23
Tabla 7. Variación en la vida útil con respecto a la temperatura utilizada. Fuente: elaboración propia.	25
Tabla 8. Especificaciones del caso de estudio 2. Fuente: elaboración propia.	27
Tabla 9. Variación en la vida útil con respecto a la temperatura utilizada. Fuente: elaboración propia.	28
Tabla 10. Especificaciones del caso de estudio 3. Fuente: elaboración propia.....	30
Tabla 11. Variación en la vida útil con respecto a la temperatura utilizada. Fuente elaboración propia.	32
Tabla 12. Especificaciones del panel fotovoltaico base. Fuente: Tabla S.5, artículo [10].....	42
Tabla 13. Especificaciones técnicas del inversor. Fuente: Especificaciones del producto [11] ..	42
Tabla 14. Parámetros del modelo comercial C26650 2.3 Ah gr/LFP celda ión-litio. Fuente: Artículo [12].....	43
Tabla 15. Especificaciones técnicas del controlador de carga. Fuente: Especificaciones del producto [11]	43

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Radiación solar potencial en Europa. Fuente: Comisión Europea-JRC, PVgis.	7
Ilustración 2. Funcionamiento teórico de una unión P-N. Fuente: Sección de libro [14].....	11
Ilustración 3. Instalación fotovoltaica aislada. Fuente: Fundación Hidrógeno Aragón.	12
Ilustración 4. Potencia generada por los paneles en kW. Fuente: Ecuación 1, artículo [2]	12
Ilustración 5. Curva eficiencia-potencia del inversor. Fuente: Fig. 2. Artículo [2].....	13
Ilustración 6. Química y componentes principales de una batería plomo-ácido Fuente: Fig. 1(editada), Artículo [13]	15
Ilustración 7. Química y componentes principales de una batería níquel-cadmio Fuente: Fig. 5 (editada), Artículo [13]	15
Ilustración 8. Funcionamiento electroquímico de una batería Ión-Litio. Fuente: Fig. 1(editada), Artículo [7].....	16
Ilustración 9. Diagrama de flujo de los procesos realizados en modelo en estudio. Fuente: Fig. S.1., Artículo [10]	18

Índice de gráficas

Gráfica 1. Comparación de la vida útil con diferentes temperaturas constantes en caso 1. Fuente: elaboración propia.	24
Gráfica 2. Temperatura horaria durante el año en Zaragoza. Fuente: Sitio web [7].....	24
Gráfica 3. Comparación de la vida útil con diferentes SOC máximo. Fuente: elaboración propia.	25
Gráfica 4. Comparación de la vida útil con diferentes SOC mínimo. Fuente: elaboración propia.	26
Gráfica 5. Comparación de la vida útil con diferentes capacidades. Fuente: elaboración propia.	26
Gráfica 6. Comparación de la vida útil con diferentes temperaturas constantes en caso 2. Fuente: elaboración propia.	27
Gráfica 7. Temperatura horaria durante el año en Tenerife. Fuente: Sitio web [7].....	28
Gráfica 8. Comparación de la vida útil con diferentes SOC máximo. Fuente: elaboración propia.	29
Gráfica 9. Comparación de la vida útil con diferentes SOC mínimo.	29
Gráfica 10. Comparación de la vida útil con diferentes capacidades.	30
Gráfica 11. Comparación de la vida útil con diferentes temperaturas constantes en caso 3. ...	31
Gráfica 12. Temperatura horaria durante el año en Inverness.	31
Gráfica 13. Comparación de la vida útil con diferentes SOC máximo.	32
Gráfica 14. Comparación de la vida útil con diferentes SOC mínimo.	33
Gráfica 15. Comparación de la vida útil con diferentes capacidades.	33
Gráfica 16. Comparación de la tendencia de las temperaturas constantes en los tres escenarios. Fuente: elaboración propia.....	34
Gráfica 17. Comparación de la tendencia de la variación del SOC máximo en los tres escenarios. Fuente: elaboración propia.....	35
Gráfica 18. Comparación de la tendencia de la variación de la capacidad en los tres escenarios. Fuente: elaboración propia.	36
Gráfica 19. Regresión lineal de la tendencia en el aumento de la capacidad. Fuente: elaboración propia.	36

ANEXO I. DATOS Y ESPECIFICACIONES

Se presentan a continuación las diferentes tablas que incluyen las características y especificaciones de los elementos del sistema fotovoltaico.

a) Especificaciones del **panel fotovoltaico base**.

