



**Universidad**  
Zaragoza

## Trabajo Fin de Máster

*Modelado general y simulación de sistemas de almacenamiento de energía híbridos*

*General modeling and simulation of hybrid energy storage systems*

Autor

Víctor Malumbres Talles

Director/es

Carlos Bernal Ruiz  
Jesús Sergio Artal Sevil  
Iván Sanz Gorrachategui

Escuela de Ingeniería y Arquitectura  
2018-2019

# Modelado general y simulación de sistemas de energía híbridos

## Resumen

Este trabajo de Fin de Máster tiene como objetivo principal el análisis e implementación de un modelo energético para una instalación híbrida de almacenamiento de energía eléctrica. A su vez, el estudio y modelado de elementos de almacenamiento de energía (baterías en concreto) e implementación de diferentes políticas de control de la instalación híbrida y políticas de reemplazo de los elementos de almacenamiento de la instalación, son otros objetivos que se plantean en este trabajo.

En primer lugar, llevamos a cabo la revisión bibliográfica sobre instalaciones híbridas de almacenamiento, desde las perspectivas de topologías de conexionado y arquitecturas de control. Además, se incluye una revisión sobre los elementos de almacenamiento, junto a sus propiedades físicas y métricas más representativas.

Comprendida la fase de revisión bibliográfica, modelamos e implementamos un modelo en espacio de estado para una instalación híbrida con topología en bus común. A su vez, se implementa un modelo de batería, como elementos de almacenamiento, a nivel energético y también a nivel de envejecimiento y degradación.

Finalizado los modelos de instalación y batería, se plantean e implementan dos políticas de carga, que seleccionan el elemento que va a trabajar en función del estado de salud de los elementos de almacenamiento que conforman la instalación híbrida. A su vez, se implementan dos políticas de reemplazo de los elementos en función de las políticas de carga utilizada.

Para finalizar, a través de los resultados obtenidos entre las comparativas de las políticas de carga y reemplazo, e instalaciones convencionales de almacenamiento, en función de un conjunto de métricas planteadas, se concluye las ventajas que presentan las instalaciones híbridas frente a las convencionales y las políticas que son más factibles en uso.

## Índice

1.	Introducción .....	6
1.1	Antecedentes .....	6
1.2	Objetivos del Trabajo Final de Máster.....	7
1.3	Metodología y distribución de tareas.....	8
1.4	Resumen de los apartados del documento .....	9
2.	Revisión del Estado del Arte .....	10
2.1.	Propiedades de los elementos de almacenamiento .....	10
2.2	Instalaciones de almacenamiento de energía .....	12
2.2.1	Estructura genérica de control en <i>HESS</i> .....	14
2.2.2	Arquitecturas de conexionado en <i>HESS</i> .....	15
2.3	Reciclaje de elementos de almacenamiento .....	17
3.	Modelado Genérico de Sistema de Almacenamiento de Energía Híbrido .....	18
3.1	Modelo de la instalación .....	19
4.	Modelado de los Elementos de Almacenamiento.....	21
4.1	Modelo energético de batería.....	21
4.2	Modelo de envejecimiento y degradación de batería.....	24
5.	Métricas .....	26
6.	Políticas de control .....	27
6.1	Política de selección de batería con mejor estado de salud .....	28
6.2	Política de selección de batería con peor estado de salud .....	28
6.3	Comparativas entre políticas de control .....	31
7.	Políticas de reemplazo .....	39
8.	Conclusiones y Líneas de Trabajo Futuro .....	42
9.	Referencias Bibliográficas.....	44
	Anexo 1. Implementación modelo de instalación híbrida en bus común. ....	48
	Anexo 2. Implementación modelo de batería. ....	49
	Anexo 2.1 Modelo de batería .....	49
	Anexo 2.2 Modelo de envejecimiento.....	51
	Anexo 3. Implementación de políticas de control .....	52
	Anexo 3.1 Política de selección de batería con mejor SoH.....	52
	Anexo 3.2 Política de selección de batería con peor SoH.....	55
	Anexo 4. Implementación de políticas de reemplazo.....	58
	Anexo 4.1 Política de reemplazo de batería cuando su estado de salud es del 0% ....	58
	Anexo 4.2 Política de reemplazo del pack de baterías cuando el estado de salud total es del 0%.....	59
	Anexo 5. Simulador de instalación de almacenamiento híbrida .....	60
	Anexo 6. Entrelazado de políticas de control .....	74

## Índice de Figuras

Figura 1. Elementos de almacenamiento en función de su densidad energética y de potencia.....	12
Figura 2. Estructura de ESS convencional .....	13
Figura 3. Arquitecturas de conexionado. (a) conexión pasiva en paralelo (b) conexión en cascada o semi-activa (c) conexión en bus-común o activa .....	15
Figura 4. Comparativa de topologías.....	16
Figura 5. Arquitectura en bus común .....	18
Figura 6. Esquema eléctrico equivalente para batería .....	22
Figura 7. Grafo de flotación .....	23
Figura 8. Flujograma para el modelo energético de batería .....	24
Figura 9. Tabla aSoH versus Temperatura. ....	25
Figura 10. Jerarquización del control de la instalación .....	27
Figura 11. Política de control de selección de batería con mejor SoH.....	29
Figura 12. Política de control de selección de batería con peor SoH .....	30
Figura 13. Evolución temporal SoH para política de selección de mejor SoH .....	32
Figura 14. Evolución temporal SoH para política de selección de peor SoH .....	33
Figura 15. Evolución temporal SoH para instalación con una batería .....	33
Figura 16. Capacidad equivalente para las simulaciones .....	34
Figura 18. Tensión en bornes para la política de selección de mejor SoH.....	37
Figura 19. Tensión en bornes para la política de selección de peor SoH.....	37
Figura 20. Tensión en bornes para instalación de una sola batería .....	38
Figura 21. Evolución temporal del SoH para política de selección por mejor SoH y reemplazo.....	40
Figura 22. Evolución temporal del SoH para selección por peor SoH y reemplazo .....	40
Figura 23. Evolución temporal del SoH para instalación con una batería y reemplazo. ....	41

## Índice de Tablas

Tabla 1. Comparativa entre diferentes tecnologías de batería.....	11
Tabla 2. Comparativa entre baterías y ultracapacidades .....	11
Tabla 3. Algoritmos de control utilizados en el nivel superior de control en HESS.....	15
Tabla 4. Características iniciales de simulación para cinco baterías.....	31
Tabla 5. Métricas por batería para política de selección de mejor SoH .....	35
Tabla 6. Métricas totales para política de selección de mejor SoH.....	35
Tabla 7. Métricas por batería para política de selección de peor SoH .....	35
Tabla 8. Métricas totales para política de selección de peor SoH.....	35
Tabla 9. Métricas por batería y totales para instalación con una sola batería .....	36
Tabla 10. Baterías reemplazadas en función de las políticas de carga.....	41
Tabla 11. Coste del reemplazo por simulación .....	41

## Índice de Ecuaciones

Ecuación 1. Representación genérica en espacio de estados.....	18
Ecuación 2. Modelo en espacio de estado arquitectura bus común.....	19
Ecuación 3. Expresión para el parámetro B .....	20
Ecuación 4. Descripción del parámetro A .....	20
Ecuación 5. Expresión para el SoC .....	22
Ecuación 6. Expresión para la tensión en bornes .....	22
Ecuación 7. Expresión de degradación de SoH por trabajo .....	24
Ecuación 8. Expresión para el cálculo de SoH.....	25

## 1. Introducción

El contexto en el que se enmarca el presente Trabajo Fin de Máster es el proyecto de investigación BATT-Ex, el cual está siendo desarrollado conjuntamente por el Grupo de Electrónica de Potencia y Microelectrónica de la Universidad de Zaragoza y la Universidad de Mondragón.

El proyecto BATT-Ex propone una solución novedosa, rentable y viable para minimizar el gasto en materias primas, la huella medioambiental y el coste económico de las instalaciones fotovoltaicas off- grid.

El objetivo perseguido en el proyecto BATT-Ex es claro: obtener un producto real, rentable y atractivo a corto plazo que consista en la hibridación de diferentes tecnologías de almacenamiento, auxiliados por la Electrónica de Potencia, para conseguir una extensión significativa de la vida útil de los sistemas actuales de almacenamiento de energía por baterías.

### 1.1 Antecedentes

Existen varias razones que han motivado el desarrollo del proyecto de investigación en el que se enmarca este *TFM*. La implantación de servicios basados en instalaciones aisladas afecta a varios ámbitos de la actividad humana y, en definitiva, es aplicable a cualquier actividad donde sea necesario recabar información o actuar sobre un número de elementos de control dispersos y aislados.

La principal dificultad, y campo de investigación, es el suministro de energía a estas redes de puntos distribuidos y aislados, siendo este aspecto, el de la alimentación de sistemas aislados, donde incide el proyecto BATT-Ex.

Lo habitual en sistemas aislados es el uso de energías renovables, las cuales tienen un alto grado de incertidumbre en la capacidad de generación, siendo claramente dependientes del clima. Por otra parte, los consumos en este tipo de instalaciones son estables, produciéndose así un desequilibrio entre el consumo y la producción, debido al ciclado diario, y un desajuste debido a los días nublados que alteran la producción, por ejemplo, de paneles fotovoltaicos. Como se indica en los trabajos [1] y [2].

Nace así la necesidad de utilizar sistemas de almacenamiento energético, más común el uso de bancos de baterías. Estos sistemas tienen un coste de inversión elevado, por lo que será de gran importancia que tengan una vida útil elevada.

La tecnología habitual en el ámbito de la alimentación de aplicaciones aisladas es el de los sistemas fotovoltaicos. En estas aplicaciones la batería suplente a la fuente primaria en dos situaciones: durante la noche y en periodos de baja producción por escasa incidencia de radiación solar.

El uso de un único elemento de almacenamiento, como en el caso de los bancos de baterías de plomo-ácido, tiene un problema asociado con los patrones cíclicos a los que se ven sometidos, además de las variaciones de temperatura no controlables, provocando el envejecimiento prematuro del sistema de almacenamiento, expuesto en los trabajos [1] y [3].

El proyecto BATT-Ex pretende solucionar estos problemas mediante la técnica de hibridación, combinando distintas químicas de almacenamiento, cada una especializada en una dinámica de consumo. De esta manera, se consigue alargar la vida útil de los sistemas de almacenamiento ya que cada química es usada como mejor le conviene, y reduciendo el coste de inversión al evitar sobredimensionar la instalación.

Pero sin duda, uno de los principales problemas que existen en las instalaciones fotovoltaicas provistas de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías es el efecto de carga incompleta. Debido a la forma del patrón de generación fotovoltaica y el ciclo día-noche, las baterías no consiguen cargarse por completo, alcanzando estacionarios en el estado de carga en torno a un 60%, como presenta el trabajo [4].

Por último, añadimos que este Trabajo de Fin de Máster nace como continuación al trabajo [1], con objetivo de ampliar el estudio sobre la hibridación tecnológica en instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica.

### *1.2 Objetivos del Trabajo Final de Máster*

Como objetivos, este Trabajo de Fin de Máster busca realizar un estudio genérico sobre la hibridación de diferentes tecnologías de almacenamiento a través de convertidores de potencia, además de sus ámbitos de aplicación. Implementando diferentes modelos de simulación basados en perfiles de instalaciones reales.

De forma concreta, exponemos los objetivos que se persiguen en este trabajo.

- Revisión bibliográfica sobre la técnica de hibridación tecnológica en instalaciones de almacenamiento de energía, desde el punto de vista de arquitecturas de conexionado y control. Además de una pequeña revisión sobre las métricas más utilizadas para el seguimiento de los elementos de almacenamiento de energía, útiles para el modelado de la instalación híbrida.

- Análisis y modelado de instalación híbrida a nivel energético, extrayendo los flujos de potencia y parámetros característicos.
- Modelado de los elementos de almacenamiento desde un punto de vista energético y degradación (por uso y temperatura).
- Formulación e implementación de diferentes políticas de carga.
- Formulación e implementación de diferentes políticas de reemplazo.
- Comparativa entre instalación híbrida, con las diferentes políticas planteadas, e instalación convencional.

### *1.3 Metodología y distribución de tareas*

Respecto a la metodología utilizada en este Trabajo de Fin de Máster, se lleva a cabo en primer lugar una revisión del estado del arte existente con el fin de tener una visión general de la tecnología de hibridación, tanto en las topologías de conexión posibles, como en la controlabilidad de una instalación híbrida.

A la vez que la revisión bibliográfica, se trabaja en el análisis y modelo de la instalación híbrida desde un punto de vista energético, llevando a cabo simulaciones sencillas para verificar su correcto funcionamiento. Las implementaciones se realizan en el software *Matlab*®.

De forma posterior, estudiamos el modelo de elemento de almacenamiento de energía. Se implementa, en primer lugar, un modelo energético. Tras verificar su correcto funcionamiento se añade el modelo de degradación por trabajo y temperatura.

Teniendo ya en funcionamiento el modelo real de una instalación híbrida (modelo de instalación más elementos de almacenamiento), se plantean e implementan diferentes políticas de carga y reemplazo.

Por último, trabajamos en la comparativa de las diferentes políticas planteadas y en la redacción de este documento.

La distribución de las tareas queda expuesta en [Cronograma 1](#).



Tareas	En.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sept.
Revisión Bibliográfica									
Modelo de Instalación Híbrida									
Modelo de Batería									
Políticas de Carga									
Políticas de Reemplazo									
Comparativa de Políticas									
Redacción de Memoria									

Cronograma 1. Distribución de tareas

### 1.4 Resumen de los apartados del documento

En este subapartado se va a realizar un pequeño resumen de los diferentes apartados que conforman este documento, con el objetivo de facilitar su lectura. Así, en el apartado 2. *Revisión del Estado del Arte*, se expone una revisión bibliográfica sobre elementos de almacenamiento, con sus propiedades y métrica de uso. A su vez, sobre la técnica de hibridación, por un lado, centrándonos en las topologías de conexión, y por otro, exponiendo la arquitectura de control de sus instalaciones.

Respecto al apartado 3. *Modelado Genérico de Sistema de Almacenamiento de Energía Híbrido* presentamos el análisis, a nivel energético, de una instalación híbrida, exponiendo las expresiones matemáticas del modelo y su implementación.

Para el apartado 4. *Modelado de los Elementos de Almacenamiento*, desarrollamos las expresiones e implementación del modelo energético y envejecimiento para los elementos de almacenamiento de una instalación.

En el apartado 5. *Métricas*, describimos las métricas empleadas en las comparativas de las diferentes políticas de control y reemplazo.

Respecto a los apartados 6. *Políticas de control* y 7. *Políticas de reemplazo*, presentamos las diferentes políticas de carga y reemplazo, respectivamente, empleadas en este trabajo.

Las conclusiones extraídas de los resultados de las simulaciones se plantean en el apartado 8. *Conclusiones y Líneas de Trabajo Futuro*. Además, se exponen diferentes líneas de trabajo futuro.

Por último, en 9. *Referencias Bibliográfica*, exponemos las referencias bibliográficas que se han utilizado para la realización de este Trabajo de Fin de Máster.

## 2. Revisión del Estado del Arte

En primer lugar, se va a llevar a cabo una revisión de las características principales de los diferentes elementos de almacenamiento de energía eléctrica existentes. De forma posterior, se presentará una descripción de las instalaciones de almacenamiento convencionales e híbridas, exponiendo una revisión de las arquitecturas de control y conexionado más habituales.

### 2.1. *Propiedades de los elementos de almacenamiento*

Los elementos de almacenamiento de energía eléctrica son aquellos dispositivos utilizados en las instalaciones como “almacén” de energía eléctrica, en cuanto a sus características físicas más destacables, presentamos la **capacidad nominal** [Ah], medida de cuanta energía es capaz de almacenar dicho dispositivo al comienzo de su vida útil, la **tensión nominal** [V], tensión de trabajo nominal de dicho dispositivo, **potencia específica** [W/kg] y **energía específica** [Wh/kg], medida que relaciona la potencia y energía de un dispositivo de almacenamiento con su peso, respectivamente, y por último, **densidad energética** [Wh/L] y **densidad de potencia** [W/L], medidas que relacionan la energía y potencia de un dispositivo de almacenamiento con el volumen que ocupa, respectivamente.

En cuanto a las métricas más usadas en dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica, destacamos **State of Charge (SoC) o Estado de Carga** [%], métrica que relaciona, en porcentaje, la capacidad actual de una batería en relación a su capacidad máxima de almacenamiento, y **State of Health (SoH) o Estado de Salud** [%], métrica que describe la degradación de las características de una batería en relación a sus condiciones iniciales, correspondiendo un estado de salud del 100% con la capacidad inicial del dispositivo y un estado de salud de 0% con una reducción de la capacidad del dispositivo al 80% de su capacidad inicial. Estas características y métricas de uso se obtienen de los trabajos [5] y [6].

Indicamos que en este trabajo se utilizarán las baterías (teniendo en cuenta las diferentes tecnologías existentes) como elemento de almacenamiento de energía eléctrica. A continuación, presentamos una comparativa entre diferentes tecnologías de batería existentes. Además de una comparativa con otros elementos de almacenamiento de energía existentes, con el objetivo de tener una visión global sobre los diferentes elementos de almacenamiento en función de las características previamente descritas.

En Tabla 1 expresamos varias características de baterías en función de tres tecnologías diferentes a estado de carga concreto, como son *NiMH*, *Li-ion* y *Lead-acid*. Esta tabla ha sido extraída del trabajo [7].

**Tabla 1. Comparativa entre diferentes tecnologías de batería**

	<b>Capacidad [Ah]</b>	<b>Voltaje [V]</b>	<b>Resistencia [mΩ]</b>	<b>Potencia Específica [W/kg]</b>	<b>SoC [%]</b>
<b>NiMH</b>					
Panasonic	<b>6.5</b>	<b>7.2</b>	<b>11.4</b>	<b>207</b>	<b>40</b>
Ovanic	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>195</b>	<b>30</b>
Saft	<b>14</b>	<b>1.2</b>	<b>1.1</b>	<b>172</b>	<b>30</b>
<b>Li-ion</b>					
Saft	<b>12</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>256</b>	<b>20</b>
Shin-kobe	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>3.4</b>	<b>745</b>	<b>18</b>
<b>Lead-acid</b>					
Panasonic	<b>25</b>	<b>12</b>	<b>7.8</b>	<b>77</b>	<b>28</b>

A partir de la tabla expuesta, indicamos que las características de cada batería varían según marca, modelo y tecnología, por lo que se destaca que su elección dependerá de la aplicación, principalmente, de características como autonomía y coste de la instalación, pero también tendrán cabida los perfiles de potencia existentes en la instalación para la elección de elementos de almacenamiento, como queda reflejado en [8].

A continuación, en **Tabla 2** se expone una comparativa entre otro elemento de almacenamiento, los supercondensadores. Esta tabla ha sido extraída del trabajo [7].

**Tabla 2. Comparativa entre baterías y ultracapacidades**

	<b>ZEBRA Batt Pack</b>	<b>Thunderpack II Ultracap Pack</b>
<b>Energía [kWh]</b>	23.5	0.3
<b>Máx. corriente de descarga [A]</b>	224	400
<b>Energía Específica [Wh/kg]</b>	113	4
<b>Potencia Específica [W/kg]</b>	174	1500
<b>Ciclo de vida [años]</b>	2.5-5	10.5-12
<b>Coste [\$/kW]</b>	400	100
<b>Coste de vida [\$/kW]</b>	1200	100

De forma genérica, a partir de los trabajos [7] y [8], exponemos que la *capacidad* y *energía específica* es mayor en los bancos de baterías, sin embargo, las ultracapacidades muestran un menor *coste*, además de mayor *potencia específica* (permitiendo cargas y/o descargas más rápidas) y mayor *ciclo de vida*.

Para finalizar este subapartado, en Figura 1, extraída del trabajo [9], presentamos una comparativa entre diferentes tecnologías de baterías con otros elementos de almacenamiento de energía existentes en función de la *densidad de potencia y energética*.

Este gráfico expuesto sirve de gran ayuda en la hora de diseño de instalaciones híbridas, ya que refleja de forma sencilla que tipos de elementos y tecnologías presentan mejores características para aprovechar perfiles de potencia rápidos y que elementos son mejores para el almacenaje de energía para periodos largos, basándonos en su *densidad de potencia y energética*. Por ejemplo, baterías con tecnologías de plomo-ácido presentan buena *densidad energética*, sin embargo, tiene poca *densidad de potencia*, por ello, esta tecnología no será adecuada para aprovechar perfiles de potencia rápidos y cambiantes, mientras que será adecuada para almacenamiento a largo plazo. Por otro lado, tecnologías basadas en Litio serán más adecuadas para aplicaciones con perfiles cambiantes debido a que presenta una mayor *densidad de potencia*.

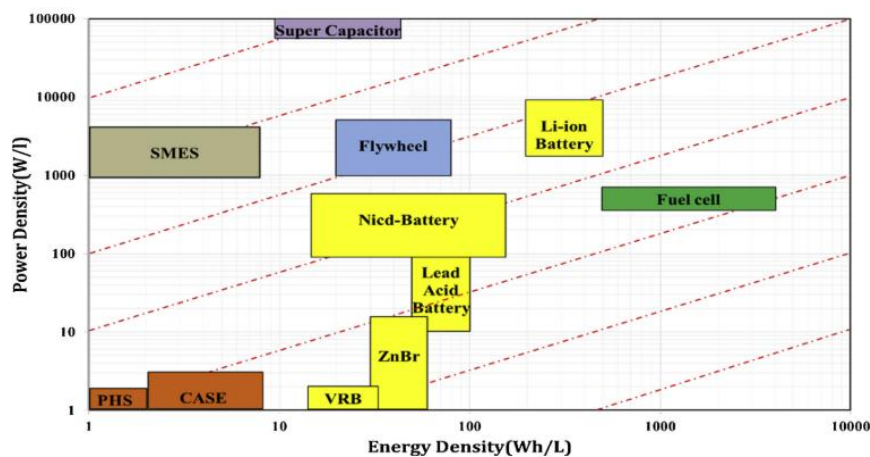


Figura 1. Elementos de almacenamiento en función de su densidad energética y de potencia

## 2.2 Instalaciones de almacenamiento de energía

Respecto a los sistemas de almacenamiento convencionales (*ESS*), son sistemas formados por elementos de almacenamiento de energía, convertidores de potencia, para hacer compatibles los diferentes niveles de tensión de la instalación, además de las formas de corriente (*AC y/o DC*), y un sistema de control [10].

En la Figura 2Figura 1 se puede observar una estructura básica en diagrama de bloques de una *ESS* convencional.

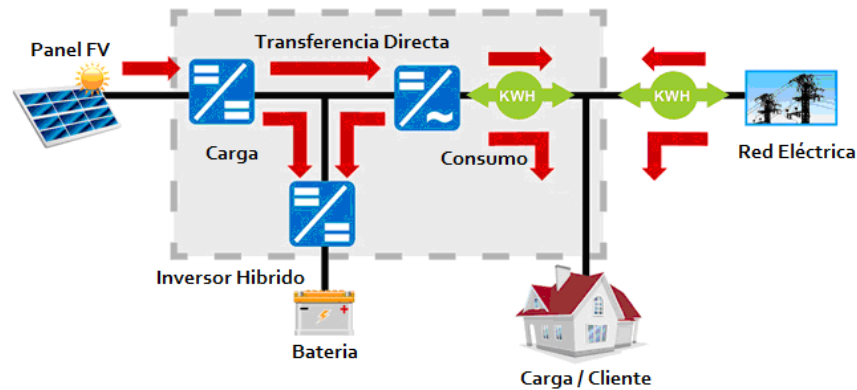


Figura 2. Estructura de ESS convencional, extraída de <http://www.energiasinteligentes.com/images/noticias/1401291368-sistema-hibrido.png>

En los *ESS* convencionales, los elementos de almacenamiento son de tecnología de almacenamiento homogénea, facilitando la implementación, la controlabilidad y el mantenimiento del sistema [11]. Sin embargo, esta uniformidad de tecnologías de almacenamiento conlleva, en algunos casos, limitaciones de diferentes tipos.

Por un lado, en sistemas de generación de energía a partir de fuentes renovables que muestran perfiles muy irregulares, pueden ocasionar efectos de carga incompleta en los elementos de almacenamiento, que con el paso del tiempo podrían llegar a deteriorar los elementos de almacenamiento e incluso hacer caer la instalación eléctrica, como se indica en [1], [12] y [13].

Por otro lado, la propia igualdad de los elementos de almacenamiento conlleva la igualdad en características, como las descritas con anterioridad en el subapartado *Propiedades de los elementos de almacenamiento*. Esto limita el aprovechamiento de perfiles de energía rápidos y variantes por tecnologías de almacenamiento como baterías de plomo convencionales, donde tecnologías basadas en Litio y/o supercondensadores serían más idóneas para el aprovechamiento de estos perfiles, aunque fueran débiles en capacidad de almacenamiento a largo plazo [14]. Este tipo de limitaciones en las *ESS* convencionales dieron paso a las *HES*, con el fin de solventarlas.

Respecto a los sistemas de almacenamiento híbridos (*HES*), son aquellos sistemas formados por elementos de almacenamiento de diferentes tecnologías, convertidores de potencia y un sistema de control.

Los *HES* no están aún, tan extendidos como los *ESS* convencionales, sin embargo, podemos encontrar ejemplos, principalmente, en investigación, tanto simulaciones como prototipos, como se expone en [11] y [12].

Los *HESS* más estudiados tratan principalmente la hibridación de tecnologías de almacenamiento rápidas, como supercondensadores y/o baterías de Litio, con tecnologías más lentas pero que contienen una mayor capacidad de almacenamiento, como las baterías convencionales de plomo [1]-[9]. Con el fin de que las tecnologías rápidas absorban los perfiles rápidos de potencia, mientras que las tecnologías lentas se ocupen de la demanda energética a largo plazo [9].

A continuación, planteamos dos subapartados donde se van a describir la estructura genérica de control, que se plantea en los diseños de sistemas híbridos de almacenamiento de energía, y las diferentes topologías o arquitecturas de conexionado entre convertidores de potencia y elementos de almacenamiento.

### 2.2.1 Estructura genérica de control en *HESS*

En comparación con los sistemas *ESS* convencionales, los *HESS* necesitan de sistemas de control más complejos y robustos, debido al uso de diferentes tecnologías de almacenamiento que obliga a utilizar un número mayor de convertidores de potencia.

Por ello, se plantea de forma general una estructura jerárquica para el control de sistemas *HESS*, como se observa en los trabajos [1] y [11]. En el nivel superior de control, gestión de políticas de carga, se busca establecer una gestión en la carga y descarga de los diferentes elementos de almacenamiento, existiendo diferentes políticas tal como se expresa en [1], [9], [11] y [12]. En este nivel de control, encontramos diferentes algoritmos como políticas de control. Por ejemplo, se presentan algoritmos basados en prioridad, donde se da prioridad en carga y descarga a las tecnologías de almacenamiento rápidas respecto a las tecnologías de almacenamiento lentas, u otros algoritmos que dan simultaneidad en carga y descarga a las diferentes tecnologías de almacenamiento, como queda indicado en [1]. Finalmente, en la revisión [9], se expone un resumen de los diferentes algoritmos utilizados para el nivel superior de control, visible en [Tabla 3](#).