Parámetros	Valores
Tensión DC del BUS	48 VDC
Potencia instalada	2.4 kW
Tipo comercial de panel	Schott ASI100
Tensión nominal	12 V
Corriente de cortocircuito	6.79 A
Potencia nominal	100 W
Numero de paneles en serie	4
Número de paneles en paralelo	6
Ángulo de inclinación	60°
Factor de pérdidas	10%

Tabla 12. Especificaciones del panel fotovoltaico base. Fuente: Tabla S.5, artículo [10]

b) Especificaciones del **inversor base STECA: SOLARIX PI1200 de 900 VA**.

Parámetros	Valores
Potencia continuo	900 VA
Eficiencia máx.	94%
Tipo comercial de inversor	STECA PI 1100
Tensión del sistema	48 V
Tensión entrada CC	42 V... 64V
Tensión de salida CA	230 AC+/- 10%
Frecuencia de salida	50 Hz
Clase de protección	II (doble aislamiento)
Protección electrónica	Polaridad invertida batería, polaridad invertida CA, sobretensión, sobre corriente, sobre temperatura
Temperatura ambiente	-20°C+50°C

Tabla 13. Especificaciones técnicas del inversor. Fuente: Especificaciones del producto [11]

c) A continuación se presenta la tabla con las especificaciones del modelo electroquímico de la celda en estudio **Li-ion 26650 grafito/LFP (LiFePO₄) con 2.3 Ah** de capacidad nominal.

Parámetros	Electrodo negativo	Separador	Electrodo positivo
Espesor, δ (m)	3.4×10^{-5}		7×10^{-5}

Radio de la partícula, R_s (m)	3.5×10^{-6}	3.65×10^{-8}
Fracción de material de volumen activo, ε_s	0.55-0.56	0.428-0.435
Concentración máxima de la fase sólida, $c_{s,max}$ (mol m ⁻³)	31370	22806
Estequiometría al 0% SOC, $x_{0\%}, y_{0\%}$	0	0.76
Estequiometría al 100% SOC, $x_{100\%}, y_{100\%}$	0.80	0.03
Concentración del electrolito media, $c_{e,avg}$ (mol m ⁻³)		1000
Coefficiente de transferencia de carga, α	0.5	0.5
Coefficiente de difusión de la fase sólida de Litio, D_s (m ² s ⁻¹)	2×10^{-14}	1.18×10^{-18}
Área, A (m ²)	0.1755	0.1694
Densidades de corriente de intercambio variable, (A m⁻²)		
$i_{0,p} = F \left(-4.3 \times 10^{-16} \left(\frac{I}{A_p} \right)^2 + 2 \times 10^{-14} \left \frac{I}{A_p} \right + 1.1 \times 10^{-14} \right) c_e^{1-\alpha} c_{s,p,max} (1-y_s)^{1-\alpha} y_s^\alpha$		(S.23)
$i_{0,n} = 8.19 \times 10^{-12} F c_e^{1-\alpha} c_{s,n,max} (1-x_s)^{1-\alpha} x_s^\alpha$		(S.24)

Tabla 14. Parámetros del modelo comercial C26650 2.3 Ah gr/LFP celda ión-litio. Fuente: Artículo [12]

d) Especificaciones del **controlador de carga STECA POWER TAROM 4055**

Parámetros	Valores
Tensión del sistema	48 V
Consumo propio	14 mA
Tipo comercial de inversor	STECA TAROM 4055
Tensión de circuito abierto del módulo solar	< 100 V
Corriente del módulo	55 A
Corriente de consumo	55A
Tensión de reconexión (SOC/LVR)	> 50%/ 50,4 V
Protección contra descarga profunda	<30% /44,4 V
Tensión final de carga	54,8 V
Temperatura ambiente	-10°C+60°C

Tabla 15. Especificaciones técnicas del controlador de carga. Fuente: Especificaciones del producto [11]