Respecto al nivel intermedio de control, se establece el modo de funcionamiento en relación con la carga, descarga y tensión del elemento de almacenamiento. Diferenciamos dos modos principales de funcionamiento, el modo de corriente que supone un control de la corriente de salida del convertidor y el modo de flotación que supone un control de la tensión de salida del convertidor. Por último, el nivel más bajo de control es el que utiliza la teoría y algoritmia de regulación y control automático para llevar a cabo el funcionamiento del convertidor en modo de corriente o tensión. Los reguladores generalmente utilizados son los proporcionales-integrales, diseñados en base a la función de transferencia del convertidor, como se expresa en [15], aunque también se utilizan otro tipo de técnicas basadas en control no lineal y/o en control robusto, expresadas en [9] y [16].

Tabla 3. Algoritmos de control utilizados en el nivel superior de control en HESS

Intelligent Based	Classical Control
ANN	Filtration Based
Linear & Dynamic Programming	Dead Beat Control
Evolutionary Method	Hierarchical Control
Multiobjective Optimization	Rules Based Controller
Supervised Learning Machine	Robust Control
Fuzzy Control	Drop Based Control

Añadimos la importancia que tienen los algoritmos de control superior en la autonomía y estabilidad de instalaciones de almacenamiento, como se indica en los trabajos [17] y [18], donde se presentan estrategias de control para mitigar transitorios en la red, además de buscar maximizar la autonomía de la instalación. Incluso, en otros trabajos como [19] y [20] manifiestan estrategias de control que mejoran el servicio y ciclo de vida de los elementos de almacenamiento de la instalación, intentando reducir el envejecimiento en éstos.

### 2.2.2 Arquitecturas de conexionado en HESS

En la Figura 3, obtenida del trabajo [11], se muestran las principales arquitecturas de conexionado más empleadas en las instalaciones híbridas.

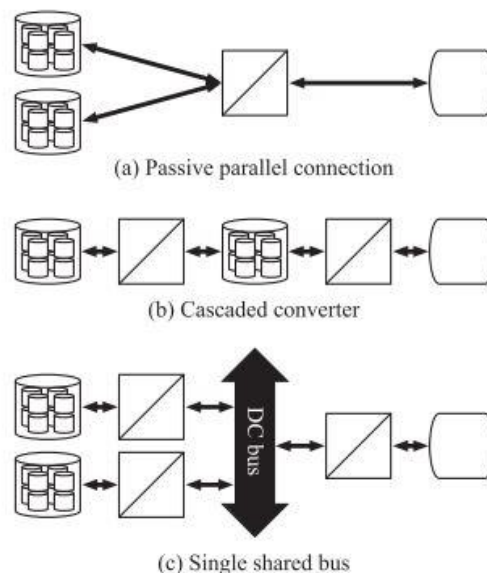


Figura 3. *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.*



Respecto a la arquitectura de conexionado *pasiva en paralelo* destacamos que la conexión entre elementos de almacenamiento de diferentes tecnologías se realiza en paralelo, sin necesidad de electrónica de potencia entre ellos, lo que limita a que estos elementos estén a la misma tensión, por lo que la *tensión nominal* de estos elementos será una característica de diseño importante. Tal como se indica en [8], esta arquitectura es la más eficiente (al no existir pérdidas, por utilizar electrónica de potencia en el conexionado), más barata y simple, sin embargo, como aspecto negativo destacamos que no permite el control de los flujos de potencia por elemento de almacenamiento.

En cuanto a la arquitectura en *cascada* o *semi-activa*, exponemos que la conexión entre elementos de almacenamiento de diferentes tecnologías es en paralelo a través de un convertidor de potencia *dc-dc* bidireccional, generalmente, con el objetivo de poder diferentes *tensiones nominales* por elemento de almacenamiento. Esta topología de conexionado incrementa el coste en la instalación, al introducir electrónica de potencia, a su vez disminuye su eficiencia al existir pérdidas de potencia en las etapas de potencia. A su favor, añade cierta controlabilidad (limitada) en los flujos de potencia a los elementos de almacenamiento.

En cuanto a la última arquitectura de conexionado, *activa* o *bus común*, exponemos que los elementos de almacenamiento de diferentes tecnologías están conectados a un bus común a través de un convertidor de potencia, generalmente, convertidor *dc-dc* bidireccional. La inclusión de electrónica de potencia por elemento de almacenamiento reduce la eficiencia y aumenta el coste de la instalación, sin embargo, otorga total libertad en cuanto a la controlabilidad de los flujos de potencia por elemento de almacenamiento.

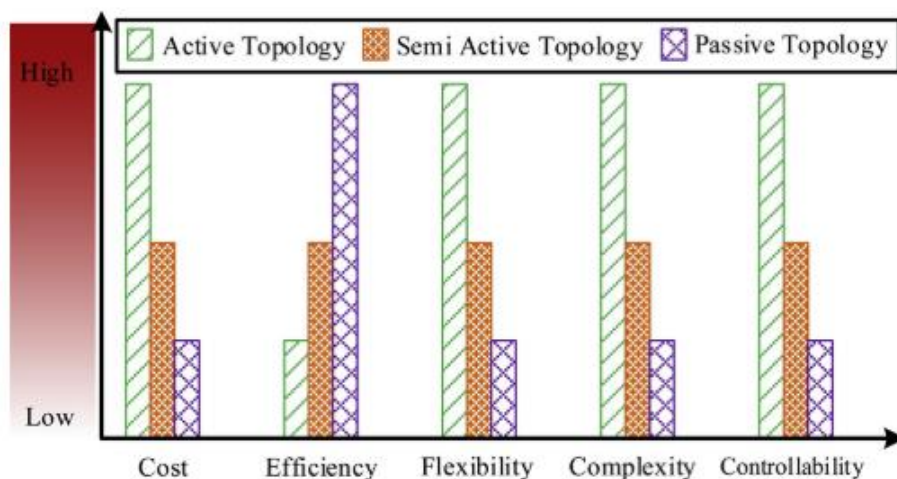


Figura 4. Comparativa de topologías



Las características expresadas para cada arquitectura de conexionado se resumen en términos de coste, eficiencia, flexibilidad, complejidad y controlabilidad en la Figura 4 obtenida en [8]. Añadimos, que en [10] se expone de forma más extensa la controlabilidad de este tipo de tipologías incluyendo los algoritmos y las técnicas más adecuadas por tipo de conexionado.

Por último, cabe mencionar otras tipologías más actuales como las denominadas *partial power processing* que están teniendo cabida en investigación, tal como se presenta en [10] y [13], topologías que buscan reducir el procesado de la potencia por los convertidores de potencia utilizando la teoría de circuitos existente.

### 2.3 Reciclaje de elementos de almacenamiento

En este subapartado queríamos reflejar una pequeña revisión sobre el reciclaje de elementos de almacenamiento, teniendo en cuenta las baterías en particular.

Tal como se indica en [21], revisión sobre reciclado de baterías, las tecnologías que conforman las baterías son nocivas para el medio ambiente, por lo tanto un reciclaje de éstas conllevaría una mejora medio ambiental, además de un ahorro económico en las instalaciones de almacenamiento de energía.

Añadimos que en esta revisión se incluyen de forma detallada los diferentes ensayos previos a la puesta en funcionamiento de una batería reciclada.

Por último, existen aplicaciones, como las descritas en los trabajos [22] y [23], que presentan aplicaciones relacionadas con el almacenamiento de energía donde utilizan baterías recicladas como apoyo en la instalación.

### 3. Modelado Genérico de Sistema de Almacenamiento de Energía Híbrido

En este apartado se busca obtener un modelo en espacio de estados (ver ecuación Ecuación 1) de una instalación de almacenamiento de energía híbrida, para un caso genérico de n elementos de almacenamiento.

$$[\dot{x}(t)] = A(t)[x(t)] + B(t)[u(t)]$$

$$[y(t)] = C(t)[x(t)] + D(t)[u(t)]$$

Ecuación 1. Representación genérica en espacio de estados

En este trabajo se ha seleccionado una instalación con arquitectura en bus común, ver Figura 5.

Este tipo de arquitectura se describe por un flujo de potencia de entrada y salida a un convertidor de potencia (cuya tipología variará en función de la señal de entrada). Este convertidor da como salida una tensión DC en bus común a n-convertidores DC-DC en función de los elementos de almacenamiento que dispongamos. Cabe añadir que los convertidores de potencia de la instalación a modelar tienen un carácter bidireccional, es decir, permiten flujos de potencia por ambos sentidos.

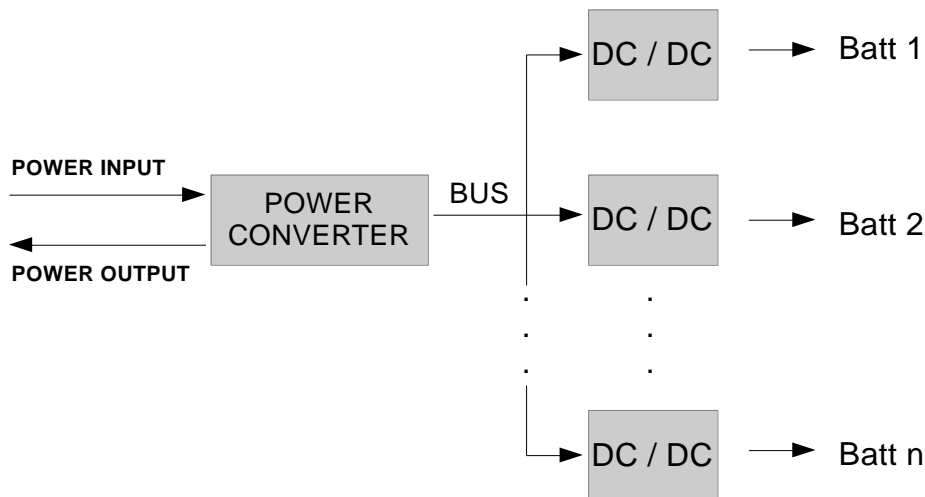


Figura 5. Arquitectura en bus común

Se decide realizar el modelo de este tipo de instalación puesto que es la arquitectura con más flexibilidad y controlabilidad, tal como indican en [9] y [24]. Lo que nos permite, a futuro, un mayor rango de estudio es cuanto a estrategias de control debido a su controlabilidad. Además, podemos añadir ciertas restricciones en los flujos de potencia del modelo, si a posteriori se desea caracterizar otro tipo de arquitectura.

### 3.1 Modelo de la instalación

Una vez seleccionada la arquitectura de la instalación, debemos determinar los diferentes parámetros del modelo en espacio de estados, así como las variables de estado, la acción o entrada al modelo y las matrices que caracterizan el espacio de estados.

Se toma como variables de estado la energía en cada uno de los elementos de almacenamiento, formando una matriz columna de tamaño  $n \times 1$ , que llamaremos  $E_{ss}$ . A su vez, describimos la variación de estas variables de estado como la potencia en cada uno de los elementos, la llamaremos como  $P_{ss}$ , matriz de tamaño  $n \times 1$ .

Como acción a nuestro sistema tomamos la diferencia entre la potencia de entrada a la instalación y la potencia de salida de la instalación, esta variable se llamará como  $P_{carga-fuente}$  o  $P_{load-source}$ , de tamaño  $1 \times 1$ .

Modificando las variables expresadas en los párrafos anteriores, el modelo en espacio de estados queda descrito en la Ecuación 2.

$$[P_{ss}(t)] = A(t)[E_{ss}(t)] + B(t)[P_{Load\_Source}(t)]$$

Ecuación 2. Modelo en espacio de estado arquitectura bus común

Una vez establecidas las variables de estado y la acción del espacio de estado, queda por describir los parámetros  $A$  y  $B$  del modelo en espacio de estados.

Respecto la matriz  $B$ , destacamos que muestra la relación entre la potencia de carga/fuente y los flujos de energía para cada elemento de almacenamiento. Esta matriz depende de las eficiencias bidireccionales de los convertidores DC-DC a utilizar y de los parámetros  $\alpha$ , que describen una ponderación (en porcentaje a 1) entre las potencias de los elementos de almacenamiento y carga/fuente. El tamaño de  $B$  es  $n \times 1$ .

En Ecuación 3, queda descrito el desarrollo para el parámetro B.

$$[B] = ([eff_{Load\_to\_SS}] \cdot (1 - \text{signo}(P_{Source}^{Load})) + [eff_{SS\_to\_Load}] \text{signo}(P_{Source}^{Load})) \cdot [\alpha]$$

**Ecuación 3. Expresión para el parámetro B**

Como parámetros tenemos la matriz  $eff_{Load\_to\_SS}$ , de tamaño  $n \times 1$ , que describe las eficiencias de cada convertidor en dirección de carga-fuente a elemento de almacenamiento. La matriz  $eff_{SS\_to\_Load}$ , de tamaño  $n \times 1$ , que describe las eficiencias de cada convertidor en dirección de elemento de almacenamiento a carga-fuente. Por último, la matriz  $\alpha$ , de tamaño  $n \times 1$ , que describe la ponderación entre potencias. Este parámetro tiene como restricción que el sumatorio de sus valores sea igual a 1, debido a la conservación de la potencia, ya que la potencia de carga-fuente debe ser igual a la potencia en los elementos de almacenamiento.

En cuanto a la matriz A, destacamos que expresa la relación de flujos de energía entre los elementos de almacenamiento. Por esto, esta matriz es de tamaño  $n \times n$ , y los elementos de su diagonal muestran un valor de 0, ya que cada elemento no puede darse o quitarse energía (manteniendo un modelo ideal de elemento de almacenamiento) a sí mismo.

En Ecuación 4, queda descrito el parámetro A.

$$[A] = \begin{pmatrix} 0 & a_{11} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & 0 & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdots & 0 \end{pmatrix}$$

**Ecuación 4. Descripción del parámetro A**

El producto de la matriz A con la matriz de estado  $Ess$  debe estar restringida a conservar la potencia de la instalación. Para ello se plantean dos alternativas.

La primera alternativa propone como restricción que el producto entre A y  $Ess$  sea una matriz de ceros, de tamaño  $n \times 1$ . Esta alternativa trata de simplificar el modelado de la instalación al no recoger los flujos de energía entre elementos de almacenamiento, por lo que no sería la situación más acertada.

Respecto a la segunda alternativa, se propone como restricción que la suma de los  $n$ -elementos del producto entre  $A$  y  $Ess$  sea 0. Esta alternativa si tiene en cuenta los posibles flujos entre elementos de almacenamiento, además también puede recoger la alternativa 1, si los elementos de la matriz  $A$  son igual a 0, por lo que es la alternativa más acertada. Añadimos que desarrollando el sumatorio de los elementos del producto entre  $A$  y  $Ess$ , de forma simbólica, y agrupando en factor común por cada elemento de almacenamiento e igualando a 0, se concluye que forzando el sumatorio de los elementos de cada columna de la matriz  $A$  a 0, se cumple esta restricción.

Añadimos que el sentido físico de los elementos que conforman la matriz  $A$  debe contener información temporal porque el producto de entre  $A$  y  $Ess$  debe tener unidades físicas de potencia, por lo que en una implementación del modelo estos elementos irán ligados directamente a tiempo de muestreo simulación.

Por último, la implementación de este modelo en espacio de estado se ha llevado a cabo en. El *script* que contiene dicha implementación se encuentra en *Anexo 1. Implementación modelo de instalación híbrida en bus común.*

## 4. Modelado de los Elementos de Almacenamiento

En este apartado se va a describir el modelado de los elementos de almacenamiento utilizados en las simulaciones. Destacamos que se han modelado baterías de tecnología de plomo (*VRLA*) y tecnología de Litio (*LiFePO 4*), sin tener en cuenta otros elementos de almacenamiento como podrían haber sido ultracapacidades.

El modelado de elemento de almacenamiento se disgregado en dos modelos separados. Un modelo tiene en cuenta el carácter energético, mientras que el otro modelo tiene en cuenta el envejecimiento y degradación del elemento de almacenamiento. Estos modelos se explican por separado en los siguientes subapartados.

### 4.1 Modelo energético de batería

El modelo energético para batería se basa en el contaje de culombios, *Coulomb Counting*. Modelo que expresa la evolución del estado de carga, *SoC*, de una batería en función de los culombios de carga o descarga en la batería.

En Ecuación 5 se presenta la expresión que rige la evolución del *SoC* para una batería. Este modelo calcula el *SoC* actual en función de la suma del *SoC* en el instante anterior con la variación de *SoC*, calculado como el cociente entre el producto de la corriente en la batería en Amperios por el tiempo de muestreo en Segundos, con la capacidad nominal de la batería en el estado actual en Culombios, todo esto se multiplica por cien para obtener la variación en porcentaje a cien, en vez de porcentaje a uno.

Destacamos que la capacidad nominal, debido al modelo de envejecimiento, va variando con el paso del tiempo de forma proporcional a su estado de salud,  $SoH$ , por lo tanto, la capacidad en el instante actual es el producto de la capacidad nominal de la batería es su estado inicial con el estado de salud en porcentaje a uno (se divide entre cien en la Ecuación 5 porque se expresa en porcentaje a cien el estado de salud).

$$SoC[t] = SoC[t-1] + \frac{I_{Batt}[t] \cdot T \cdot 100}{C_{nom} \cdot SoH[t]/100}$$

Ecuación 5. Expresión para el SoC

Tras conocer el estado de carga de la batería a través de *Look Up Tables (LUT)*, tablas que relacionan el estado de carga con la tensión en circuito abierto de la batería en función de la tecnología utilizada, e interpolaciones, podemos obtener la tensión en circuito abierto de la batería.

De forma posterior, a través de la expresión Ecuación 6 se calcula la tensión en bornes en la batería en el instante actual en función de la suma de la tensión de circuito abierto con el producto de la corriente en la batería por la impedancia resistiva de la batería.

$$V_{Batt}[t] = V_{ocv}[t] + I_{Batt}[t] \cdot R_{Batt}$$

Ecuación 6. Expresión para la tensión en bornes

Para el cálculo de la tensión en bornes no hemos apoyado en el esquema eléctrico equivalente planteado en el trabajo [1]. Este esquema eléctrico equivalente se presenta en Figura 6.

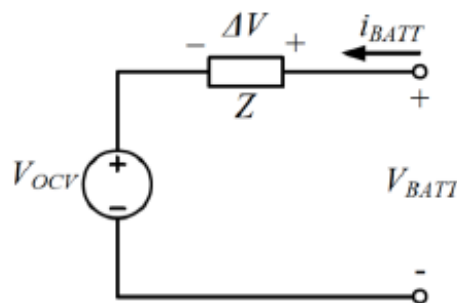


Figura 6. Esquema eléctrico equivalente para batería

Respecto al modelo energético, ya solo queda expresar el grafo de estado implementado para seguir la flotación de las baterías. La flotación queda implementada como una variable de valor cero cuando no hay flotación, de valor uno cuando la flotación se da en tensión máxima y de valor menos uno cuando la flotación se da en tensión mínima.

Por lo tanto, el grafo queda expresado en Figura 7. Como se puede observar, los saltos entre estados dependen únicamente de la tensión en bornes de la batería, añadimos que las variables que aparecen en los eventos del grafo corresponden con  $U_{batt}$  como la tensión en bornes a la batería,  $U_{float}$  como la tensión máxima de flotación, y  $U_{min}$  como la tensión mínima de flotación.

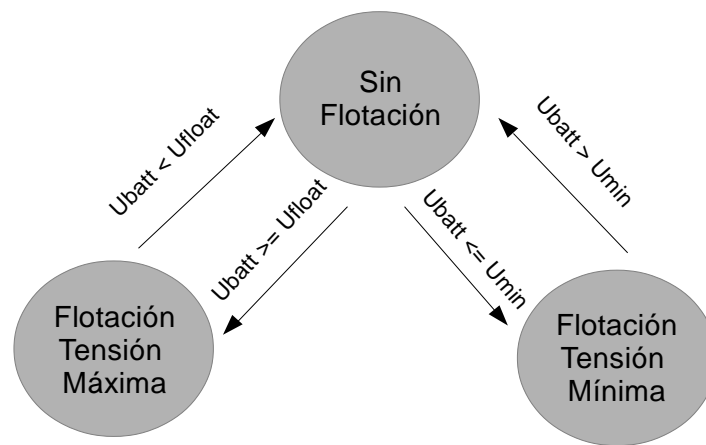


Figura 7. Grafo de flotación

Para finalizar con este subapartado, en Figura 8 presentamos en forma de flujograma la implementación llevada a cabo para el modelado energético de batería en *Matlab*®. Esta implementación se presenta en *Anexo 2. Implementación modelo de batería*.

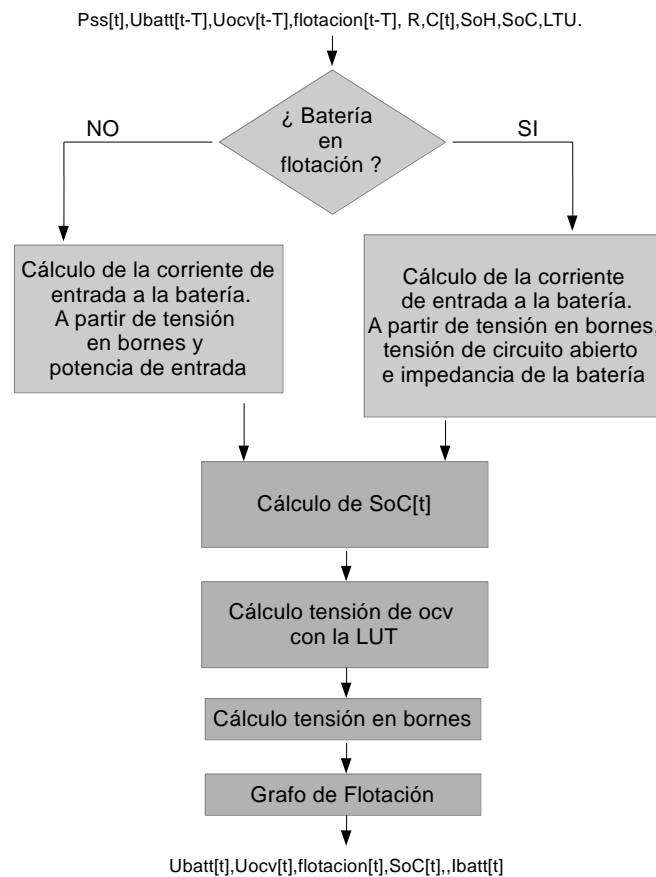


Figura 8. Flujograma para el modelo energético de batería

#### 4.2 Modelo de envejecimiento y degradación de batería

El modelo de envejecimiento y degradación implementado en este trabajo expresa la evolución del estado de salud o *SoH* de una batería en función al **trabajo al que es sometida**, potencia de carga o descarga, y de la **temperatura**, a la que la batería está sometida.

Respecto a la degradación debida al trabajo sometido, se emplea un modelo lineal que expresa las variaciones de estado de salud de forma proporcional a la potencia que carga o descarga la batería. En Ecuación 7 se presenta la expresión implementada, calculando la variación de *SoH* como el producto del valor absoluto de la potencia de entrada o salida a la batería con una constante, llamada  $k_p$  de valor negativo.

$$\partial SoH_p = k_p \cdot |P|$$

Ecuación 7. Expresión de degradación de SoH por trabajo



En cuanto al modelo de degradación en función a la temperatura, nos hemos basado en la ecuación de Arrhenius, ecuación que expresa la relación de la velocidad de una reacción química con la temperatura. A través del modelo de Arrhenius, extraemos una curva que relaciona temperaturas con variaciones de  $SoH$ .

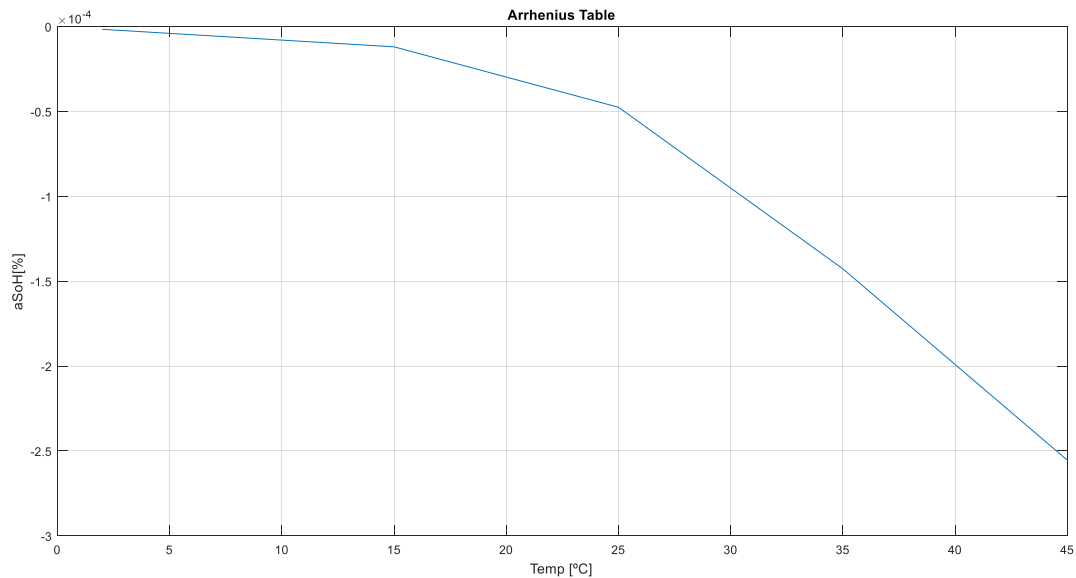


Figura 9. Tabla aSoH versus Temperatura.

$$\partial SoH = (-0.0023 \cdot \text{Temp}^3 + 0.0509 \cdot \text{Temp}^2 - 0.4472 \cdot \text{Temp} + 0.6503) \cdot 10^{-5}$$

Ecuación 8. Curva aSoH versus Temperatura

La curva obtenida se encuentra en la *Figura 9. Tabla aSoH versus Temperatura*. A partir de interpolaciones lineales se obtiene las diferentes variaciones de  $SoH$  para las diferentes temperaturas a las que la batería está sometida.

Por último, presentamos el modelo que calcula el estado de salud actual en función de las variaciones obtenidas por temperatura y trabajo en Ecuación 9. El cálculo del  $SoH$  actual es resultado de la suma del  $SoH$  en la muestra anterior con las variaciones de estado de salud por trabajo y por temperatura.

$$SoH[t] = SoH[t-1] + \partial SoH_p + \partial SoH_{Temp}$$

Ecuación 9. Expresión para el cálculo de SoH

## 5. Métricas

En este apartado, presentamos las diferentes métricas o características que vamos a tener en cuenta en la comparativa entre instalación híbrida e instalación convencional, además de la comparativa entre políticas de carga y reemplazo.

Por un lado, para la comparativa entre políticas de carga e instalación convencional, tendremos en cuenta la **evolución temporal del estado de salud, evolución temporal de la capacidad equivalente de la instalación y la autonomía de la instalación**.

Respecto a la **evolución temporal del estado de salud**, es una propiedad relevante que analizar, debido a que las diferentes políticas de carga basan su funcionamiento en el estado de salud de las diferentes baterías de la instalación. Añadimos que esta métrica puede resultar útil también para la comparativa entre instalación híbrida y convencional, con el objetivo de observar en qué casos las baterías envejecen más rápido.

La **evolución temporal de la capacidad equivalente de la instalación** es otra de las características interesantes de estudio en la comparativa entre políticas de carga, ya que nos permite observar cómo varía la capacidad de la instalación frente a la degradación de las baterías y frente a los reemplazos de baterías.

La **autonomía de la instalación** es una propiedad importante para cualquier instalación de almacenamiento de energía. Esta métrica nos permitirá verificar que política dota a la instalación de mayor autonomía. Destacamos que en este trabajo tenemos en cuenta en la **autonomía de la instalación** diferentes factores, que explicamos a continuación.

Tenemos en cuenta el **fin de vida por estado de salud**, consiste en la fecha en la que todos los elementos de almacenamiento que conforman la instalación llegan a su fin de vida, es decir, cuando su estado de salud es de 0%. **Número de caídas por batería**, es otro factor que se tiene en cuenta. Éste consiste en el número de veces que la tensión en bornes de una batería llega a su tensión mínima, comprendiendo un estado de carga de 0% (en el caso de nuestra instalación, el valor de tensión mínima es de 44.44 voltios). A su vez, incluimos el **número de caídas totales** y **número de caídas por año**, factores que exponen el número de caídas totales a lo largo de la vida de la instalación y número de caídas de media que se producen al año teniendo en cuenta el conjunto de baterías que conforman la instalación, respectivamente. También, puede resultar interesante la distribución de las caídas de las baterías, observando su tensión en bornes a lo largo de la simulación.

Por otro lado, para las comparativas en las políticas de reemplazo se ha utilizado únicamente el coste monetario en euros de los reemplazos de los elementos de almacenamiento que conforman la instalación, aunque también podría haber sido interesante medidas de amortización de los elementos de almacenamiento, como VAR y/o TIR.

## 6. Políticas de control

En este trabajo, se ha llevado a cabo una jerarquización del control de la instalación híbridas, basándose en los trabajos [2] y [3] . Esta jerarquización del control propone una división en tres niveles.

Un nivel inferior que deberá controlar las tensiones y corrientes de las baterías en armonía con la política de nivel superior, dando seguridad a las mismas y proporcionando las medidas que serán retroalimentadas.

Un nivel intermedio que definirá los diferentes modos de operación y se encargará de traducir la consigna del nivel superior, los modos de operación incluirán el modo corriente de las baterías, el modo de flotación y la desconexión de estas.

Por último, un nivel superior que dictará la política a seguir por el sistema en cuanto a la carga y/o descarga de los elementos de almacenamiento que lo forman.

Esta jerarquización queda apoyada en la Figura 10, obtenida del trabajo [3].

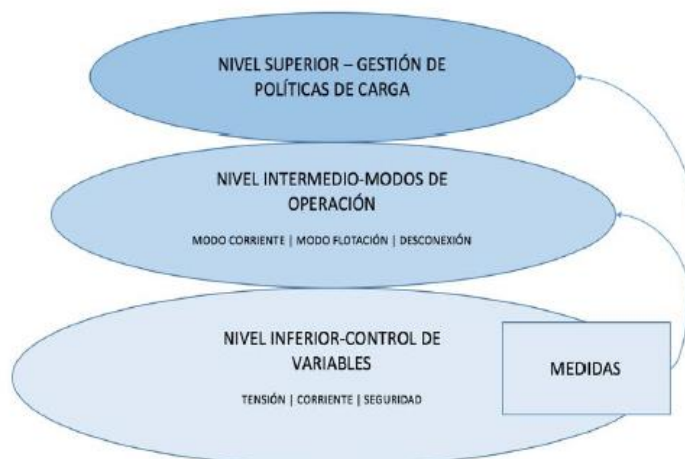


Figura 10. Jerarquización del control de la instalación

En este trabajo, se ha llevado a cabo un estudio del nivel superior de control. Se han desarrollado dos políticas de carga en función del estado de salud, el estado de carga y la tensión en bornes de cada batería. Estas políticas de carga se describen en los dos primeros subapartados, el último subapartado constará de una comparativa entre estas políticas de carga.

### *6.1 Política de selección de batería con mejor estado de salud*

Esta política de control escoge el elemento de almacenamiento para carga o descarga con mejor estado de salud en relación con los elementos existentes. Para ello se observa el *SoH* de cada uno de los elementos de almacenamiento, dando al parámetro  $\alpha$  correspondiente al elemento con máximo *SoH* el valor de uno, por lo tanto, toda la potencia es dada o absorbida por el elemento seleccionado. Añadimos que hay que tener en cuenta el estado del *SoC* y/o tensión en bornes de la batería, ya que, si la batería se encuentra totalmente cargada o descargada, y se encuentra en flotación, deberíamos manejarlo de otra manera, seleccionando la siguiente batería con mejor estado de salud.

En Figura 11, presentamos flujograma implementado para esta política de control. La implementación realizada en *Matlab*® se encuentra en *Anexos* dentro del subapartado de *Anexo 3, Anexo 3.1 Política de selección de batería con mejor SoH*.

### *6.2 Política de selección de batería con peor estado de salud*

Esta política de control escoge el elemento de almacenamiento para carga o descarga con mejor estado de salud en relación con los elementos existentes. Para ello se observa el *SoH* de cada uno de los elementos de almacenamiento, dando al parámetro  $\alpha$  correspondiente al elemento con mínimo *SoH* el valor de uno, por lo tanto, toda la potencia es dada o absorbida por el elemento seleccionado. Destacamos que hay que tener en cuenta el estado del *SoC* y/o tensión en bornes de la batería, ya que se la batería se encuentra totalmente cargada o descargada, y se encuentra en flotación, deberíamos manejarlo de otra manera, seleccionando la siguiente batería con menor estado de salud.

En Figura 12, presentamos flujograma implementado para esta política de control. La implementación realizada en *Matlab*® se encuentra en *Anexos*, en el subapartado *Anexo 3.2 Política de selección de batería con peor SoH de Anexo 3*.

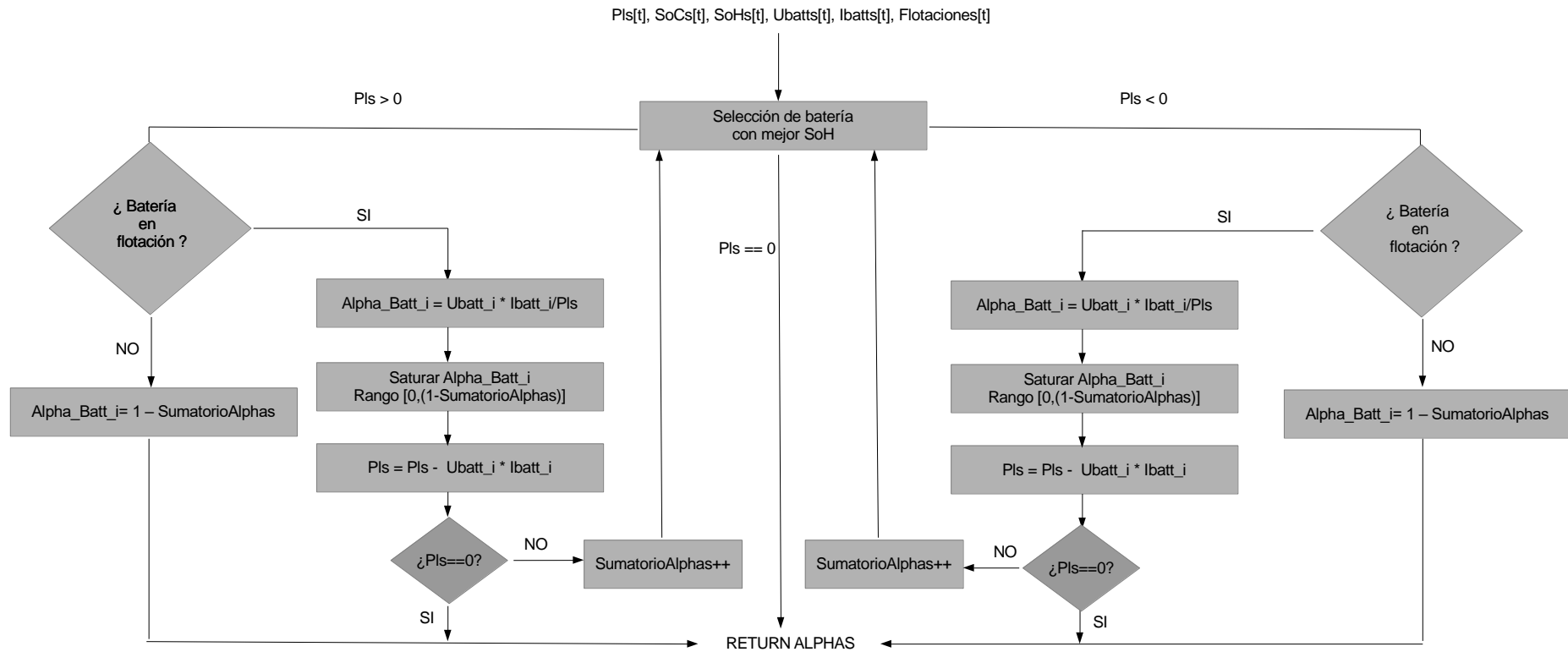


Figura 11. Política de control de selección de batería con mejor SoH

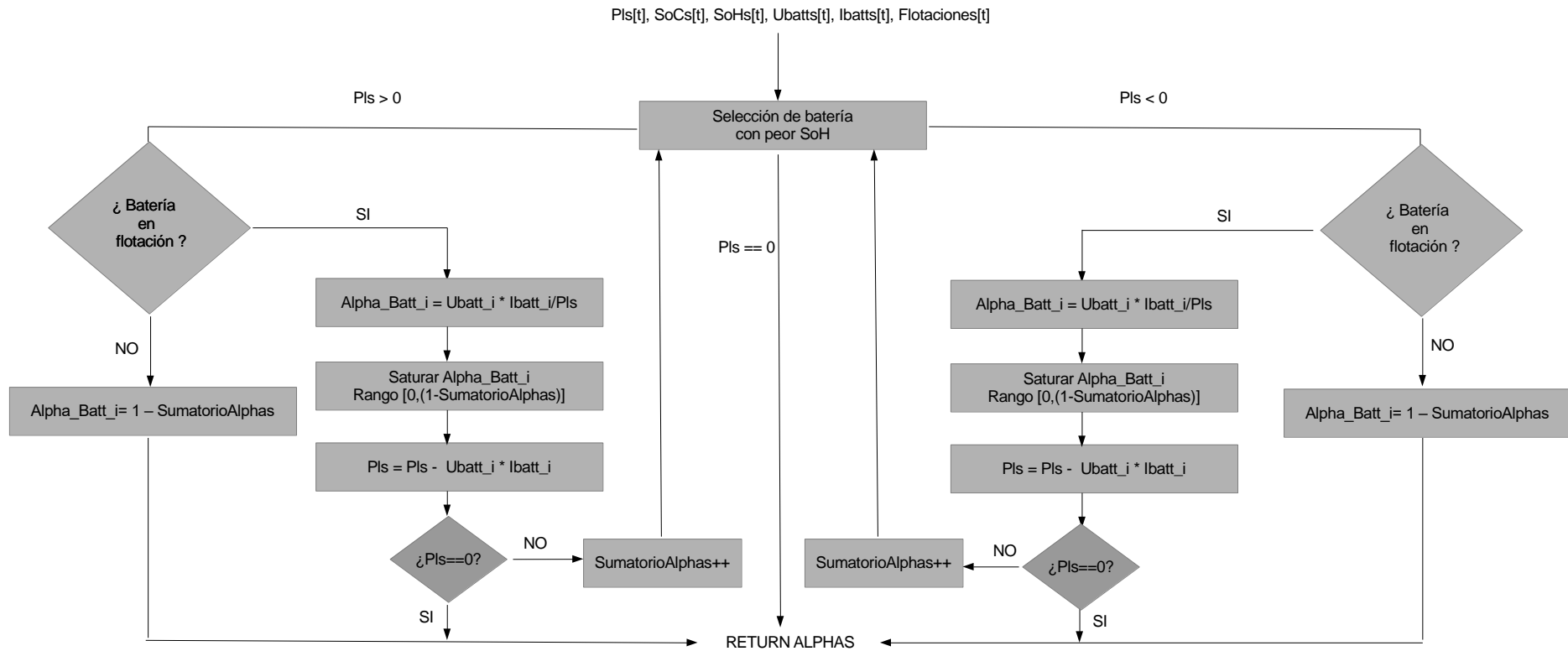


Figura 12. Política de control de selección de batería con peor SoH

### 6.3 Comparativas entre políticas de control

En primer lugar, describimos las simulaciones realizadas. Estas simulaciones constan, para cada política de carga, de cinco elementos de almacenamiento de tecnología de Plomo (*VRLA*).

En Tabla 4 se presenta de forma detallada los parámetros iniciales de simulación, tales como impedancia resistiva, capacidad nominal, *SoC* y *SoH* iniciales, y número de vasos.

Tabla 4. Características iniciales de simulación para cinco baterías

Nº Batería	Resistencia ( $\Omega$ )	Capacidad (Ah)	SoC (%)	SoH (%)	Tecnología
Batería 1	0.1	920	95	100	VRLA
Batería 2	0.1	910.8	95	99	VRLA
Batería 3	0.1	901.6	95	98	VRLA
Batería 4	0.1	892.4	95	97	VRLA
Batería 5	0.1	883.2	95	96	VRLA

Incidimos que, al inicio de la simulación, el estado de salud de cada batería no es idéntico, para poder ver el efecto de las políticas de control, debido a que dependen directamente del *SoH*.

Los perfiles de potencia y carga introducidos a cada política son idénticos, para poder comparar de forma equitativa cada política. Estos perfiles se corresponden a la generación fotovoltaica de una instalación real *off-grid*, comprenden una duración de ocho años. Por lo tanto, el fin de una simulación se dará cuando finalicen los perfiles de potencia y carga, o cuando el estado de salud para todas las baterías llegue a ser nulo.

También, añadimos que se realizará una comparativa de las políticas de carga con una instalación de una sola batería de capacidad de 4600 Ah y estado de salud inicial de 100% (el resto de los parámetros son iguales a las baterías expuestas en la Tabla 4) y sometida a los mismos perfiles de potencia y carga, para que la comparativa entre las tres simulaciones sea equitativa.

Para todas las simulaciones se propone una carga constante de 10 Amperios, ya que es similar a la carga de la instalación real.

En las comparativas entre simulaciones tendremos en cuenta las métricas expuestas en el apartado 26 *Métricas*.

- **Evolución temporal del estado de salud**

En Figura 13, Figura 14 y Figura 15 se encuentran las evoluciones temporales del estado de salud para cada simulación.

Para la política de selección de batería en base al peor estado de salud, se observa cómo se van seleccionando las baterías con peor *SoH*. En primer lugar, se utiliza la batería número cinco hasta que llega a su fin de vida, cuando su estado de salud es de 0%. Posteriormente, la política de carga selecciona la batería número cuatro hasta su final de vida, y así hasta el final de simulación (el final de la simulación se da por el fin de los perfiles de potencia y carga). Se observa que con esta política se separa el estado de salud de cada batería, a diferencia de la política de selección de batería en base al mejor estado de salud, donde se observa un entrelazado del estado de vida para cada batería, debido a que también existe un entrelazado del trabajo de las baterías.

Añadimos que al final de la simulación, en la política de selección en base a mejor estado de salud, las cinco baterías finalizan su ciclo de vida. Sin embargo, en la política de selección en base a peor estado de salud aún queda una batería sin finalizar su ciclo de vida.

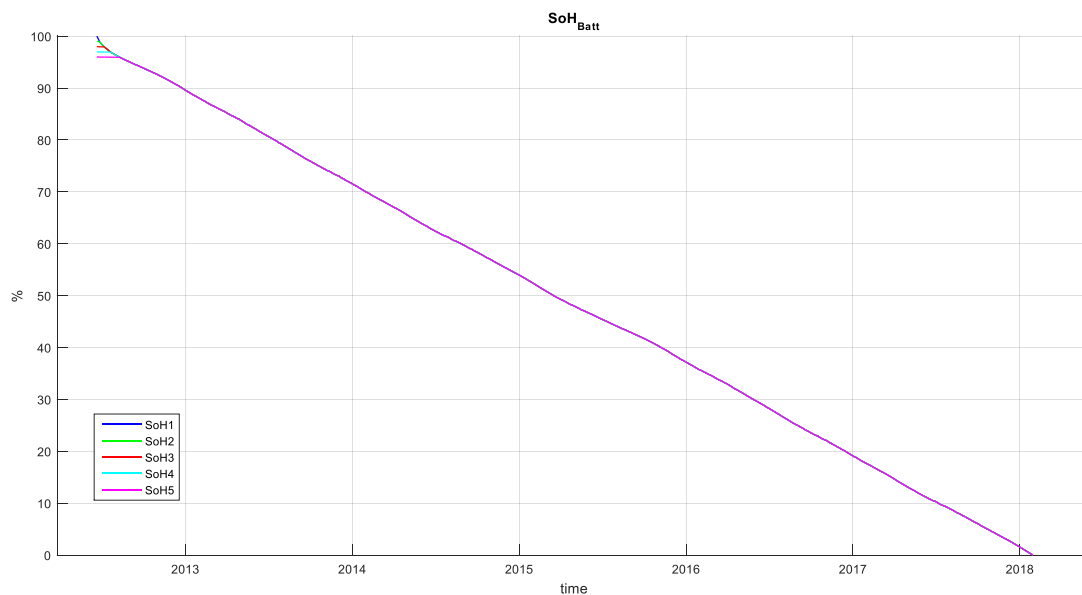


Figura 13. Evolución temporal SoH para política de selección de mejor SoH



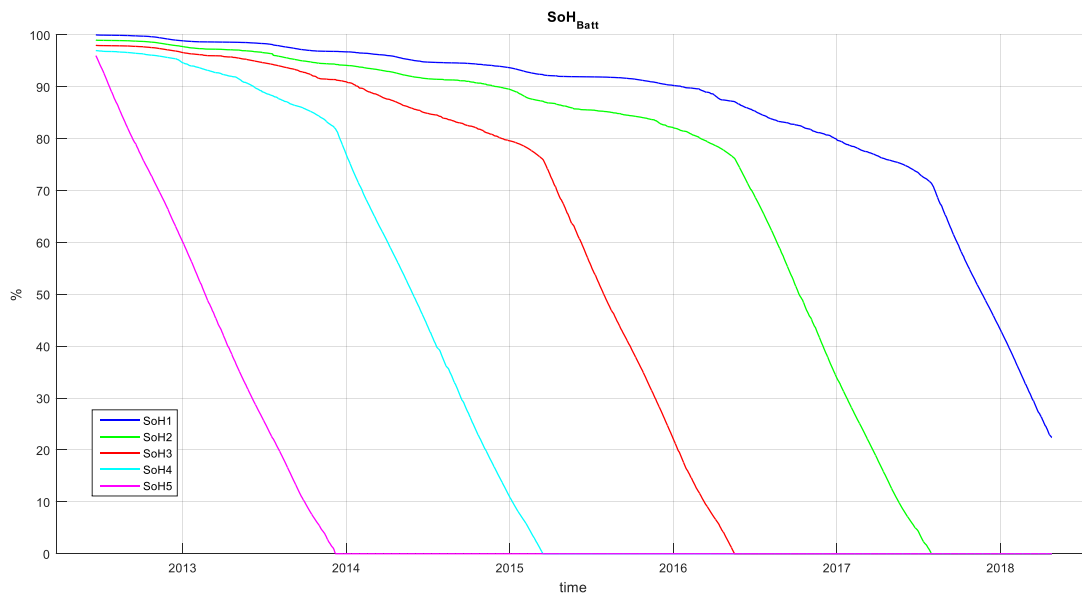


Figura 14. Evolución temporal SoH para política de selección de peor SoH

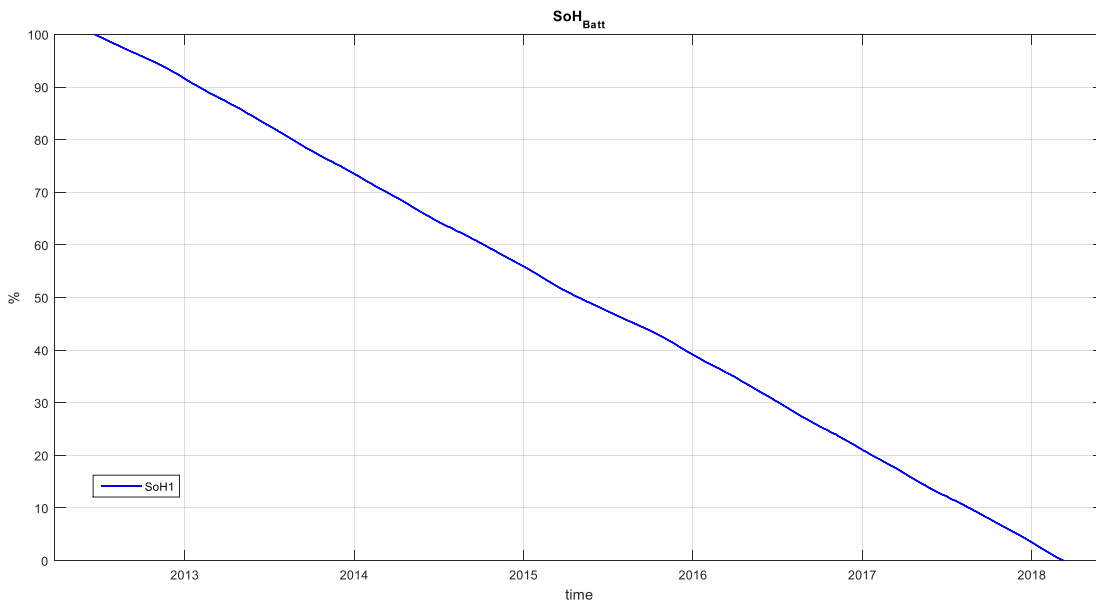


Figura 15. Evolución temporal SoH para instalación con una batería

- **Evolución temporal de la capacidad equivalente de la instalación**

Tras los resultados de la evolución temporal del estado de salud, comparamos cómo evoluciona la capacidad equivalente para las diferentes políticas de carga.

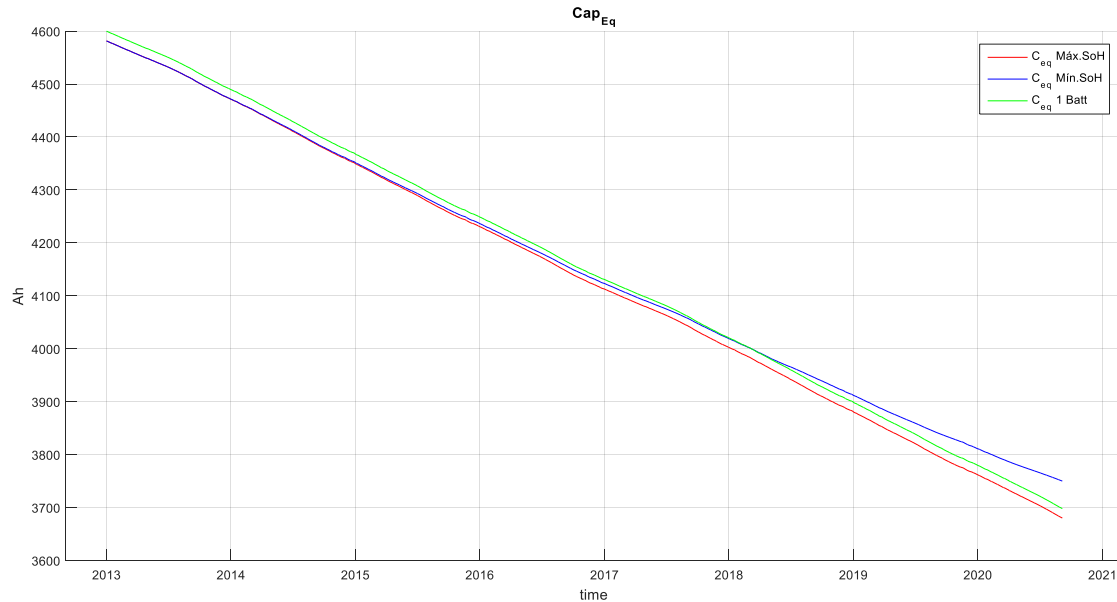


Figura 16. Capacidad equivalente para las simulaciones

En Figura 16 presentamos la capacidad equivalente de la instalación para cada una de las políticas de carga y para la instalación convencional, la curva roja pertenece a la política de selección en base a mejor estado de salud, la curva azul se corresponde con la política de selección en base a peor estado de salud, mientras que la curva verde pertenece a la instalación de una sola batería.

Se observa como en la política de carga basada en selección de batería en base a peor estado de salud presenta una mayor capacidad equivalente al final de la simulación debido a que aún existe una batería con estado de salud mayor a 0%. Los resultados reflejan que en los primeros cuatro años de simulación la degradación de la capacidad equivalente es similar en ambas políticas de carga e instalación convencional, sin embargo, a partir del año 2017 se observa que la pendiente de degradación de la capacidad equivalente es mayor en la política de selección en base a mejor estado de salud y en la instalación convencional.

- **Autonomía de la instalación**

Es este subapartado se van a tener varios aspectos para determinar que política presenta una mayor autonomía, tendremos en cuenta aspectos como la fecha de fin de la simulación, número de caídas por batería, número de caídas totales y número de caídas por año de simulación. Cabe destacar que llamamos *caída* cuando la tensión de la batería es su tensión mínima y, por lo tanto, muestra un estado de carga de 0%.

Añadimos que el simulador nos presenta el número de caídas por batería y el número de caídas totales (llamamos caídas totales cuando todas las baterías que conforman la instalación presentan un estado de carga de 0%), dividiendo entre el tiempo de simulación (en años) extraemos el número de caídas totales al año.

A continuación, presentamos las métricas de autonomía para la política de selección en base a mejor estado de salud en Tabla 5 y Tabla 6, en Tabla 7 y Tabla 8 para la otra política planteada. Las métricas para la instalación convencional se encuentran en Tabla 9.

**Tabla 5. Métricas por batería para política de selección de mejor SoH**

Nº Batería	Fecha fin de vida por SoH	Nº Caídas por batería
Batería 1	04/09/2020, 01:00:00	1286
Batería 2	04/09/2020, 01:00:00	1318
Batería 3	04/09/2020, 01:00:00	1352
Batería 4	04/09/2020, 01:00:00	1303
Batería 5	04/09/2020, 01:00:00	1354

**Tabla 6. Métricas totales para política de selección de mejor SoH**

Fin de simulación	Nº Caídas Totales	Nº Caídas Totales Por Año
04/09/2020, 01:00:00	0	0

Destacamos que, para la política de selección de baterías con mejor estado de salud, al darse un entrelazado en el trabajo de las baterías, las baterías presentan un número de caídas similar, además de coincidir en su fin de vida.

**Tabla 7. Métricas por batería para política de selección de peor SoH**

Nº Batería	Fecha fin de vida por SoH	Nº Caídas por batería
Batería 1	---	779
Batería 2	27/12/2019, 10:00:00	2478
Batería 3	08/05/2018, 09:45:00	2863
Batería 4	25/09/2016, 02:15:00	2152
Batería 5	03/01/2015, 14:30:00	2389

**Tabla 8. Métricas totales para política de selección de peor SoH**

Fin de simulación	Nº Caídas Totales	Nº Caídas Por Año
--	0	0

Añadimos que, en la política de selección en base a peor estado de salud, no existe ese entrelazado de trabajo, ya que queda soportado sobre la batería de peor estado. Por lo tanto, presenta un mayor número de caídas que en la política de carga basada en selección de mejor estado de salud.

Sin embargo, observando el número de caídas totales y por años, en ambas políticas, se observa un valor de cero, esto dota a la instalación híbrida de mayor estabilidad en comparación con la instalación convencional de una batería.

**Tabla 9. Métricas por batería y totales para instalación con una sola batería**

<b>Fecha fin de vida por SoH</b>	<b>Nº Caídas por batería</b>	<b>Nº Caídas Totales</b>	<b>Nº Caídas Por Año</b>
29/10/2020, 08:00:00	165	165	21

Tras exponer las diferentes métricas para las diferentes simulaciones, exponemos que las políticas de control presentan de forma global mayor estabilidad, al no presentar caídas de la instalación. Por otro lado, la política de selección en base a peor estado de salud muestra un mejor manejo en el ciclo de vida de las baterías, ya que aún mantiene una batería “con vida” al final de la simulación. Añadimos que la instalación convencional presenta un ciclo de vida algo mejor (un mes aproximadamente) que la política de selección en base a mejor estado de salud.

En Figura 17, Figura 18 y Figura 19 presentamos la evolución de las tensiones en bornes de las baterías frente a la tensión de caída (línea discontinua de color rojo y valor de 44.44 voltios) para las diferentes simulaciones.

Estas figuras nos ayudan a observar los instantes donde caen, de forma individual, las baterías en las simulaciones planteadas.

Para la instalación convencional exponemos que el número de caídas crece con el paso del tiempo, aspecto lógico teniendo en cuenta la degradación de la batería. Destacamos que la política de selección en base a mejor estado de salud presenta un aumento de las caídas por batería a lo largo del tiempo, sin embargo, con el trabajo entrelazado de todas las baterías la instalación no cae, lo que dota a esta política de una gran ventaja en autonomía.

Respecto a la política de selección en base a peor estado de salud, se observa las caídas de cada batería, sin embargo, mientras cae una batería, están el resto de apoyo, por lo que no se dan caídas en la instalación.

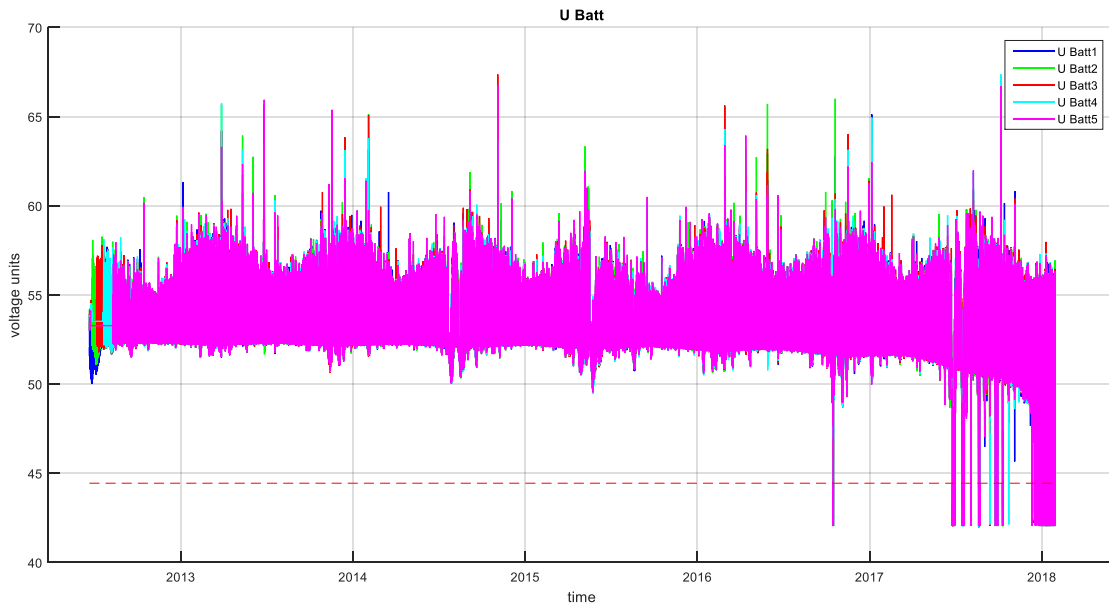


Figura 17. Tensión en bornes para la política de selección de mejor SoH

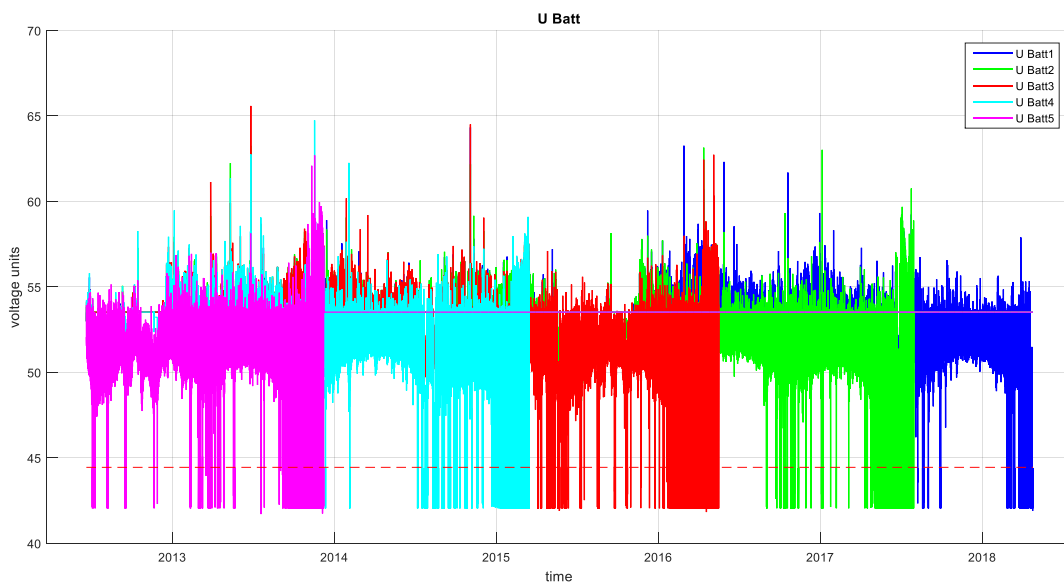


Figura 18. Tensión en bornes para la política de selección de peor SoH

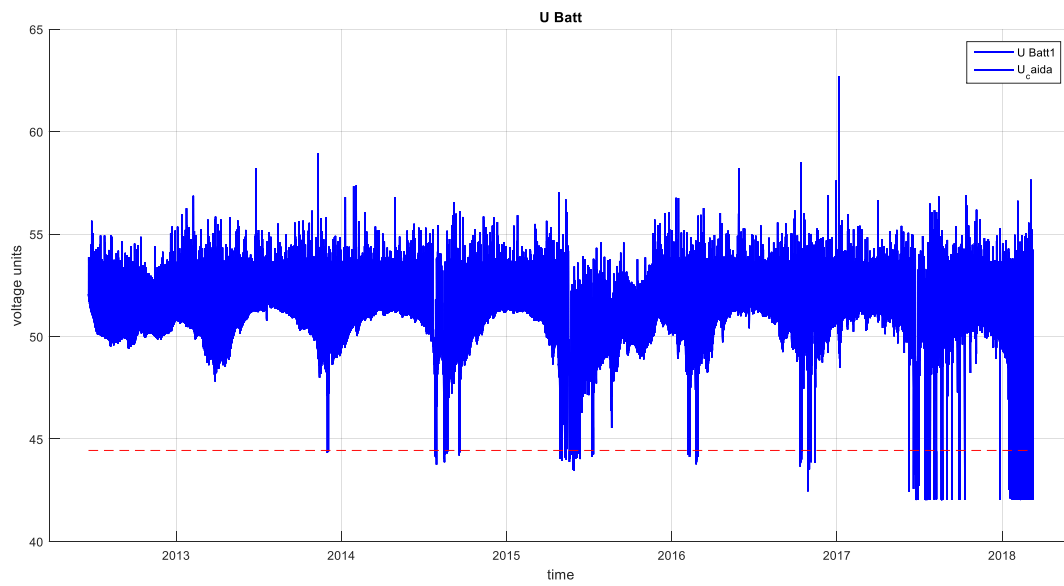


Figura 19. Tensión en bornes para instalación de una sola batería

## 7. Políticas de reemplazo

Tras el análisis realizado con las políticas de carga planteadas, resulta interesante realizar simulaciones donde se lleve a cabo un reemplazo de los elementos de almacenamiento cuando llegan al final de su vida.

Para ello, planteamos dos políticas de reemplazo de baterías en función de la política de carga empleada.

Por un lado, para la política de carga por selección del mejor estado de salud planteamos una política de reemplazo que conlleva el recambio de todas las baterías a la vez, debido a que el fin de vida de éstas se da en instantes temporales poco distantes.

Por otro lado, para la política de carga por selección en base al peor estado de vida, se opta por una política de reemplazo que recambia cada batería, de forma independiente, cuando esta llega a su fin de vida, estado de salud de 0%, debido a que el final de vida de las baterías se da en instantes temporales bastante distantes.

En la instalación de una sola batería, se lleva a cabo el reemplazo cuando la batería llega a un estado de salud de 0%.

Añadimos que para ver el efecto de las políticas de reemplazo se han realizado simulaciones de ocho años. Las condiciones iniciales propuestas, para estas simulaciones, son iguales a las expuestas en Tabla 4.

La implementación de estas políticas de reemplazo en *Matlab*® se encuentran en *Anexos4*, en los subapartados *Anexo 4.1 Política de reemplazo de batería cuando su estado de salud es del 0%* y *Anexo 4.2 Política de reemplazo del pack de baterías cuando el estado de salud total es del 0%*.

A continuación, presentamos en Figura 20, Figura 21 y Figura 22 la evolución temporal del estado de salud para las diferentes políticas de carga y para la instalación de un solo elemento de almacenamiento.

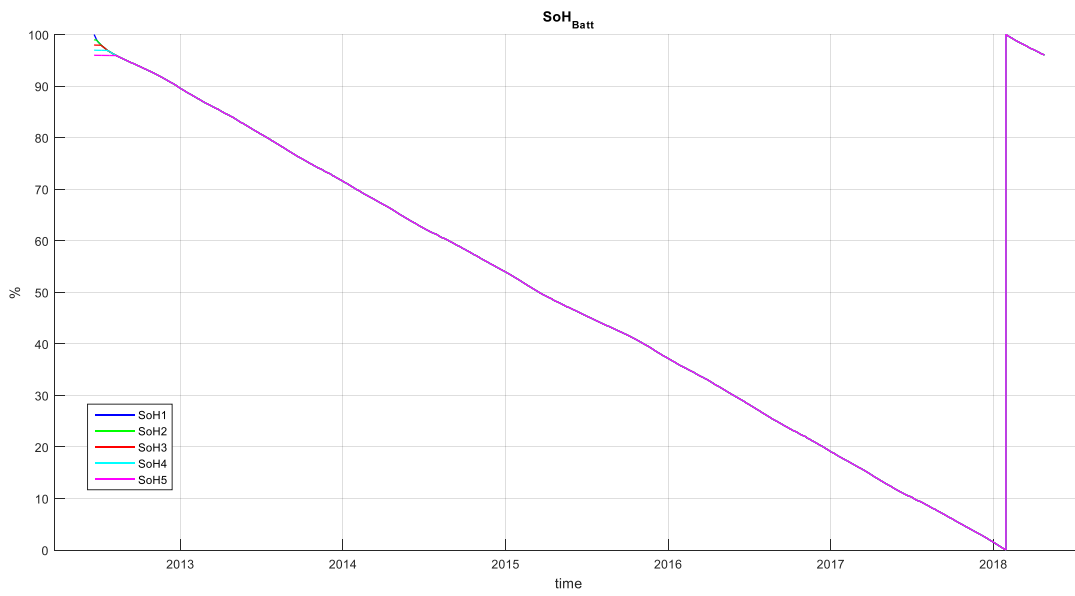


Figura 20. Evolución temporal del SoH para política de selección por mejor SoH y reemplazo

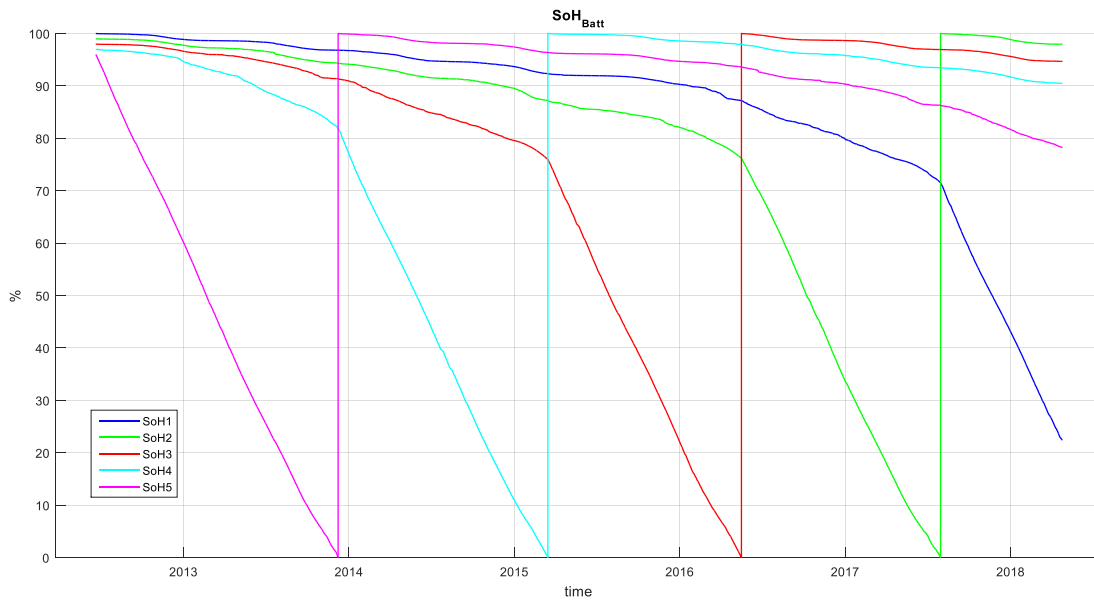


Figura 21. Evolución temporal del SoH para selección por peor SoH y reemplazo



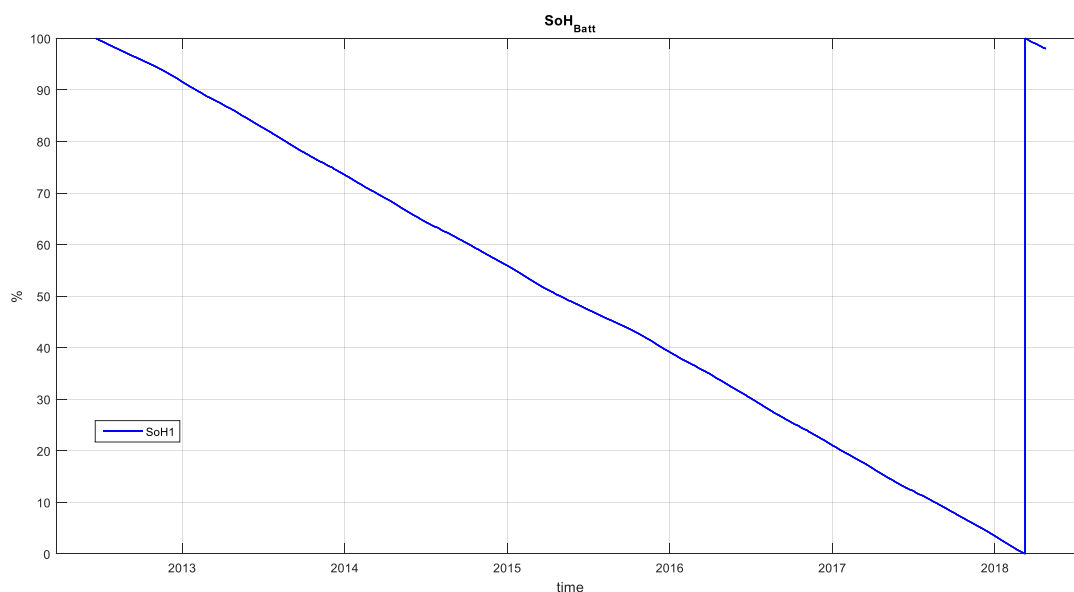


Figura 22. Evolución temporal del SoH para instalación con una batería y reemplazo

En la Tabla 10 se expone el número de baterías reemplazadas a lo largo de la simulación para cada una de las políticas de carga, a través de simples cálculos vamos a estimar el precio de cada batería reemplazada y, a su vez, el precio total de los reemplazos en cada simulación.

Tabla 10. Baterías reemplazadas en función de las políticas de carga

Simulación	Máx. SoH	Mín. SoH	Única Batería
Baterías Reemplazadas	5	4	1

Del trabajo [9], se obtiene que el precio para la tecnología de Plomo utilizada (VRLA) es de 0.2 [€/Wh], teniendo en cuenta que los elementos de las instalaciones híbridas, con cinco baterías, tienen unas características de capacidad de 920 [Ah] y tensión nominal de 53.52 [V], el precio por batería es de 9850 [€] aproximadamente.

Para la instalación con un único elemento de almacenamiento, la capacidad es 4600 [Ah], siendo la tensión nominal igual que en las baterías de la instalación híbrida. Dando un precio unitario de 49238 [€]. En Tabla 11 exponemos de forma más completa el precio total de los reemplazos, calculados multiplicando el precio de batería por el número de reemplazos.

Tabla 11. Coste del reemplazo por simulación

Simulación	Máx. SoH	Mín. SoH	Única Batería
Coste del Reemplazo [€]	49250	39400	49238

## 8. Conclusiones y Líneas de Trabajo Futuro

Indicamos que las diferentes tareas y objetivos expuestos al principio de este documento, en *Introducción*, han sido finalizados con éxito. Obteniendo un simulador genérico de una instalación híbrida de almacenamiento de energía, junto a modelos de energía y envejecimiento para sus elementos de almacenamiento. A su vez, dotamos a este simulador de un conjunto de políticas de control y reemplazo, utilizadas para comparar simulaciones entre instalaciones de almacenamiento de energía convencional e híbrida.

De los resultados obtenidos en el apartado *Políticas de control*, teniendo en cuenta la métrica de *evolución temporal del estado de salud*, concluimos que la política de selección en base a peor estado de salud muestra los mejores resultados, en comparación con la instalación convencional y la otra política de carga.

Entre políticas de control, expresamos que la política de selección en base a peor estado de salud tiene como objetivo adelantar el fin de vida de los elementos de almacenamiento en peor estado, en su contra, la política basada en selección por mejor estado de salud tiene como objetivo compensar el efecto de los elementos con peor salud, entrelazando el trabajo de la instalación entre las baterías con mejor estado de salud, causando una degradación equitativa de todos los elementos que conforman la instalación. Estos objetivos quedan reflejados en las curvas de *evolución temporal del estado de salud* en el apartado *Políticas de control*.

Añadimos que los resultados obtenidos, para esa métrica, en la instalación convencional, son ligeramente mejores, en comparación con la política de selección en base a mejor estado de salud (la instalación convencional presenta aproximadamente un mes más de autonomía).

Respecto a la métrica de *evolución temporal de la capacidad equivalente*, se concluye que la política de selección en base a peor estado de salud muestra una menor degradación de la capacidad de la instalación. Cabe destacar que, en los primeros años de vida, las tres simulaciones presentan una degradación de la capacidad similar. Sin embargo, los últimos años de vida de la instalación son los que marcan las diferencias entre las simulaciones.

Teniendo en cuenta la métrica de *autonomía de la instalación*, los resultados reflejan las ventajas de las políticas de control frente a la instalación convencional, ya que no exponen ninguna caída en la instalación. Por lo tanto, concluimos que las políticas de control planteadas dotan de una estabilidad superior a la instalación, manteniendo su autonomía, o incluso aumentándola (como es el caso de la política de selección en base a peor estado de salud).

Desde un punto de vista monetario, en el apartado *Políticas de reemplazo*, se observa una cierta similitud en los costes del reemplazo de la instalación convencional con los reemplazos de la política de selección en base a mejor estado de salud. Por otro lado, la política de selección en base a peor estado de salud presenta los costes más bajos, esto refleja que la decisión de acelerar el fin de vida de las baterías con peor estado repercute positivamente en el coste de la instalación.

Añadimos que podría ser interesante un uso entrelazado de las políticas de control planteadas en este trabajo (ver *Anexo 6. Entrelazado de políticas de control*). Por ejemplo, hacer uso de la política de selección en base a mejor estado de salud en los primeros años de vida de la instalación (buscando una degradación equitativa de las baterías), mientras que al final de la vida de los elementos de la instalación convendría utilizar la política de selección en base a peor estado de salud, ya que los resultados exponen un aumento en la autonomía, una menor degradación en la capacidad de la instalación (en los últimos años de vida) y una reducción en los costes de reemplazo. Este entrelazado de las políticas de control se podría gestionar en función a la ***evolución temporal de la capacidad equivalente de la instalación***, debido a que los resultados, en torno a esta métrica, muestra un instante donde la degradación en la capacidad es mayor en una política que en otra.

Respecto a líneas de trabajo futuro planteamos que sería interesante la implementación de un algoritmo que entrelace el uso de las políticas de carga planteadas en este documento, basando este entrelazado en factores económicos, u otros como, por ejemplo, autonomía, evolución de la capacidad de la instalación, etcétera.

También nos parecería interesante implementar estas simulaciones con otro tipo de perfiles de potencia, junto simulaciones con otras tecnologías en los elementos de almacenamiento como Litio y/o ultracapacidades. Con objetivos de observar los resultados que presentan estas tecnologías para las diferentes políticas de carga y reemplazo planteadas.

Otra línea de trabajo interesante tendría relación con la implementación de nuevas políticas de carga y reemplazo (o mejora de las implementadas), basándose en algoritmos que doten de cierta *inteligencia* en los cálculos de los parámetros  $\alpha$  de la instalación, puesto a que los algoritmos implementados en este trabajo presentan ciertas restricciones en estos cálculos puesto que van selección de uno en uno cada elemento de almacenamiento.

Por último, otra línea de trabajo relacionada con la segunda vida de las baterías podría ser interesante, e incluso plantear estrategias de control específicas para la inclusión de baterías recicladas, como se ha observado en la pequeña revisión en *2.3 Reciclaje de elementos de almacenamiento*.

## 9. Referencias Bibliográficas

- [1] D. Pérez, “Análisis y verificación de arquitecturas para la integración de convertidores en un sistema de almacenamiento de energía inteligente (iESS).”
- [2] G. J. May, “Recent progress in the development of VRLA batteries for the global telecom market,” in *Proceedings of Intelec '96 - International Telecommunications Energy Conference*, 1996, pp. 168–171.
- [3] E. Garayalde, I. Aizpuru, J. M. Canales, I. Sanz, C. Bernal, and E. Oyarbide, “Análisis Experimental del Efecto de la Temperatura y la Tensión de Carga para la Optimización Energética de Sistemas de Almacenamiento de Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas,” *SAAEI 2017*, 2017.
- [4] I. Sanz-Gorrachategui *et al.*, “New battery model considering thermal transport and partial charge stationary effects in photovoltaic off-grid applications,” *J. Power Sources*, vol. 378, pp. 311–321, 2018.
- [5] Buchari, A. Maimulyanti, and Y. A. Winarko, “Preparation and potentiometric performance of micro Ag/AgCl reference electrode,” *Asahi Garasu Zaidan Josei Kenkyu Seika Hokoku*, no. December, pp. 06 02 07/1-06 02 07/33, 2006.
- [6] B. S. Bhangu, P. Bentley, D. a. Stone, and C. M. Bingham, “State-of-charge and state-of-health prediction of lead-acid batteries for hybrid electric vehicles using non-linear observers,” *2005 Eur. Conf. Power Electron. Appl.*, pp. 1–10, 2005.
- [7] A. Khaligh and Zhihao Li, “Battery, Ultracapacitor, Fuel Cell, and Hybrid Energy Storage Systems for Electric, Hybrid Electric, Fuel Cell, and Plug-In Hybrid Electric Vehicles: State of the Art,” *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 59, no. 6, pp. 2806–2814, Jul. 2010.
- [8] W. X. Shen, “Optimally sizing of solar array and battery in a standalone photovoltaic system in Malaysia,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 348–352, Jan. 2009.
- [9] S. Hajiaghahi, A. Salemnia, and M. Hamzeh, “Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review,” *J. Energy Storage*, vol. 21, pp. 543–570, Feb. 2019.
- [10] S. T. Kim, S. H. Bae, Y. C. Kang, and J. W. Park, “Energy Management Based on the Photovoltaic HPCS With an Energy Storage Device,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 7, pp. 4608–4617, 2015.

- [11] Y. Kim, J. Koh, Q. Xie, Y. Wang, N. Chang, and M. Pedram, “A scalable and flexible hybrid energy storage system design and implementation,” *J. Power Sources*, vol. 255, pp. 410–422, 2014.
- [12] I. Sanz-gorrachategui *et al.*, “Hybrid Energy Storage Systems applied to Off-Grid Photovoltaic Systems,” pp. 1–8, 2015.
- [13] S. Kotra and M. K. Mishra, “Energy management of hybrid microgrid with hybrid energy storage system,” *2015 Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2015*, vol. 5, pp. 856–860, 2015.
- [14] T. N. Reddy, M. K. Mishra, and S. Srinivas, “Grid interactive combined supercapacitor/battery energy storage system with power quality features,” *Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol.*, vol. 2015-June, no. June, pp. 2600–2605, 2015.
- [15] Y. Zhang and Z. Jiang, “Dynamic power sharing strategy for active hybrid energy storage systems,” *5th IEEE Veh. Power Propuls. Conf. VPPC '09*, pp. 558–563, 2009.
- [16] Z. Wang, D. Luo, and L. Zhang, “Research on the Active Power Coordination Control System for Wind/Photovoltaic/Energy Storage.”
- [17] C. Wanichrojanarat and P. Wirasanti, “Control Strategy for Seamless Transition of Microgrid Using Battery Energy Storage System,” *Proc. - 2018 53rd Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2018*, pp. 1–6, 2018.
- [18] X. Li and D. Zhang, “Coordinated control and energy management strategies for hundred megawatt-level battery energy storage stations based on multi-agent theory,” *Int. Conf. Adv. Mechatron. Syst. ICAMEchS*, vol. 2018-Augus, pp. 152–156, 2018.
- [19] G. G. Yan, X. Z. Cui, J. H. Li, S. Feng, and Z. M. Wang, “Design of the control strategy for improving the service life of battery in wind-PV-ES hybrid generation system,” *IET Conf. Publ.*, vol. 2013, no. 623 CP, pp. 2–5, 2013.
- [20] L. Wu, H. Liu, K. Bai, and Z. Cui, “A coordinated control strategy of active power and voltage for large scale wind-storage combined generation system,” *C. 2016 - Int. Conf. Cond. Monit. Diagnosis*, pp. 811–814, 2016.
- [21] E. Hossain, D. Murtaugh, J. Mody, H. M. R. Faruque, M. S. H. Sunny, and N. Mohammad, “A Comprehensive Review on Second-Life Batteries: Current State, Manufacturing Considerations, Applications, Impacts, Barriers Potential Solutions, Business Strategies, and Policies,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 73215–73252, 2019.

- [22] C. Zhu, J. Xu, K. Liu, and X. Li, “Feasibility analysis of transportation battery second life used in backup power for communication base station,” *2017 IEEE Transp. Electr. Conf. Expo, Asia-Pacific, ITEC Asia-Pacific 2017*, 2017.
- [23] A. Keeli and R. K. Sharma, “Optimal use of second life battery for peak load management and improving the life of the battery,” *2012 IEEE Int. Electr. Veh. Conf. IEVC 2012*, pp. 1–6, 2012.
- [24] Y. Kim, J. Koh, Q. Xie, Y. Wang, N. Chang, and M. Pedram, “A scalable and flexible hybrid energy storage system design and implementation,” *J. Power Sources*, vol. 255, pp. 410–422, 2014.